

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 1212

**COMPARAÇÃO DE VIDA ÚTIL ENTRE BANCOS DE BATERIAS DE ÍON-LÍTIO E CHUMBO-ÁCIDO NO CONTEXTO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E TARIFA BRANCA**

**Bárbara Aparecida Lemes Paixão**

DATA DA DEFESA: 01/12/2020

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**COMPARAÇÃO DE VIDA ÚTIL ENTRE BANCOS DE BATERIAS  
DE ÍON-LÍTIO E CHUMBO-ÁCIDO NO CONTEXTO DA  
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA E TARIFA BRANCA**

Bárbara Aparecida Lemes Paixão

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Danilo Iglesias Brandão  
Coorientadora: Profa. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2020

P149c

Paixão, Bárbara Aparecida Lemes.

Comparação de vida útil entre bancos de baterias de íon-lítio e chumbo-ácido no contexto da compensação de energia com geração distribuída fotovoltaica e tarifa branca [recurso eletrônico] / Bárbara Aparecida Lemes Paixão. - 2020.

1 recurso online (158 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Danilo Iglesias Brandão.

Coorientadora: Wadaed Uturbey da Costa.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos e apêndices: f. 114-157.

Bibliografia: f. 103-113.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Baterias - Teses. 3. Energia - Armazenamento - Teses. 4. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 4. Serviços de eletricidade - Tarifas - Teses. I. Brandão, Danilo Iglesias. II. Costa, Wadaed Uturbey da. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)

**"Comparação de Vida Útil Entre Bancos de Baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Geração Distribuída Fotovoltaica e Tarifa Branca"**

**Bárbara Aparecida Lemes Paixão**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de dezembro de 2020.

Por:



---

**Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão**  
DEE (UFMG) - Orientador



---

**Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa**  
DEE (UFMG)



**Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira**  
IPUC (PUC-Minas)



---

**Prof. Dr. Igor Amariz Pires**  
(UFMG)

*Dedico este trabalho a todos que me incentivaram e me ampararam em momentos críticos, em especial à minha mãe, ao meu pai, à minha irmã, ao meu namorado Yago e à minha cadela Amy.*

# Agradecimentos

Para a realização deste trabalho, muitas pessoas me ajudaram, e sem elas não teria sido fácil concluí-lo. Algumas delas, pelo grande apoio que me prestaram ao longo do trajeto, gostaria de agradecer especialmente.

Ao professor Danilo Iglesias Brandão, que aceitou orientar minha dissertação de mestrado, sempre revelando o caminho certo a ser seguido com extrema atenção e paciência. Agradeço também à minha coorientadora, professora Wadaed Uturbey Costa, por demonstrar especial delicadeza, grandes ensinamentos e atenção no trato. Sem os conselhos e sugestões de ambos, a realização deste trabalho não seria possível. Obrigada por não desistirem de mim.

A todos professores, funcionários e colegas da Escola de Engenharia da UFMG. Em especial ao professor Hani Camille Yehia, pois sem sua amizade e seu desprendimento em ajudar, eu não estaria na pós-graduação. Agradeço, ainda, ao Nicolas Tadeu Domingues Fernandes, pela paciência e por todo conhecimento compartilhado.

Agradeço também à Bruna Conrado e ao meu primo, Lucas Wilker, pelas conversas, incentivo, amizade e conselhos ao longo do mestrado.

À Alexandra Asanovna Elbakyan e ao Aaron Hillel Swartz (*in memoriam*), pela coragem ao combater a desigualdade no acesso ao conhecimento em todo o mundo.

Agradecimentos especiais são direcionados à Petrobrás S/A, pois este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulamentado pela ANEEL sob o título Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”, projeto ID ANEEL PD-00553-0046 / 2016, onde a Petrobrás é proponente.

*The good thing about science is that it's  
true whether or not you believe in it.  
(Neil deGrasse Tyson)*

# Resumo

As fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, podem ter seu potencial de geração maximizado quando sistemas de armazenamento de energia elétrica são utilizados conjuntamente. Essa associação permite mitigar problemas de qualidade de energia elétrica causados pela intermitência e imprevisibilidade das renováveis. Dentre as tecnologias de armazenadores de energia elétrica, as baterias são uma das formas mais atrativas, tecnicamente devido à sua facilidade de dimensionamento, instalação, modularidade e confiabilidade, em função de sua aplicação, já popular, em outros setores, como o setor automotivo. A aplicação de bateria em sistemas de geração de energia renovável agrega mais benefícios se o seu despacho for coordenado para reduzir o custo da conta de energia elétrica, quando considerado um ambiente de tarifa horária. Todavia, por possuírem preços elevados, os acumuladores de energia eletroquímicos oneram o projeto de geração distribuída com fontes renováveis. Portanto, uma forma de contornar esse problema é optar pela tecnologia de armazenador de energia elétrica em que o compromisso vida útil *versus* preço seja ampliado. Deste modo, nesta dissertação foram considerados bancos de baterias para aplicação conjunta com geração distribuída fotovoltaica, em um cenário de tarifa horária no contexto da compensação de energia elétrica em vigor no Brasil, com o objetivo principal de estimar a vida útil das tecnologias de baterias chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato. Assim, por meio de simulações através do *software System Advisor Model*, avaliou-se qual tecnologia de armazenador de energia elétrica apresenta o melhor desempenho em termos de vida útil e economia na conta de energia frente às variações de estado de carga e temperatura. Em geral, verificou-se que o estado de carga não tem grande influência na vida útil das baterias de chumbo-ácido carbono. No entanto, o valor de estado de carga elevado representa um fator preponderante para a diminuição da vida útil das baterias de íon-lítio. Tem-se ainda que, para uma mesma profundidade de descarga, caso o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato seja operado com faixas de valores de estado de carga diferentes, a faixa que apresentar os maiores valores de estado de carga irá manifestar a menor vida útil. Porém, essa característica não é verdade para baterias de chumbo-ácido carbono. Para ambas as baterias, ao se aumentar o valor da profundidade de descarga e a temperatura de operação, a vida útil diminui consideravelmente. Também observou-se que, para clientes sob a tarifa branca, com geração distribuída fotovoltaica e armazenador de energia despachado, cujo a intenção é aproveitar os benefícios da arbitragem, as baterias de íon-lítio ferro-fosfato são mais vantajosas em relação às baterias de chumbo-ácido carbono em decorrência da maior vida útil.

**Palavras-chaves:** baterias. íon-lítio. chumbo-ácido. vida útil. geração distribuída fotovoltaica. tarifa branca.



# Abstract

The renewable energy sources, such as solar and wind power, can have their generation potential maximized when electrical energy storage systems are used together. This association allows mitigating electricity quality problems caused by intermittency and unpredictability of renewables. Among the technologies of electric energy storage, batteries are one of the most technically attractive forms, due to their ease of dimensioning, installation, modularity, and reliability, due to their application, already popular, in other sectors, such as automotive sector. The use of batteries in renewable energy generation systems adds more benefits if their dispatch is coordinated to reduce the cost of the electric bill when considered an hourly rate environment. However, because they have high prices, electrochemical energy accumulators burden the distributed generation project with renewable sources. Therefore, one way to get around this problem is to opt for electric energy storage technology in which the price life versus commitment is extended. Thus, in this dissertation, battery banks were considered for joint application with a distributed photovoltaic generation, in an hourly tariff scenario in the context of electricity compensation in force in Brazil, with the main objective of estimating the useful life of lead-acid carbon and lithium-ion iron phosphate battery technologies. Thus, through simulations through software System Advisor Model, it was evaluated which electric energy storage technology has the best performance in terms of useful life and savings in the energy bill in the face of variations in state of charge and temperature. In general, it was found that state of charge does not have much influence on the lifetime of lead-acid carbon batteries. However, the high state of charge value represents a major factor in reducing the lifetime of lithium-ion batteries. It should also be noted that, for the same depth of discharge, if the lithium-ion iron phosphate battery bank is operated with different state of charge value ranges, the range with the highest state of charge values will manifest the shortest useful life. However, this feature is not true for carbon lead-acid batteries. For both batteries, by increasing the depth of discharge value and the operating temperature, the useful life is reduced considerably. It was also found that, for customers of the white tariff, with a distributed photovoltaic generation and dispatched energy storage, who wish to enjoy the benefits of arbitration, lithium-ion iron phosphate batteries are more advantageous than lead-acid carbon batteries due to longer lifetime.

**Key-words:** batteries.lithium ion. lead acid. lifetime. distributed photovoltaic generation. white tariff.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento da capacidade fotovoltaica distribuída por segmento, 2007-2024 [1]. . . . .	16
Figura 2 – Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil. A tarifa é composta pela TUSD e TE que possuem componentes relativas ao transporte, perdas, encargos e energia [21]. . . . .	26
Figura 3 – Comparação modalidades tarifárias grupo “B” [23]. . . . .	29
Figura 4 – Alternativas para compensação de energia elétrica apresentadas pela ANEEL [24]. . . . .	31
Figura 5 – Peso percentual de cada componente da tarifa de energia segundo a média nacional. . . . .	31
Figura 6 – Esquema de uma célula de chumbo-ácido [35]. . . . .	35
Figura 7 – Cristais de $PbSO_4$ [39]. . . . .	37
Figura 8 – Formação de dendritos [47]. . . . .	39
Figura 9 – Causas da degradação da bateria de chumbo-ácido. . . . .	41
Figura 10 – Esquema de uma célula de íon-lítio [35]. . . . .	42
Figura 11 – Modelo proposto para a Interface Sólida Permeável formada em um cátodo de $LiMn_2O_4$ [62]. . . . .	44
Figura 12 – Causas da degradação da bateria de íon-lítio [76]. . . . .	46
Figura 13 – Diagrama simplificado do modelo de Schiffer [79]. . . . .	49
Figura 14 – Circuito equivalente à uma bateria de chumbo-ácido [80]. . . . .	49
Figura 15 – Modelos de bateria de íon-lítio baseados em circuitos elétricos [87]. . . . .	52
Figura 16 – Passos para modelar um sistema renovável no SAM. . . . .	57
Figura 17 – Dados de entrada SAM para especificação do banco de baterias. . . . .	58
Figura 18 – Possíveis conexões das baterias no SAM. . . . .	59
Figura 19 – Dados de entrada SAM para parametrização dos conversores e limites/-prioridades de recarga. . . . .	60
Figura 20 – Dados de entrada SAM para substituição do banco de baterias e perdas nos equipamentos. . . . .	60
Figura 21 – Algoritmo do modelo de bateria do SAM. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	62
Figura 22 – Dados de entrada <i>default</i> no SAM para o modelo térmico. . . . .	63
Figura 23 – Algoritmo do modelo térmico. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	64
Figura 24 – Algoritmo do modelo de capacidade. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	65
Figura 25 – Modelo KiBAM. Há duas cargas que representam a carga total da bateria de chumbo-ácido : carga vinculada e carga disponível [107]. . . . .	66
Figura 26 – Característica de descarga das baterias considerando a corrente nominal [78]. . . . .	67

Figura 27 – Dados de entrada no SAM para o modelo de tensão. . . . .	69
Figura 28 – Algoritmo do modelo de tensão. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	70
Figura 29 – Dados de entrada <i>default</i> no SAM para o modelo de vida útil. . . . .	71
Figura 30 – Dados de entrada <i>default</i> do SAM para degradação calendário. . . . .	72
Figura 31 – Algoritmo do modelo de vida útil. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	73
Figura 32 – Despachos dos armazenadores de energia elétrica disponíveis no SAM. . . . .	74
Figura 33 – Algoritmo da tomada de decisão para o despacho das baterias do SAM [106]. . . . .	75
Figura 34 – Diagrama esquemático da geração distribuída fotovoltaica com armazenador de energia considerado. . . . .	79
Figura 35 – Comparação das modalidades tarifárias de acordo com os valores da CEMIG para novembro/2019. . . . .	81
Figura 36 – Despacho manual configurado no SAM. . . . .	81
Figura 37 – Local da instalação da Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência. . . . .	82
Figura 38 – Composição da planta fotovoltaica Tesla. . . . .	83
Figura 39 – Modelagem das sombras no SAM. . . . .	84
Figura 40 – Curvas de carga diárias médias de clientes residenciais (B1) com consumo mensal >100kWh. Fonte: Distribuidoras do Brasil/2012. . . . .	86
Figura 41 – Curva de carga simulada. . . . .	86
Figura 42 – Banco de baterias de chumbo-ácido carbono. . . . .	88
Figura 43 – Banco de baterias de íon-lítio. . . . .	89
Figura 44 – Estudo de caso 1 - Projeto Fixo. . . . .	92
Figura 45 – Estudo de caso 2 - Projeto Fixo. . . . .	94
Figura 46 – Estudo de caso 3 - Projeto fixo. . . . .	95
Figura 47 – Estudo de caso 1 - Projeto Variável. . . . .	97
Figura 48 – Estudo de caso 2 - Projeto Variável. . . . .	99
Figura 49 – Estudo de caso 3 - Projeto variável. . . . .	100
Figura 50 – Banco de baterias 12MS234. . . . .	116
Figura 51 – Algoritmo para despacho manual. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	132
Figura 52 – Algoritmo para despacho manual. Fonte: Elaborado pela autora. . . . .	133

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Sistemas de compensação de energia elétrica ANEEL [19]. . . . .	24
Tabela 2 – Grupos de consumidores e suas classes. . . . .	27
Tabela 3 – Modalidades tarifárias no Brasil [22]. . . . .	28
Tabela 4 – Bandeiras tarifárias [20]. . . . .	30
Tabela 5 – Tecnologias de armazenadores de energia do SAM. . . . .	58
Tabela 6 – Comparação das modalidades do SAM e do Brasil. Os campos em verde indicam quando a característica da compensação de energia elétrica é igual a característica da praticada no Brasil. . . . .	78
Tabela 7 – Valores de tarifas para novembro/2019 CEMIG. . . . .	80
Tabela 8 – Inversores da Usina FV Tesla . . . . .	83
Tabela 9 – Exemplos de subgrupos e faixas de consumo. . . . .	85
Tabela 10 – Características do banco de bateria [113] [114]. . . . .	87
Tabela 11 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono. (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	90
Tabela 12 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	91
Tabela 13 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	93
Tabela 14 – Variação da temperatura para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	93
Tabela 15 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	94
Tabela 16 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono. (Temperatura 25 °C, e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	96
Tabela 17 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Temperatura 25 °C, e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	96
Tabela 18 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	98
Tabela 19 – Variação da temperatura para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	98
Tabela 20 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	99

Tabela 21 – Características do banco de bateria. . . . .	115
Tabela 22 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	117
Tabela 23 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	118
Tabela 24 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	119
Tabela 25 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	120
Tabela 26 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	122
Tabela 27 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor 35W/m <sup>2</sup> K) . . . . .	123

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>16</b>
1.1	Objetivos	19
1.1.1	Objetivo Geral	19
1.1.2	Objetivos Específicos	19
1.2	Metodologia	20
1.3	Organização da Dissertação	20
<b>I</b>	<b>Referencial Teórico</b>	<b>22</b>
<b>2</b>	<b>Compensação de Energia Elétrica</b>	<b>23</b>
2.1	Introdução	23
2.2	Contexto Brasileiro	23
2.2.1	Modelagem Tarifária de Energia no Brasil	25
2.2.2	Mudanças na Regulamentação	30
<b>3</b>	<b>Tecnologias de Armazenadores de Energia Elétrica</b>	<b>33</b>
3.1	Introdução	33
3.2	Baterias de Chumbo-Ácido	33
3.2.1	Estrutura Básica	34
3.2.2	Causas do Envelhecimento e Falhas	36
3.2.3	Parâmetros que Influenciam na Vida Útil	40
3.3	Baterias de Íon-Lítio	41
3.3.1	Estrutura Básica	42
3.3.2	Causas do Envelhecimento e Falhas	43
3.3.3	Parâmetros que Influenciam na Vida Útil	45
<b>4</b>	<b>Modelagem de Bancos de Baterias</b>	<b>47</b>
4.1	Introdução	47
4.2	Tipos de Modelagens Matemáticas	47
4.3	Baterias de Chumbo-Ácido	48
4.3.1	Modelos Utilizados na Literatura	48
4.4	Baterias de Íon-Lítio	50
4.4.1	Modelos Utilizados na Literatura	50
4.5	Estratégias de Despacho	53
<b>II</b>	<b>Ferramenta Computacional e Cenário Base de Análise dos Bancos de Bateria de Íon-Lítio e Chumbo-Ácido</b>	<b>55</b>
<b>5</b>	<b>Ferramenta Computacional (SAM)</b>	<b>56</b>

5.1	Introdução . . . . .	56
5.2	Aspectos Gerais da Ferramenta . . . . .	56
5.3	Modelagem de Baterias . . . . .	58
5.3.1	Modelo Térmico . . . . .	62
5.3.2	Modelo de Capacidade . . . . .	64
5.3.2.1	Bateria de Chumbo-ácido . . . . .	65
5.3.2.2	Bateria de Íon-lítio . . . . .	66
5.3.3	Modelo de Tensão . . . . .	67
5.3.4	Modelo de Vida Útil . . . . .	70
5.4	Despachos . . . . .	73
5.5	Compensação de Energia Elétrica . . . . .	76
5.5.1	Medição de Energia Líquida . . . . .	76
5.5.2	Medição de Energia Líquida com Créditos em Reais . . . . .	76
5.5.3	Faturamento Líquido . . . . .	77
5.5.4	Faturamento Líquido com Transição para o próximo mês . . . . .	77
5.5.5	Comprar tudo/ Vender tudo . . . . .	77
5.5.6	Comparação dos Sistemas de Compensação do SAM com o Praticado no Brasil . . . . .	78
<b>6</b>	<b>Cenário Base de Análise . . . . .</b>	<b>79</b>
6.1	Introdução . . . . .	79
6.2	Definição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica . . . . .	79
6.3	Definição das Tarifas . . . . .	79
6.4	Definição da Estratégia de Despacho . . . . .	81
6.5	Dimensionamento do Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica . . . . .	82
6.5.1	Geração Distribuída Fotovoltaica . . . . .	82
6.5.2	Caracterização da Carga . . . . .	84
6.5.3	Banco de Baterias . . . . .	86
6.5.3.0.1	Banco de Chumbo-ácido Carbono . . . . .	87
6.5.3.0.2	Banco de Íon-lítio Ferro Fosfato . . . . .	88
<b>7</b>	<b>Resultados de Simulação . . . . .</b>	<b>90</b>
7.1	Introdução . . . . .	90
7.2	Estudo de caso - Projeto dos armazenadores de energia fixo . . . . .	90
7.2.1	Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante . . . . .	90
7.2.2	Estudo de caso 2 - Variação da temperatura . . . . .	92
7.2.3	Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa . . . . .	94
7.3	Estudo de caso - Projeto Variável . . . . .	95
7.3.1	Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante . . . . .	95
7.3.2	Estudo de caso 2 - Variação da temperatura . . . . .	97
7.3.3	Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa . . . . .	99

<b>8 Conclusão</b> . . . . .	<b>101</b>
Trabalhos Futuros . . . . .	102
Publicações . . . . .	102
<b>Referências</b> . . . . .	<b>103</b>
<b>Apêndices</b> . . . . .	<b>114</b>
<b>APÊNDICE A Resultados considerando a Bateria 12MS234 Moura</b> . . . . .	<b>115</b>
A.1 Dados da bateria . . . . .	115
A.2 Projeto do Banco de Chumbo-ácido Carbono 12MS234 . . . . .	115
A.3 Resultados de simulação . . . . .	116
A.3.1 Projeto Fixo . . . . .	116
A.3.1.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante . . . . .	116
A.3.1.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura . . . . .	118
A.3.1.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa . . . . .	119
A.3.2 Projeto Variável . . . . .	120
A.3.2.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante . . . . .	120
A.3.2.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura . . . . .	121
A.3.2.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa . . . . .	122
<b>APÊNDICE B Códigos do MATLAB para captura das curvas características das baterias</b> . . . . .	<b>124</b>
<b>APÊNDICE C Algoritmo de Despacho Simplificado</b> . . . . .	<b>131</b>
<b>Anexos</b> . . . . .	<b>134</b>
<b>ANEXO A Bateria Chumbo-Ácido Carbono 12REXC120</b> . . . . .	<b>135</b>
<b>ANEXO B Bateria Íon-lítio Ferro-fosfato UPLFP48</b> . . . . .	<b>145</b>
<b>ANEXO C Bateria Chumbo-Ácido Carbono 12MS234</b> . . . . .	<b>147</b>



# 1 Introdução

A geração distribuída é a geração de energia que existe perto ou no local do consumo, ou seja, de forma descentralizada. Devido à necessidade da diversificação da matriz energética, ao crescente aumento da demanda pela energia elétrica e ao incentivo dos governos em relação às fontes de energia renováveis, a geração distribuída tem prosperado no mundo todo [1].

Dentre os sistemas de geração de energia baseados em fontes renováveis instalados no formato de geração distribuída, os que possuem o crescimento mais pronunciado são os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Isso acontece em função de sua rápida instalação, - característica silenciosa - e por necessitar de pouco espaço, - normalmente, espaço ocioso [2]. Por meio da Figura 1, observa-se que a capacidade dos sistemas fotovoltaicos distribuídos instalados mundialmente cresce a cada ano. Tem-se que capacidade solar fotovoltaica distribuída deve aumentar globalmente em mais de 250%, atingindo 530 GW em 2024, no caso principal (Figura 1). O crescimento da capacidade fotovoltaica distribuída pode ser acelerado caso os custos de investimentos abaxiem e ocorram incentivos regulatórios, por exemplo [1].



Figura 1 – Crescimento da capacidade fotovoltaica distribuída por segmento, 2007-2024 [1].

No entanto, as energias renováveis, como a energia solar, possuem geração variável que apresenta sazonalidade, com padrões diários e mensais, variando significativamente em intervalos de tempo curtos. Em outros termos, são fontes de energia baseadas em recursos altamente estocásticos e não deterministas. Tem-se, ainda, que a correlação da geração com a carga é, geralmente, bastante desafiadora.

Desse modo, os armazenadores de energia elétrica devem ser utilizados para mi-

tingar os problemas da energia renovável. Dentre os armazenadores de energia elétrica, as baterias são uma das formas mais atrativas tecnicamente, devido à sua facilidade de dimensionamento e instalação, à ampla área de aplicação para gestão da energia ou da qualidade da energia e à modularidade e confiabilidade [3]. Ademais, no estado da arte, apenas acumuladores de energia eletroquímicos são utilizados para mitigar os problemas da energia renovável.

A aplicação de bateria em sistemas de geração de energia renovável possui ainda mais benefícios se o seu despacho for realizado para garantir redução no custo da conta de energia e prolongar a vida útil das baterias. Por exemplo, para uma tarifa horária ou *time-of-use* (TOU), em que o valor muda de acordo com as horas do dia, a bateria armazenaria energia nos períodos do dia em que a tarifa é mais barata, e forneceria energia em períodos do dia em que a tarifa é mais cara. Sendo assim, a atuação do sistema de armazenamento de energia, em sistemas de tarifas horárias ou tarifas planas<sup>1</sup>, é vantajoso economicamente em relação às gerações distribuídas baseadas em energia renovável sem despacho inteligente de bateria ou sem bateria. Tem-se em vista que, com a bateria, é possível definir o despacho de acordo com a tarifa, minimizando custos, e compensar a geração variável dessas fontes de energia [4] [5] [6] [7].

Mesmo diante dessas vantagens, os armazenadores de energia elétrica instalados no mundo representavam, em 2014, apenas 2% da capacidade elétrica mundial total, sendo que 99% refere-se à usinas hidrelétricas reversíveis [8]. Isso acontece porque os acumuladores de energia eletroquímicos oneram financeiramente o projeto de geração distribuída com fontes renováveis. Em [9] é realizado um estudo que mostra que o custo do projeto do sistema fotovoltaico pode dobrar com a inclusão do armazenador de energia elétrica. Além disso, a bateria é um elemento com menor tempo de vida útil do que o sistema fotovoltaico, sendo o primeiro a falhar.

Portanto, mesmo que o sistema fotovoltaico seja uma das alternativas mais econômicas, nos países em desenvolvimento, os valores para sua instalação e manutenção ainda são altos. Isso ressalta a importância de se ter projetos otimizados que viabilizam sua instalação de maneira econômica. Uma forma de contornar esse problema é optar pela tecnologia de armazenador de energia elétrica em que o compromisso vida útil *versus* preço seja ampliado. Além disso, deve-se operar as baterias para obter benefícios em um ambiente com tarifas horárias e administrar os parâmetros que influenciam na vida útil da bateria. Dessa forma, a longo prazo, o projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede, que opere sob tarifas horárias, pode se mostrar vantajoso.

No estudo realizado em [10] é considerado um acumulador eletroquímico de chumbo-ácido em um sistema fotovoltaico. Assim é desenvolvido, então, um modelo para estimar

<sup>1</sup> A tarifa plana ou convencional é aquela que possui um único valor, independente da hora do dia ou período do ano (em R\$/kWh).

sua vida útil. O modelo elaborado é simples e os parâmetros necessários são facilmente encontrados nos manuais do fabricante, porém não leva em consideração os efeitos importantes que ocorrem nas baterias de chumbo-ácido, como o efeito Peukert, a sulfatação decorrente de baixas correntes e a estratificação ácida devido às altas correntes. O artigo ainda não inclui a bateria em um contexto de tarifa horária e não considera outras tecnologias, como baterias de íon-lítio ou sal fundido.

Em [11], é apresentado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico com armazenador de energia de íon-lítio ferro-fosfato sob uma tarifa horária. O artigo tem como objetivo dimensionar o armazenador de energia utilizando um modelo de vida útil e operá-lo para economizar nas despesas com a conta de energia. São empregados modelos detalhados para a bateria, que representam, inclusive, a perda da sua capacidade. Porém, o estudo é feito considerando apenas a tecnologia de bateria de íon-lítio ferro-fosfato. Além disso, o foco para prolongar a vida útil não considera o despacho da bateria, se concentrando apenas no dimensionamento do banco de baterias.

Os autores de [12] comparam quatro tecnologias de bateria em termos do envelhecimento cíclico: chumbo-ácido gel, chumbo-ácido inundado, níquel-cádmio e íon-lítio ferro-fosfato. Para baterias de íon-lítio ferro-fosfato, a metodologia descrita apresenta bons resultados ao ser comparada com um modelo empírico. Todavia, a estimativa utilizada considera constante a eficiência das baterias durante toda a sua vida, o que não acontece em uma operação real. Além disso, o modelo trata todas as tecnologias de bateria da mesma forma, sem considerar suas peculiaridades, e não insere os armazenadores de energia elétrica em um contexto de tarifas horárias.

Em outro estudo [13], é desenvolvida uma otimização linear com o objetivo de definir a melhor tecnologia de bateria em termos da vida útil, quando operada sob tarifa horária. O método é capaz de determinar a tecnologia da bateria, sua capacidade e os cronogramas de recarga e descarga. No entanto, considera uma modelagem de estimativa de vida útil bastante simples, em que a corrente e a temperatura não são levadas em conta. Também não é considerada a vida útil<sup>2</sup> do armazenador de energia elétrica.

Os autores de [14], por sua vez, apresentam uma ferramenta de estimativa de vida útil, com base nos dados do fabricante, para baterias de chumbo-ácido. O modelo considera o envelhecimento da bateria devido à profundidade de descarga e à temperatura. Os ciclos são contados por meio do algoritmo *Rainflow* [15]. Novamente, não são considerados o efeito de Peukert e o envelhecimento decorrente das correntes da bateria. O trabalho também não realiza nenhuma avaliação econômica.

Ainda, em [16] é utilizada uma rotina de otimização linear para implementar despachos de armazenadores de energia elétrica baseados em baterias de íon-lítio. Os acumu-

<sup>2</sup> Vida útil da bateria que considera a diminuição da capacidade em função da idade da bateria, que pode ser contada em dias, por exemplo.

ladores químicos são considerados, em conjunto aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, e despachados de forma a se beneficiar da arbitragem, onde vende-se energia a preços elevados e compra-se a preços baixos. As regras de despachos utilizadas também foram capazes de prolongar a vida útil da bateria. Porém, não foi escopo desse trabalho abordar e comparar tecnologias de baterias. Além disso, o modelo de estimação de vida útil é extremamente simples, levando em conta apenas a profundidade de descarga da bateria e o número de ciclos.

Desse modo, nesta dissertação são considerados bancos de baterias (i.e., chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato), para aplicação com geração distribuída fotovoltaica, em um cenário de tarifa horária no contexto da compensação de energia elétrica em vigor no Brasil. Assim, por meio de simulações computacionais, propõe-se avaliar qual tecnologia de armazenador de energia elétrica, chumbo-ácido carbono ou íon-lítio ferro-fosfato, apresenta o melhor desempenho em termos de vida útil e economia na conta de energia.

As baterias de chumbo-ácido e íon-lítio foram selecionadas para este estudo, pois são consideradas adequadas e seguras para trabalhar em usinas fotovoltaicas. Além disso, o *software* de simulação escolhido possui submodelos de bateria integrados, que fornecem uma boa estimativa de vida útil para as duas tecnologias de bateria escolhidas.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo Geral

Estimar a vida útil das tecnologias de baterias chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato, considerando o sistema de potência projetado, geração distribuída fotovoltaica com armazenador de energia, e o despacho baseado em arbitragem <sup>3</sup>.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Implementar o sistema de potência projetado, geração distribuída fotovoltaica com armazenador de energia, com despacho baseado em arbitragem e bateria de chumbo-ácido carbono no SAM (*System Advisor Model*);
- Implementar o sistema de potência projetado, geração distribuída fotovoltaica com armazenador de energia, com despacho baseado em arbitragem e bateria de íon-lítio ferro-fosfato no SAM;

---

<sup>3</sup> Arbitragem é uma operação de compra e venda, onde pretende-se vender a preços elevados e comprar a preços baixos.

- Estudar, detalhadamente, os modelos das baterias de íon-lítio e chumbo-ácido no SAM, para gerar uma análise crítica sobre sua aplicabilidade, precisão e generalização;
- Gerar resultados quantitativos e comparativos de forma a realizar análises à respeito da utilização das baterias de chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato com geração distribuída fotovoltaica.

## 1.2 Metodologia

Com vistas ao alcance dos objetivos, considera-se um sistema conectado à rede elétrica, composto pela Usina de Geração Distribuída Fotovoltaica TESLA, carga correspondente a um cliente residencial e ao armazenamento de energia elétrica baseado em tecnologias de chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato. O despacho do sistema de bateria é coordenado de forma a aproveitar os benefícios da arbitragem no contexto da compensação de energia elétrica e da tarifa branca.

Para análise e avaliação dos desempenhos, definiu-se estudos de casos a serem processados na plataforma de simulação SAM para avaliar as seguintes figuras de mérito: vida útil das baterias e economia na conta de energia. O método científico utilizado para avaliar os resultados gerados é um método comparativo. Para isso, criou-se cenários com os bancos de baterias de íon-lítio ferro-fosfato e de chumbo-ácido carbono dimensionados da mesma maneira. Por fim, avaliou-se a sensibilidade das figuras de mérito à variação de parâmetros como: estado de carga (SoC - State of Charge), profundidade de descarga (DoD - Depth of Discharge) e temperatura de operação da bateria. Destaca-se que variou-se, sempre, apenas um parâmetro por vez.

## 1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação está organizada em oito capítulos, divididos em capítulo 1, parte 1 e parte 2. Os oito capítulos do estudo são apresentados conforme descrito na sequência.

No primeiro capítulo, aborda-se a introdução do tema, as motivações para o desenvolvimento deste trabalho, os seus objetivos, a metodologia utilizada para contemplar os objetivos, além da revisão bibliográfica realizada no decorrer do estudo e a organização do texto. Assim, a dissertação está dividida em dois grandes eixos: referencial teórico e ferramenta computacional e cenário base para análise dos bancos de baterias de íon-lítio e chumbo-ácido.

O primeiro eixo possui três capítulos. No capítulo 2, apresenta-se o sistema de compensação de energia elétrica vigente no Brasil, bem como as tendências e mudanças na sua regulamentação. Investiga-se, também, a modelagem tarifária brasileira. Já no capítulo 3, expõe-se o mecanismo básico de funcionamento dos acumuladores eletroquímicos baseados em chumbo-ácido e íon-lítio. Especifica-se, também, as principais causas do envelhecimento e falhas de cada tecnologia, além de quais parâmetros são críticos para o controle da vida útil da bateria. Por fim, no capítulo 4, discute-se, brevemente, os tipos de modelagens de baterias, detalha-se quais são as modelagens mais utilizadas na literatura para cada tecnologia e resume-se as estratégias de despacho de bateria habitualmente utilizadas.

No segundo eixo, aborda-se a ferramenta computacional e o cenário base para análise dos bancos de baterias de íon-lítio e chumbo-ácido. Este eixo também possui três capítulos. O capítulo 5 apresenta, com mais detalhes, a ferramenta computacional utilizada nas simulações dos estudos de caso. São detalhadas, assim, as entradas necessárias para o funcionamento adequado da ferramenta, os submodelos que fazem parte do modelo da bateria do *software* e os sistemas de compensação de energia elétrica disponíveis. No capítulo 6, a metodologia utilizada para a simulação dos casos de estudo é apresentada. Já no capítulo 7, avalia-se a sensibilidade das figuras de mérito e a vida útil e a economia na conta de energia - frente às variações de SoC e temperatura na operação dos armazenadores de energia. Para a comparação do desempenho de duas tecnologias de baterias, é realizada a simulação de três estudos de caso para um projeto com número fixo de unidade de baterias e mais três estudos de casos para um projeto com número variável de unidade de baterias.

Enfim, o último capítulo apresenta as conclusões gerais, para finalizar o trabalho, além de levantar possibilidades para trabalhos futuros e indicar uma publicação correlata a essa dissertação.

Parte I

Referencial Teórico

## 2 Compensação de Energia Elétrica

### 2.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentado o sistema de compensação de energia elétrica vigente no Brasil, bem como as tendências e mudanças na sua regulamentação. Detalha-se, também, como é a modelagem tarifária brasileira.

### 2.2 Contexto Brasileiro

A Resolução Normativa da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), número 482, publicada no dia 17 de abril de 2012 (REN482) [17], estabeleceu condições gerais para o sistema de compensação de energia elétrica do Brasil. Nesse sistema, o excedente de energia gerado por uma unidade consumidora, seja de cogeração qualificada ou fontes renováveis, pode ser injetado na rede elétrica da distribuidora. Desse modo, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) para abater no consumo do mês ou para utilizar nos meses posteriores. Tais créditos de energia são válidos por até 60 meses. É importante destacar que a compensação, em kWh, sofre uma conversão caso o consumo seja realizado em um posto tarifário diferente da injeção de energia. A tarifa de crédito é diferente da tarifa de varejo, fazendo com que a razão de compensação não seja de um para um no sistema brasileiro.

Para unidades consumidoras do grupo "B", baixa tensão, mesmo que a energia injetada na rede seja maior que a consumida, é necessário um pagamento referente ao custo de disponibilidade da rede elétrica. Esse valor é em reais, equivalente ao valor de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Para unidades consumidores do grupo "A", média tensão, é cobrada a demanda contratada.

Em 2015, houve uma revisão da REN482, a Resolução Normativa número 687 (REN687) [18]. Nela, criaram-se novas modalidades em que o consumidor pode utilizar os créditos de energia em outras unidades previamente cadastradas dentro de uma mesma área de concessão. A Tabela 1 resume as modalidades de compensação.



Tabela 1 – Sistemas de compensação de energia elétrica ANEEL [19].

<b>Tipos de Compensação</b>	<b>Descrição</b>
Compensação Local	Quando a energia exportada para a rede elétrica for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses e a compensação é realizada levando em consideração o valor da tarifa em cada posto tarifário. É importante salientar que, caso a tarifa seja horária, e o consumo dos créditos seja em um posto tarifário diferente daquele em que foi injetado na rede, há uma correção dos créditos.
Múltiplas Unidades Geradoras	O empreendimento está formado por diversas unidades consumidoras, que utilizam a energia de forma independente, e por áreas de uso comum com instalações próprias de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento nas quais se instala microgeração ou minigeração distribuída. As unidades consumidoras devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades adjacentes.
Geração Compartilhada	Consumidores, pessoa física ou jurídica, de uma mesma área de concessão se reúnem, em um consórcio ou cooperativa, que possua unidade consumidora de geração distribuída em um local diferente daquele das unidades consumidoras que terão o excedente de energia compensado.
Autoconsumo Remoto	Cliente pessoa física ou jurídica, que possui uma unidade consumidora com geração distribuída em um local diferente das unidades consumidoras, onde deverá ser realizada a compensação da energia. É necessário que as unidades estejam dentro de uma mesma área de concessão.

A resolução classifica os sistemas de geração em: microgeração, para sistemas de até 75kW, e minigeração, para sistemas de 75kW até 5MW [19]. Embora não mencione níveis de tensão, o módulo 3, “Acesso ao Sistema de Distribuição”, dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelece que cargas superiores a 75kW sejam conectadas na média tensão.

Por fim, reafirma-se que, na REN482, a compensação é apenas mencionada para ser realizada por meio de cogeração qualificada ou fontes renováveis. Ou seja, sistemas armazenadores de energia não são citados e, portanto, não podem injetar energia na rede elétrica. Além disso, embora mencione geradores de energia, sistemas armazenadores de

energia não são contemplados no módulo 3 do PRODIST.

Por esse motivo, a análise da viabilidade dos sistemas armazenadores de energia serão estudados, neste trabalho, no contexto dos recursos distribuídos de energia.

### 2.2.1 Modelagem Tarifária de Energia no Brasil

A tarifa de energia elétrica no Brasil considera três custos, a saber: energia gerada, transporte da energia (transmissão e distribuição) e encargos setoriais. Além disso, também são cobrados na conta de energia os seguintes tributos [20]:

- Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) pelo Governo Federal;
- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) pelo Governo Estadual;
- Contribuição para Iluminação Pública pelo Governo Municipal.

Assim, a tarifa é calculada como mostrado na equação 2.1.

$$\text{Valor da tarifa [R\$/kWh]} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (2.1)$$

As componentes das tarifas no Brasil estão esquematizadas na Figura 2. Sendo TUSD a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição que está ligada à prestação dos serviços necessários para o consumo da energia elétrica (transmissão -fio A-, distribuição -fio b-, perdas elétricas - técnicas e não técnicas - e encargos), e TE a Tarifa de Energia que diz respeito ao produto (energia elétrica).

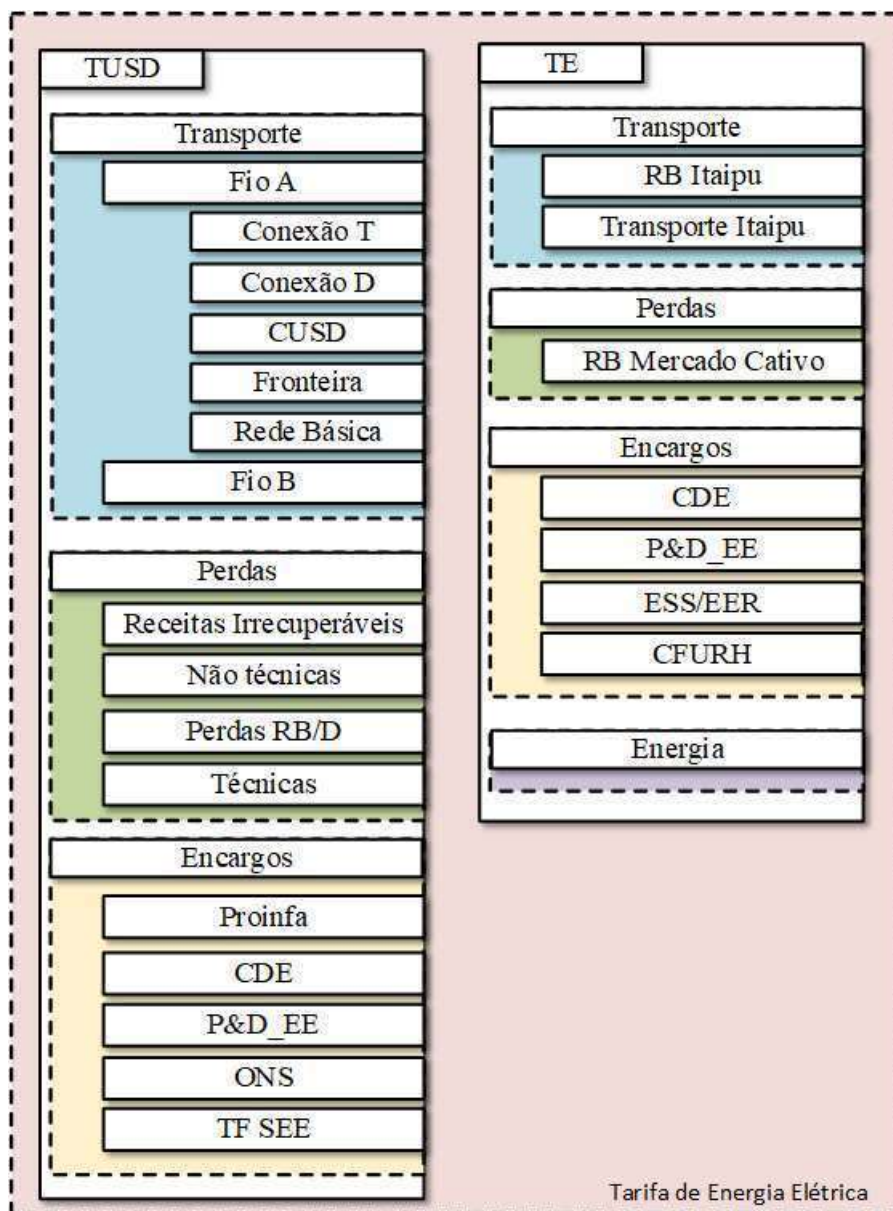


Figura 2 – Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil. A tarifa é composta pela TUSD e TE que possuem componentes relativas ao transporte, perdas, encargos e energia [21].

As tarifas de energia elétrica são definidas com base na demanda de potência e da energia consumida pelo cliente, porém nem todos os clientes pagam pela demanda, já que isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento que o consumidor se encontra .

A demanda de potência (kW) é calculada como sendo a média da potência solicitada à distribuidora, durante o intervalo de 15 minutos, sendo faturado o maior valor medido no período de 30 dias. O consumo de energia (kWh) é o valor acumulado do uso da potência elétrica ao longo de 30 dias [21].

No Brasil, existem dois grandes grupos de consumidores em que as tarifas de

energia estão estruturadas, o grupo A e o B. O grupo B é atendido por tensões inferiores a 2,3kV, enquanto que o grupo A por tensões de 2,3kV a 230kV. A Tabela 2 indica as classes e subclasses de cada grupo.

Tabela 2 – Grupos de consumidores e suas classes.

<b>Grupo</b>	<b>Classes</b>
Grupo "A"	<b>A1</b> para o nível de tensão de 230 kV ou mais; <b>A2</b> para o nível de tensão de 88 a 138 kV; <b>A3</b> para o nível de tensão de 69 kV; <b>A3a</b> para o nível de tensão de 30 a 44 kV; <b>A4</b> para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV; <b>AS</b> para sistema subterrâneo.
Grupo "B"	<b>B1</b> Classe residencial e subclasse residencial baixa renda; <b>B2</b> Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural; <b>B3</b> Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio; <b>B4</b> Classe iluminação pública.

As tarifas do grupo "A" possuem três modalidades de fornecimento: uma convencional e duas horo-sazonais, sendo as três binômias. Já as tarifas do grupo "B" possuem duas modalidades de fornecimento, uma convencional e uma horária, sendo ambas monômias. A Tabela 3 apresenta uma breve descrição de cada modalidade [22].

Tabela 3 – Modalidades tarifárias no Brasil [22].

<b>Grupo</b>	<b>Modalidade</b>	<b>Descrição</b>
Grupo "B"	Convencional	Também chamada de plana, possui um único valor, independente da hora do dia ou período do ano (em R\$/kWh).
	Branca	Possui três valores: ponta, intermediário e fora de ponta. De segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata que a convencional é empregada durante a maior parte das horas do dia, outra mais cara é empregada durante três horas do dia onde o consumo de energia atinge o pico, e uma intermediária, uma hora antes e uma hora depois da mais cara. Nos finais de semana e feriados é empregada a tarifa mais barata.
Grupo "A"	Convencional	Possui valor único para a demanda de potência (em R\$/kW) e para o consumo de energia (em R\$/kWh), independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O consumidor pode optar por essa modalidade caso a sua tensão de fornecimento for menor que 69 kV e o contrato de demanda for inferior a 300 kW.
	Azul	A tarifa de consumo de energia elétrica varia segundo a hora do dia e o período do ano, já a tarifa de demanda de potência varia apenas conforme a hora do dia. Portanto, há quatro valores de tarifa para o consumo de energia (fora de ponta e período seco, fora de ponta e período úmido, ponta e período seco e ponta e período úmido) e dois valores para a demanda de potência (fora de ponta e ponta).
	Verde	A tarifa de consumo de energia elétrica varia conforme a hora do dia e o período do ano, já a tarifa de demanda de potência é plana, possuindo apenas um valor. Como na tarifa azul, há quatro valores para a tarifa de consumo de energia, porém apenas um para a tarifa de demanda de potência, obrigatória para consumidores com tensão de fornecimento menor do que 69 kV e contrato de demanda superior a 300 kW.

As tarifas do grupo "B" são chamadas monômias, porque incluem no valor da tarifa da energia consumida (em R\$/kWh) todos os custos relacionados à distribuição da energia.

A Figura 3 apresenta uma comparação entre as tarifas convencional monômnia e a branca. A tarifa branca foi aprovada em 2016 pela ANEEL e pode ser aderida por clientes do Grupo "B", exceto baixa renda e iluminação pública, sendo que desde 2020 está disponível para qualquer valor de consumo mensal.

Com isso, caso um cliente do grupo "B" possua um consumo de energia elétrica maior nos horários fora de ponta, ao adotar a tarifa branca ele poderá economizar na conta de energia elétrica [23].

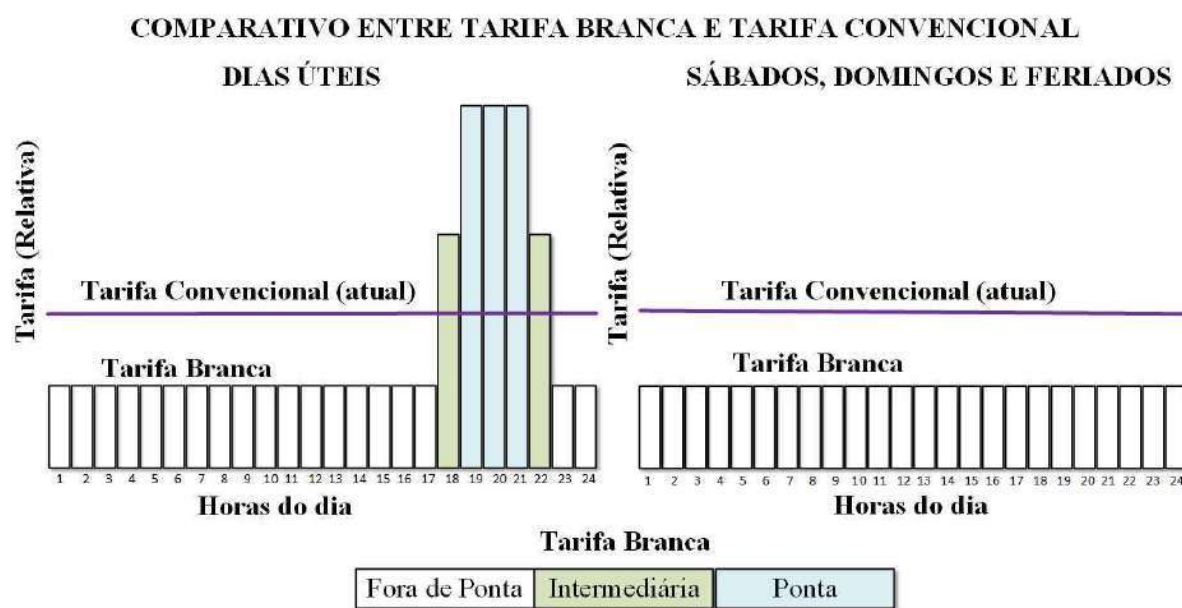


Figura 3 – Comparação modalidades tarifárias grupo "B" [23].

Por fim, as tarifas do grupo "A" são binômias, porque existem dois componentes da tarifa: consumo de energia e demanda de potência, para definir todos os custos relacionados à distribuição de energia. Tem-se que, para as tarifas verde e azul que são horo-sazonais, o horário de ponta é o período compreendido entre 18h e 21h e o horário fora de ponta são as demais horas do dia. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido de dezembro a abril.

Por fim, a partir de 2015, foram incluídas as Bandeiras Tarifárias como forma de sinalizar aos consumidores o custo real da geração de energia [20]. O sistema possui três bandeiras que indicam o apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Bandeiras tarifárias [20].

<b>Bandeira</b>	<b>Significado</b>
Verde	Condições favoráveis para geração de energia (reservatórios cheios). A tarifa não sofre acréscimo.
Amarela	Condições não tão favoráveis para geração de energia (reservatórios esvaziando). A tarifa sofre um pequeno acréscimo.
Vermelha	Condições mais custosas para geração de energia (reservatórios esvaziando). A tarifa sofre um grande acréscimo.

### 2.2.2 Mudanças na Regulamentação

Alguns especialistas debatem que a compensação de energia elétrica, como é realizada hoje no Brasil, não é adequada. O argumento é que, quando um consumidor instala uma minigeração ou microgeração distribuída, a compensação de energia elétrica considera todas as componentes da tarifa. Porém, conforme observado na Figura 2, a tarifa envolve, além da energia (TE), custos de investimento, operação e manutenção da rede elétrica de distribuição (TUSD), que são serviços utilizados pelo consumidor. A REN482 estabelece apenas que seja pago o custo de disponibilidade pelos consumidores do grupo B e a componente de demanda de potência pelos consumidores do grupo A, caso a geração de energia seja maior que o consumo. No entanto, esse faturamento não se relaciona diretamente aos custos da distribuição de energia.

Em função disso, a ANEEL publicou a consulta pública [24] com o assunto "Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída". Nesse documento foram apresentadas cinco alternativas de compensação possíveis à vigente, ou seja, a alternativa 0, apresentada na Figura 4. A Figura 4 ilustra as alternativas, onde as componentes em verde são compensadas, já as componentes em branco não são compensadas. Enquanto que a Figura 5 mostra o peso percentual de cada componente tarifária segundo média nacional.

ALTERNATIVA 0					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		
ALTERNATIVA 1					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		
ALTERNATIVA 2					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		
ALTERNATIVA 3					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		
ALTERNATIVA 4					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		
ALTERNATIVA 5					
TUSD					
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
TE					
Energia			Encargos e outros		

Figura 4 – Alternativas para compensação de energia elétrica apresentadas pela ANEEL [24].

TARIFA DE ENERGIA					
TUSD				TE	
Transporte		Perdas		Encargos	
Fio A	Fio B				
6%	28%	8%	8%	38%	12%

Figura 5 – Peso percentual de cada componente da tarifa de energia segundo a média nacional.

Portanto, como apresenta a Figura 5, as alternativas 1, 2, 3, 4 e 5, compensariam na conta de energia elétrica apenas 72%, 66%, 58%, 50% e 38%, respectivamente.

Em 2019, a ANEEL publicou a consulta pública [25], em que optou pela alternativa 5 para geração distribuída de forma remota e geração distribuída junto à carga.

Em relação à geração junto à carga, pretende-se que seja empregada a alternativa 0 até 2030 para quem já possui geração distribuída. Depois desse prazo, a alternativa 5



entrará em vigor. Para quem instalar a geração distribuída depois de publicada a nova regulamentação, será empregada a alternativa 2 até se atingir a potência instalada adicional de 4,7 GWp (ou 6,6 GWp em todo país). Após esse patamar, será aplicada a alternativa 5.

Já para geração distribuída de forma remota, para o consumidor que já possui geração distribuída, será empregada a alternativa 0 até 2030. A partir daí, a alternativa 5 passa a valer. Para quem decidir por instalar a geração distribuída remota depois de publicada a nova regulamentação, será empregada a alternativa 5 imediatamente.

Tais medidas podem desacelerar o mercado, pois faz com que ele perca a sua atratividade. No entanto, armazenadores de energia elétrica, como baterias, podem tornar o mercado novamente atrativo, pois permite que se possa armazenar energia em postos tarifários baixos e venda energia em postos tarifários altos, considerando uma tarifa horária.

# 3 Tecnologias de Armazenadores de Energia Elétrica

## 3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado o mecanismo básico de funcionamento dos acumuladores eletroquímicos baseados em chumbo-ácido e íon-lítio. Também serão descritas as principais causas do envelhecimento e falhas de cada tecnologia, além de expor quais parâmetros são críticos para o controle da vida útil da bateria.

## 3.2 Baterias de Chumbo-Ácido

O físico e médico alemão, Wilhelm Josef Sinsteden, inventou a bateria de chumbo-ácido e publicou seus estudos em 1854. Em 1860, sua invenção foi melhorada por Raimond Gaston Planté e, assim, se tornou comercialmente viável [26]. O mercado das baterias de chumbo-ácido representava, em 1999, aproximadamente 40-45% das vendas de baterias no mundo [26]. Projeta-se, ainda, que suas vendas atinjam US\$ 52,5 bilhões em 2024, devido à expansão do setor de telecomunicações e da indústria de dados [27]. Considerando todas as baterias recarregáveis, em valor de venda e em produção, as baterias de chumbo-ácido possuem o maior mercado.

As baterias de chumbo-ácido possuem uma alta eficiência elétrica, 75-80%, e apresentam bom custo benefício para quase todo tipo de aplicação [26] [28] [29] [30]. Além disso, o chumbo é um metal que pode ser reciclado com alta eficiência. Baterias de chumbo são os únicos armazenadores de energia que são reciclados em mais de 99% [31].

As baterias de chumbo-ácido são usadas, hoje, principalmente como:

- Baterias de arranque (partidas de motores de combustão interna);
- Baterias de UPS (Fonte de Alimentação Ininterrupta);
- Baterias de tração (empilhadeiras e veículos de construção);
- Baterias para sistemas fotovoltaicos;
- Baterias para suporte da rede elétrica (nivelamento de carga).

Essa tecnologia, no entanto, possui uma capacidade energética altamente dependente das condições de descarga. A fórmula mais conhecida para descrever a capacidade

disponível, em função da corrente de descarga, é a equação de Peukert (equação 3.1). Conforme a corrente de descarga diminui, a capacidade disponível aumenta, ou seja, mais energia pode ser consumida [32]. A equação de Peukert, no entanto, apenas se aplica a descargas constantes. A determinação da capacidade disponível com variações na corrente de descarga, como acontece em sistemas fotovoltaicos, é muito mais complexa.

$$t = \frac{C_p}{I^k} (1A)^{k-1} \quad (3.1)$$

onde,  $t$  é o tempo em horas,  $C_p$  é a capacidade de Peukert em Ah para uma corrente de descarga de 1A,  $I$  é a corrente de descarga real em amperes,  $k$  é o número de Peukert (adimensional) que varia entre 1,1 e 1,4 e  $(1A)^{k-1}$  é o termo de correção de unidade.

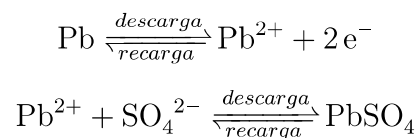
Além da variação da capacidade disponível, os processos eletroquímicos das baterias de chumbo-ácido são complexos e difíceis de modelar. Há diversas causas de falhas (subseção 3.2.2). Sua vida cíclica é relativamente baixa (50-500 ciclos), sua densidade de energia é limitada e há dificuldade no projeto em pequenas dimensões [26] [33] [28] [34].

### 3.2.1 Estrutura Básica

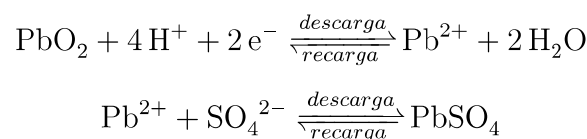
Uma bateria de chumbo-ácido é composta de um grande número de células eletroquímicas em série. A célula é a unidade-base de uma bateria. Os materiais ativos da célula de chumbo-ácido são: dióxido de chumbo ( $PbO_2$ ), que é cátodo ou eletrodo positivo, chumbo metálico (Pb), que é o ânodo ou eletrodo negativo, e o ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), que é o eletrólito. De acordo com a tecnologia, várias ligas de metais são adicionadas para aumentar a estabilidade mecânica e reduzir a corrosão dos eletrodos [26].

As principais reações químicas nos eletrodos para cada célula são reunidas a seguir.

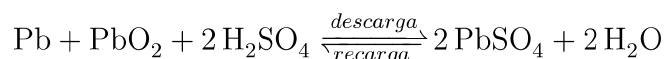
Ânodo:



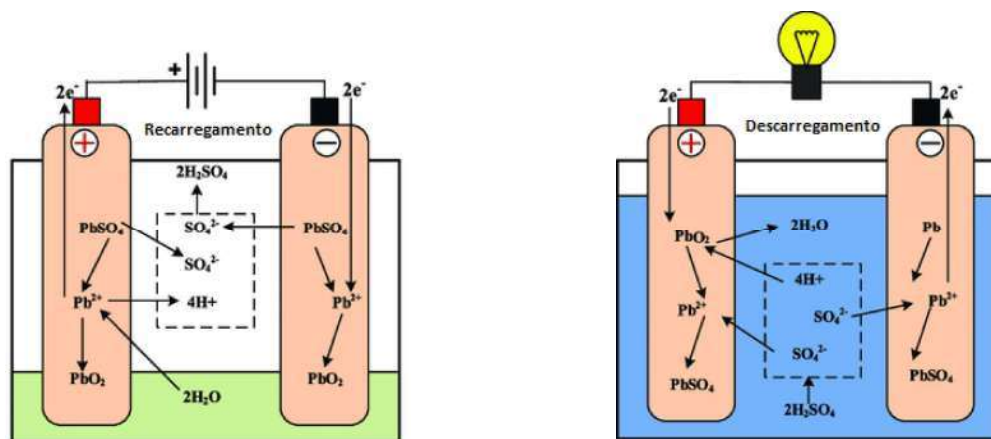
Cátodo:



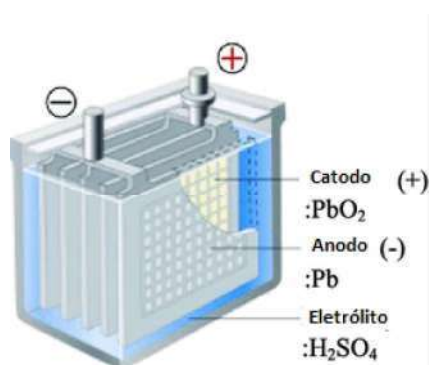
Reação completa:



A célula da bateria de chumbo-ácido possui uma tensão nominal em torno de 2,05V. A Figura 6 esquematiza o que acontece com a célula de chumbo-ácido na recarga e descarga.



(a) Recarregamento célula chumbo-ácido. (b) Descarregamento célula chumbo-ácido.



(c) Estrutura bateria de chumbo-ácido.

Figura 6 – Esquema de uma célula de chumbo-ácido [35].

As reações básicas da célula eletroquímica são oxidação e redução, para armazenar ou dispensar energia elétrica. Essas são reações reversíveis. O eletrodo que sofre a oxidação é o ânodo e o eletrodo que sofre redução é o cátodo. Conforme a Figura 6, os eletrodos ficam submersos no ácido sulfúrico, que assume dupla função: condutor iônico e material ativo na recarga e descarga. Além das reações principais, ocorrem também reações colaterais que serão discutidas nas seções seguintes [35].

Na descarga, o dióxido de chumbo do cátodo reage com o eletrólito e forma cristais de sulfato de chumbo ( $\text{PbSO}_4$ ) e água, enquanto que no ânodo a reação com o eletrólito forma sulfato de chumbo. Já na recarga, há consumo de sulfato de chumbo e formação de dióxido de chumbo, chumbo metálico e ácido sulfúrico, o que aumenta a densidade do eletrólito [31].

O tipo de bateria descrito nessa subseção é a bateria de chumbo-ácido inundada (*flooded*), a mais comum no mercado. Porém, existem algumas modificações na literatura, tais como:

- Bateria de chumbo-ácido regulada por válvula (VRLA- *Valve Regulated Lead-Acid*) com separador de vidro absorvente (AGM - *Absorbent Glass Mat*): possui uma quantidade limitada do eletrólito. Essa característica e o excesso de material ativo negativo faz com que o oxigênio produzido durante a gaseificação seja recombinado mais facilmente, dispensando manutenção. O AGM é um material altamente poroso que atua como separador e como reservatório de eletrólito [30]. Todavia, essa particularidade torna as baterias VRLA mais sensíveis à temperatura.
- Bateria de chumbo-ácido regulada por válvula (VRLA) com gel: esse tipo de bateria funciona como a anterior, contudo, possui uma quantidade limitada do eletrólito imobilizada em um gel. Com o uso, o gel perde água, e rachaduras passam a ligar os eletrodos negativo e positivo. Essas rachaduras servem de caminho para a recombinação do oxigênio. A imobilização do eletrólito faz com que seja possível operar a bateria em qualquer orientação sem derramamento [30].
- Bateria de chumbo-ácido carbono: adiciona-se carbono para a massa ativa negativa, pois isso diminui a sulfatação. Consequentemente, é melhorado o ciclo de vida e a aceitação de carga das baterias. Portanto, as baterias se tornam mais competitivas em relações a tipos mais caros, já que a adição de carbono tem um efeito moderado no custo da bateria [36].

### 3.2.2 Causas do Envelhecimento e Falhas

Alguns parâmetros de qualidade são necessários para atestar a falha ou o envelhecimento das baterias, são eles: capacidade e eficiência. As normas definem os valores limites para os parâmetros de qualidade. Por exemplo, o padrão de capacidade não é mais respeitado caso a bateria não consiga entregar mais de 80% da capacidade nominal [37].

As falhas e os efeitos de envelhecimento podem ser separados em dois grupos: falhas repentinas e falhas lentas. As falhas repentinas são relacionadas à defeitos de fabricação, erros de operação e outras causas que não são o escopo desse trabalho. Já as falhas lentas possuem as origens que serão descritas neste trabalho.

- *Sulfatação*

A sulfatação é quando ocorre a recristalização dos cristais menores de  $\text{PbSO}_4$  em cristais maiores, Figura 7, fazendo com que a velocidade das reações que ocorrem

na bateria fiquem mais lentas. Dessa maneira, o processo de recarregamento e descarregamento também ficam lentos [38].

O processo de recristalização pode se tornar tão pronunciado que os cristais ficam grandes o suficiente para não poderem mais ser usados nos processos de recarregamento e descarregamento. O que diminui, então, a capacidade da bateria [39].

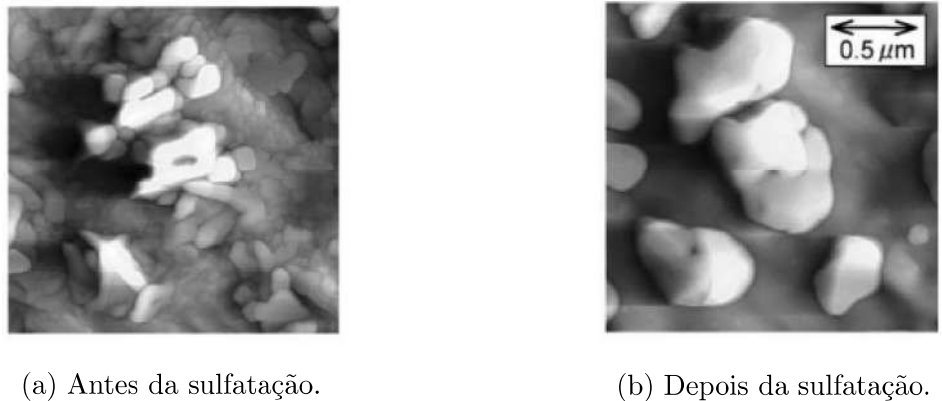


Figura 7 – Cristais de  $\text{PbSO}_4$  [39].

As causas da sulfatação são a autodescarga, descargas com correntes baixas, recargas completas insuficientes ou raras e ciclos em estado parcialmente carregados [40]. Portanto, embora valores baixos de profundidade de descarga (DoD) garantam uma vida útil maior para a bateria, é necessário que ela seja submetida a uma recarga completa de tempos em tempos para evitar perda de capacidade devido à sulfatação.

A sulfatação é significativa em aplicações com sistemas de energia renovável por serem fontes de energia intermitentes, tal como a eólica e a solar, pois há um número elevado de ciclos parciais.

- *Avalanche Térmica*

A *Avalanche Térmica* ou *Thermal Runaway* é quando uma reação exotérmica desencadeia outro processo exotérmico e, assim, há um aumento descontrolado da temperatura da bateria. Com isso, a bateria pode ser destruída e, em casos mais críticos, levá-la ao fogo [39].

A reação exotérmica pode ser proveniente de um curto-circuito ou de um processo de recarga ou descarga inadequada, por exemplo.

- *Corrosão Anódica*

A corrosão anódica do eletrodo positivo da bateria ocorre com a oxidação do chumbo metálico em óxido de chumbo. Esse fenômeno pode causar perda irreversível da capacidade da bateria e compromete a estabilidade mecânica do eletrodo. Além disso, a camada de óxido de chumbo aumenta a resistência entre o eletrodo positivo

e o material ativo da bateria. Isso acarreta queda da tensão e, conseqüentemente, diminuição da eficiência da bateria [30].

A corrosão anódica depende de muitos parâmetros. Altas temperaturas e altas tensões aplicadas no processo de recarga fazem parte deles.

- *Estratificação do Ácido*

A estratificação do ácido ocorre quando o ácido sulfúrico é retirado do eletrólito, por meio de reações químicas, no processo de descarga e é adicionado, localmente, de maneira concentrada. Diversas forças, então, atuam nesse ácido, como as forças gravitacional, adesiva e difusora [41] [42] [43].

Devido às forças é formado um gradiente de densidade vertical no eletrólito, ou seja, o ácido é estratificado. A estratificação do ácido é fortalecida por meio de correntes elevadas e ciclos parciais. O fenômeno acelera a sulfatação, diminui a eficiência da bateria e leva à diminuição reversível da capacidade da bateria. Por outro lado, a estratificação ácida é degradada pela secagem (gaseificação), pois faz com que o eletrólito seja misturado. Também pode-se regenerar a bateria por meio de um regime especial de recarga [44].

- *Aumento na Solubilidade do Sulfato*

No descarregamento há uma diminuição da concentração do ácido sulfúrico no eletrólito, e isso acarreta no aumento da solubilidade do sulfato de chumbo ( $\text{PbSO}_4$ ) [45]. O aumento da solubilidade do sulfato acontece devido à descargas profundas e ao aumento da temperatura. Como consequência, haverá a aceleração da sulfatação, aceleração da estratificação ácida e a formação de dendritos [46].

- *Formação de Dendritos*

No descarregamento há a formação do sulfato de chumbo ( $\text{PbSO}_4$ ). Quando a descarga não é muito profunda, a solubilidade do  $\text{PbSO}_4$  é baixa. Assim, a sua precipitação ocorre diretamente no eletrodo. Já se houver uma descarga profunda, a solubilidade do sulfato aumenta e, dessa forma, os íons de  $\text{Pb}^{2+}$  podem precipitar como sulfato de chumbo fora do eletrodo.

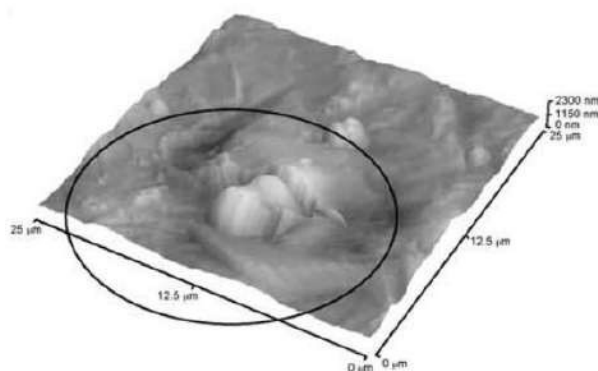


Figura 8 – Formação de dendritos [47].

Se os cristais de  $\text{PbSO}_4$  entrarem em contato com materiais ativos, ocorre uma reação que forma  $\text{Pb}$  ou  $\text{PbO}_2$  durante a recarga. Isso leva a formação de curto-circuitos entre eletrodos, que são chamadas de dendritos. Em função disso, ocorre o fortalecimento da autodescarga [47].

- *Blowdown*

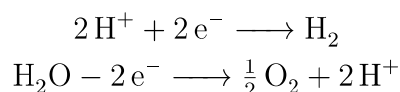
O *blowdown* é o acúmulo de material no fundo de baterias de chumbo-ácido. O material é proveniente dos eletrodos, de um deles ou dos dois. Pode ocorrer devido à formação de gás que desprende o material ativo ou destaca dendritos [48]. O processo de secagem e descargas profundas fortalece o *blowdown*. O *blowdown*, por sua vez, diminui de forma irreversível a capacidade da bateria.

- *Gaseificação*

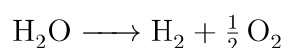
A secagem, ou gaseificação, ocorre naturalmente devido à instabilidade da célula de chumbo-ácido. Porém, pode ser intensificada quando a tensão da célula se torna maior que a tensão de gaseificação, por volta de 2,39V. Desse modo, reações que produzem hidrogênio e oxigênio (*gassing*) ocorrem [49].

As reações químicas são apresentadas a seguir.

Reações do ânodo e cátodo:



Reação completa:



A gaseificação ocorre devido às temperaturas altas, recarga completa, tensões elevadas e com a autodescarga. Já suas consequências são o fortalecimento do *blowdown*,



perda da eficiência e perda de água do eletrólito. Por outro lado, a gaseificação diminui a estratificação ácida [26] [50].

- *Corrosão da Fase de Repouso*

Quando não há corrente, ocorre a autodescarga entre o chumbo da grade e o dióxido de chumbo. Isso provoca a corrosão da grade que, por sua vez, leva à perda de capacidade irreversível da bateria [30].

### 3.2.3 Parâmetros que Influenciam na Vida Útil

Com o estudo das causas do envelhecimento e das falhas, percebeu-se que há alguns parâmetros críticos para a vida útil das baterias de chumbo-ácido. São eles:

- Temperatura: temperatura de operação elevada provoca sulfatação, corrosão em fase de repouso, corrosão anódica, secagem, autodescarga e diminui a eficiência.
- Corrente: corrente baixa aumenta a sulfatação e corrente alta aumenta a estratificação ácida.
- Profundidade de Descarga (DoD): recarga completa aumenta a sulfatação, a secagem e a tensão da célula que, por sua vez, fortalece a secagem e a corrosão anódica.

Todos esses mecanismos de degradação levam à perda irreversível ou reversível de capacidade da bateria, o que afeta a vida útil do armazenador de energia. Portanto, com o intuito de prolongar a vida útil das baterias de chumbo-ácido, tais parâmetros devem ser controlados.

A Figura 9 resume as causas das degradações das baterias de chumbo-ácido.

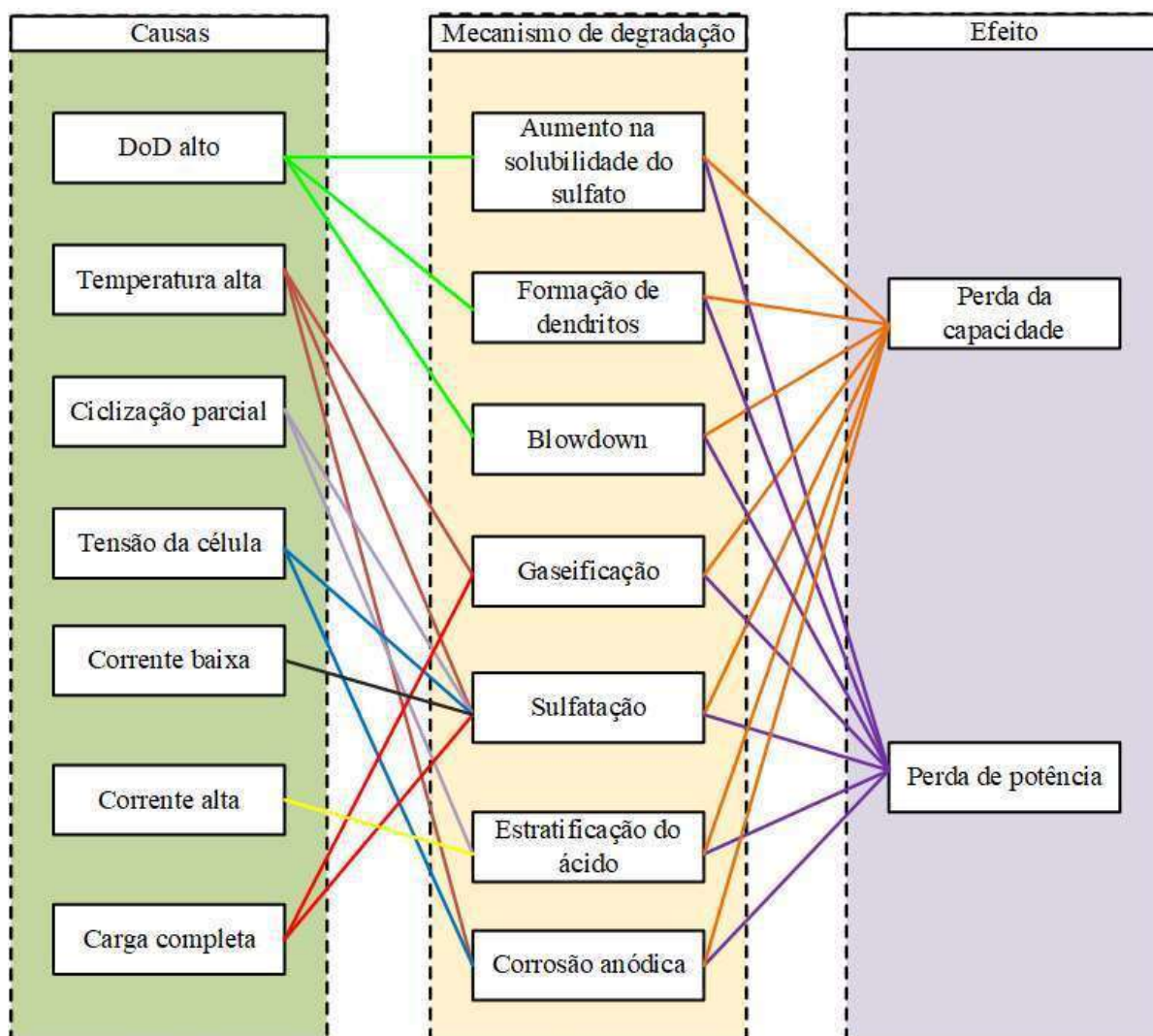


Figura 9 – Causas da degradação da bateria de chumbo-ácido.

### 3.3 Baterias de Íon-Lítio

As baterias de íon-lítio foram utilizadas pela primeira vez no início de 1970 para aplicações militares. Começaram a ser comercializadas nos anos 90 para utilização em celulares e em laptops, porém, recentemente, penetrou no mercado de carros elétricos e híbridos [51], e no setor de energia elétrica.

Em 1999, as vendas de baterias de íon-lítio foram estimadas em US\$ 1,1 bilhão. Projeta-se que o mercado de baterias de íon-lítio cresça de US\$ 44,2 bilhões em 2020 para US \$ 94,4 em 2025 [52]. Isso pode acontecer devido ao aumento de produtos eletrônicos e veículos elétricos.

Entre suas vantagens, pode-se destacar a tensão alta das células, densidade de energia alta, vida cíclica longa, peso baixo e características de descarga constantes [26].

Além disso, possui eficiência superior a 95% e não possui efeito de memória [28]. Mas tem desvantagens em relação ao custo e à segurança, pois deve-se controlar diversos parâmetros a fim de evitar a sua combustão [53] [54].

### 3.3.1 Estrutura Básica

A célula eletroquímica de uma bateria de íon-lítio é ilustrada na Figura 10. O funcionamento das células de íon-lítio se baseiam em reações eletroquímicas entre os íons de lítio ( $\text{Li}^+$ ) e os materiais ativos dos eletrodos negativo e positivo. Quando ocorre a recarga da bateria, os íons são transferidos do cátodo para o ânodo e se depositam nas placas de carbono (grafite) ao se recombinarem com elétrons. Durante a descarga, o inverso ocorre [55].

Reação simplificada da célula eletroquímica:

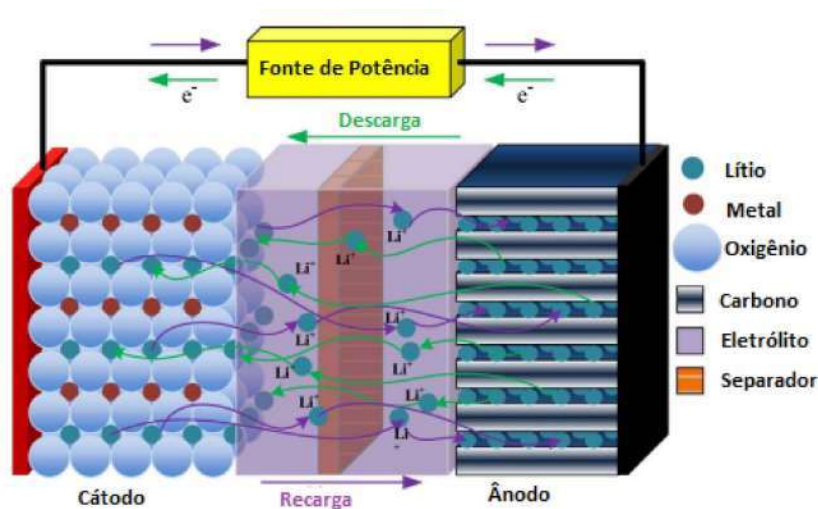
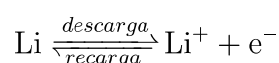


Figura 10 – Esquema de uma célula de íon-lítio [35].

As células de baterias de íon-lítio consistem em óxidos de lítio, como cátodo, dissolvidos em líquido de carbonatos orgânicos não aquosos (carbonato dimetila, carbonato de propileno ou carbonato de etileno, por exemplo), uma placa de carbono grafite, como ânodo, e um separador poroso de polietileno ou polipropileno [56] [35].

Existem diversos tipos de baterias de íon-lítio, e as suas classificações dependem do material ativo do cátodo:

- Óxido de lítio-cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ): foi o primeiro tipo de bateria projetado. Possui energia específica alta, porém é uma liga com vida útil curta, estabilidade térmica

baixa, potência reduzida e custo elevado. Preferencialmente utilizada em celulares, laptops e etc [57].

- Óxido de manganês de lítio ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ): permite corrente de descarga e recarga altas devido à sua resistência baixa. Além disso, sua estabilidade térmica é aprimorada. No entanto, a vida útil calendário ainda é baixa. São baterias utilizadas em ferramentas elétricas, instrumentos médicos e veículos elétricos [57].
- Óxido de lítio ferro-fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ): foi descoberta em 1996 pela Universidade do Texas. Suas vantagens são a boa estabilidade térmica, ciclo de vida longo, corrente elevada e segurança [58]. É considerada a bateria de íon-lítio com a maior densidade de energia e possui o menor custo de todas [59]. Geralmente, substitui baterias de chumbo-ácido em veículos elétricos.
- Óxido de lítio-manganês-níquel-cobalto ( $\text{LiNiMnCoO}_2$ ): a célula é mecanicamente instável devido à adição do silício ao grafite, porém possui energia específica alta e estabilidade. O uso do níquel para reduzir a quantidade de cobalto diminui, significativamente, o custo da bateria. São encontradas, geralmente, no uso de ferramentas elétricas [57].
- Óxido de alumínio de níquel-cobalto de lítio ( $\text{LiNiCoAlO}_2$ ): possui energia específica alta e vida útil longa. Seus pontos fracos dizem respeito à segurança e ao custo [57].
- Titanato de lítio ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ): permite corrente elevada na recarga, porém tem custo alto e energia específica baixa. São, habitualmente, utilizadas em aplicações para veículos elétricos devido ao seu rápido recarregamento [59].

### 3.3.2 Causas do Envelhecimento e Falhas

As causas mais críticas para o envelhecimento das baterias de íon-lítio serão divididas aqui em função dos componentes da célula por questão de organização de texto. Porém, é importante salientar que os processos de envelhecimento podem depender um do outro, ou seja, o envelhecimento do cátodo pode causar ou intensificar o envelhecimento do ânodo.

- *Cátodo*

Verifica-se, por métodos empíricos, que não há evidências significativas que o eletrodo positivo tem a aparência modificada com o uso da bateria, sendo o eletrodo negativo o mais crítico no envelhecimento da bateria de íon-lítio [60]. Todavia, há diversos processos em que o cátodo participa. Um deles é a mudança na estrutura do cristal do material ativo positivo, que acontece especialmente em cátodos com óxidos de camada.

Em estado delitiado (recarregado) e à temperatura elevada de operação, pode ocorrer mudanças na estrutura cristalina. Com isso, há liberação de oxigênio (gaseificação) e avalanche térmica [61]. Outro problema é a chamada interface sólida permeável (*solid permeable interface* - SPI), que forma uma camada de cobertura na superfície catódica. Suas causas são o aumento do número dos ciclos, do tempo de armazenamento e da temperatura. Com isso, há o aumento da resistência do cátodo, fazendo com que haja uma perda da eficiência e da capacidade da bateria [62]. A Figura 11 ilustra o fenômeno.

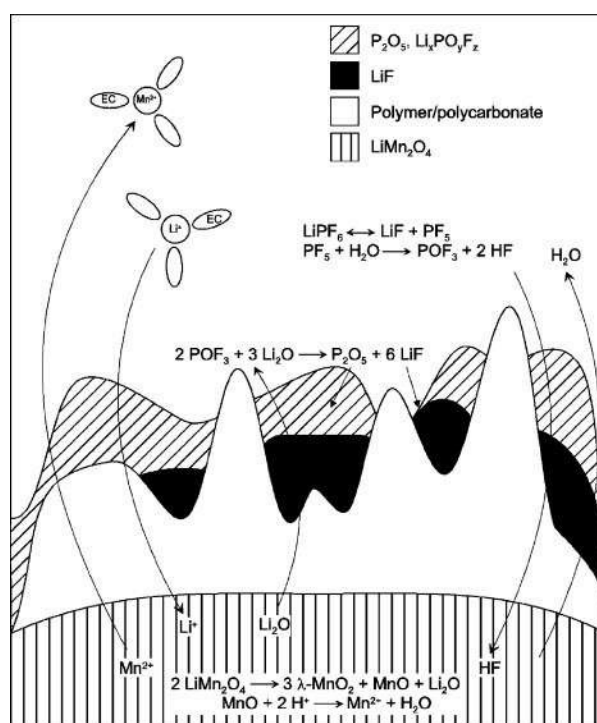


Figura 11 – Modelo proposto para a Interface Sólida Permeável formada em um cátodo de  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  [62].

Por fim, tem-se a liberação de metais de transição. Com a litiação e delitiação (descarga e recarga) há a formação de íon de lítio e óxido de lítio, respectivamente. Assim, na liberação de metais na forma iônica, em algumas tecnologias, ocorrem mudanças na estrutura cristalina. Visto que tais cátions metálicos são adicionados à SPI ou migram para o ânodo, onde participam do crescimento do SEI. Isso leva à perda de capacidade e aumento da resistência da célula [63] [64]. Esse efeito é causado quanto mais litiada está a célula.

- *Ânodo*

A degradação do ânodo é mais crítica que a do cátodo para o envelhecimento da bateria. O envelhecimento do ânodo ocorre, principalmente, por dois mecanismos: degradação da interface sólida do eletrólito (*solid electrolyte interface* - SEI) e de-

posição de lítio metálico [65]. Além disso, a expansão do volume do ânodo durante o armazenamento levam a danos mecânicos.

A deposição de lítio metálico é uma das principais causas do envelhecimento da bateria de íon-lítio. Esse processo acontece devido à litiação do ânodo (carga elevada) e à baixa temperatura ambiente. Assim, ocorre a supersaturação de íons de lítio fornecidos pelo cátodo, que se reduzem a lítio metálico no ânodo [66]. Em seguida, esse lítio metálico reage com o eletrólito e forma uma camada insolúvel. Acontece, então, um consumo de Li que, a longo prazo, reduz irreversivelmente a capacidade da bateria de íon-lítio [67] [68].

A SEI é uma camada protetora que é formada no ânodo durante os primeiros ciclos da bateria de íon-lítio. Tal camada evita a redução do eletrólito e corrosões no ânodo [69]. Formada com a reação do ânodo com o eletrólito, a camada do SEI são íons de lítio condutor, mas se comporta como isolante ao fluxo de elétrons e limita a decomposição de mais eletrólito, o que melhora o desempenho cíclico das baterias de íon lítio [70].

A SEI é permeável a alguns elementos. Assim, elementos neutros reagem com o ânodo após a difusão por meio da SEI e induzem a esfoliação do grafite. Isso gera um gás que pode fraturar a SEI. Ao submeter as baterias de íon lítio a temperaturas altas ( $>60$  °C), taxa de recarga alta, tensão elevada ou muitos ciclos (tempo), o fenômeno relatado acima é acelerado e, dessa forma, a SEI deixa de proteger o eletrólito, levando à perda irreversível de capacidade da bateria [70].

- *Eletrólito e Separador*

A função do eletrólito é a condução dos íons e o isolamento elétrico entre ânodo e cátodo. Ele está sujeito a dois principais mecanismos de envelhecimento: a janela de estabilidade e a estabilização da SEI. No entanto, esses mecanismos dependem de critérios de projeto [71] [72].

Já o separador é uma estrutura porosa que contribui para longevidade da célula, desempenho e segurança. Dependendo do projeto dessa estrutura, ela pode facilitar a formação de dendritos na descarga profunda, a avalanche térmica e a deposição de lítio metálico [73] [74]. Porém, não há muitos estudos referentes ao envelhecimento da bateria de íon-lítio devido ao eletrólito e ao separador. Os estudos focam nos eletrodos.

### 3.3.3 Parâmetros que Influenciam na Vida Útil

Portanto, identificam-se alguns parâmetros críticos que devem ser controlados na operação da bateria de íon-lítio de forma a prolongar a sua vida útil. Eles são listados a seguir:

- Temperatura: temperatura alta provoca a mudança da estrutura cristalina do cátodo e degradação da SEI. Temperatura baixa compromete os mecanismos cinéticos da bateria, fortalece a deposição de lítio metálico e aumenta a formação de dendritos.
- Corrente: corrente alta provoca a degradação da SEI, mudanças na estrutura cristalina e perda de contato elétrico.
- Estado de carga (SoC): SoC baixo aumenta a SPI, a deposição de lítio metálico, a corrosão e a perda de contato elétrico. SoC alto fortalece o crescimento e degradação da SEI e a combustão da bateria [54] [53].
- Tensão: tensão alta aumenta a degradação da SEI e do eletrólito. Além disso, quanto maior a tensão final do processo de recarga, menor é a longevidade da bateria em número de ciclos [75].

A Figura 12 resume as causas das degradações das baterias de íon-lítio [76].

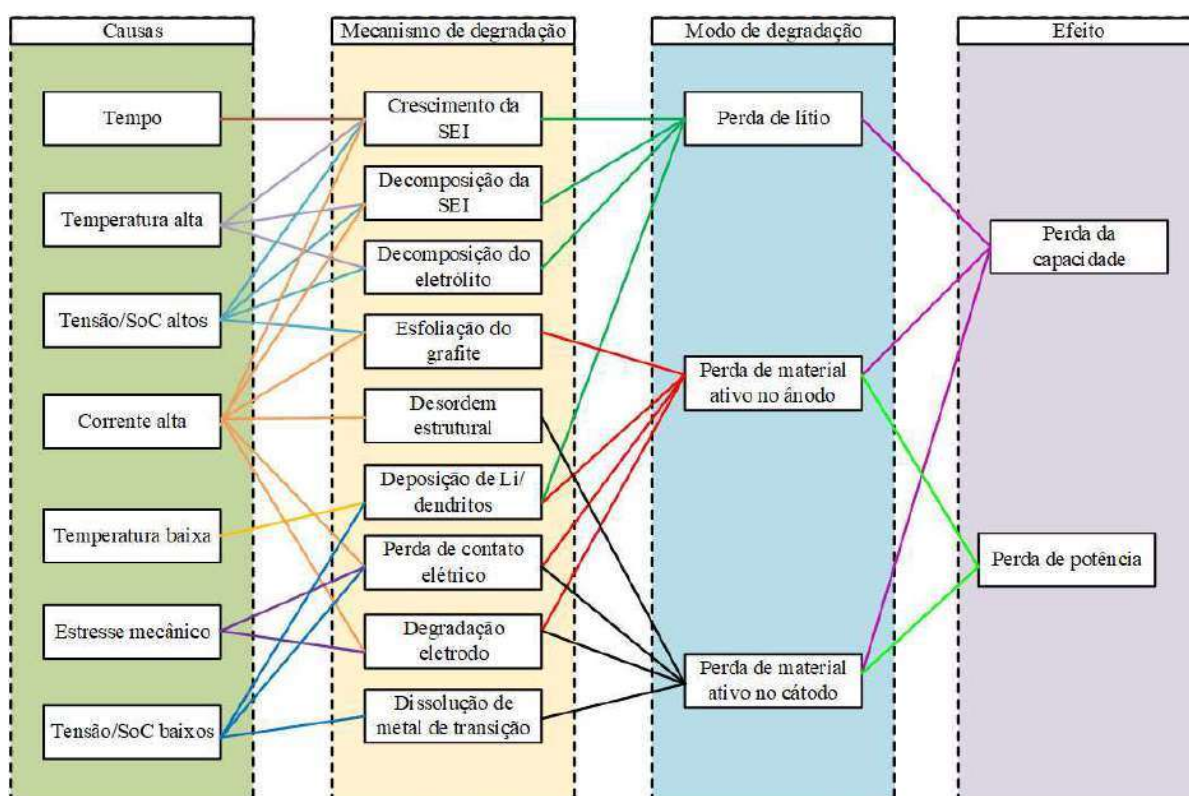


Figura 12 – Causas da degradação da bateria de íon-lítio [76].

## 4 Modelagem de Bancos de Baterias

### 4.1 Introdução

Neste capítulo serão discutidos, brevemente, os tipos de modelagens matemáticas de baterias e quais destes modelos são mais utilizados na literatura para cada tecnologia. Por fim, são resumidas as estratégias de despacho de baterias habitualmente utilizadas.

### 4.2 Tipos de Modelagens Matemáticas

Modelagens matemáticas de baterias precisam prover um conhecimento do comportamento estático e dinâmico das baterias, prever parâmetros elétricos, tais como tensão e corrente, além de possuir modelos térmicos e de vida útil com poucas incertezas. Há, basicamente, três tipos de modelagens de bateria na literatura, a saber:

- Empírico: os modelos matemáticos são geralmente derivados de testes e podem prever quantidades macroscópicas (gerais), tais como temperatura, tensão e corrente das baterias. São equações quase sempre baseadas na relação de Shepherd, que será descrita na próxima seção;
- Elétrico (baseado em circuito): são circuitos elétricos equivalentes, que fazem analogia ao processo eletroquímico da bateria. Como o modelo empírico, fornece informações sobre tensão, corrente e temperatura. São mais precisos e um pouco mais complexos que o modelo empírico.;
- Eletroquímico: são modelos muito precisos. Conseguem fornecer características microscópicas e macroscópicas (gerais e particulares) das baterias. Todavia, a resolução de equações complexas são necessárias para o modelo. Além disso, muitos parâmetros de entrada são requeridos para o modelo.

Como já informado, o modelo eletroquímico é bastante complexo para uma aplicação prática de engenharia elétrica, pois possui equações parciais diferenciais com um grande número de parâmetros desconhecidos, portanto, não será analisado neste trabalho. Os modelos empíricos e os baseados em circuitos são simplificações dos modelos eletroquímicos, sendo que o primeiro pode ser simplificado através de equações matemáticas e análise empírica, enquanto que o segundo, substitui reações químicas por componentes elétricos.



Nas seções seguintes, serão apresentados, de maneira resumida, os modelos empíricos e elétricos mais utilizados para a simulação do comportamento das baterias de chumbo-ácido e íon-lítio.

## 4.3 Baterias de Chumbo-Ácido

### 4.3.1 Modelos Utilizados na Literatura

Embora tenha sido desenvolvido em 1965, o modelo de Shepherd é um modelo empírico clássico e ainda muito utilizado [77]. A equação de Shepherd é apresentada pela equação 4.1.

$$V(t) = E_o - K i(t) \frac{Q}{Q - i t} - R_o i(t) \quad (4.1)$$

onde,  $V(t)$  é a tensão terminal,  $E_o$  é a tensão de circuito aberto,  $i(t)$  é a corrente de descarga,  $Q$  a capacidade da bateria,  $R_o$  é a resistência interna e  $K$  é uma constante derivada de curvas de tensão *versus* tempo.

É um modelo que necessita de entradas de parâmetros facilmente encontrados no manual do fabricante. No entanto, não considera os fenômenos químicos causadores de envelhecimento e falhas que ocorrem na bateria, conforme investigado na subseção 3.2.2. Além disso, o modelo apresenta iteração algébrica e possui instabilidade de simulação em aplicações de tempo real. Em razão disso, é comum a utilização do modelo apresentado em [78], que é uma modificação do modelo de Shepherd, para descrever a dinâmica da bateria.

Existem, ainda, modelos empíricos mais precisos que o de Shepherd, como o modelo de Schiffer [79]. O modelo de Schiffer considera quase todos os processos de envelhecimento da bateria, como estratificação ácida, secagem, sulfatação, degradação do material ativo e corrosão. A Figura 13 apresenta o diagrama do funcionamento do modelo.

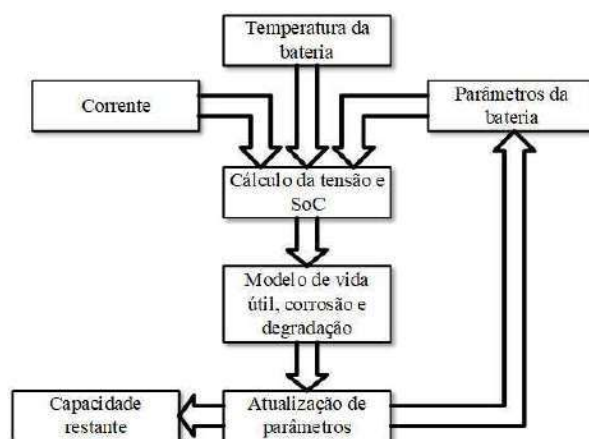


Figura 13 – Diagrama simplificado do modelo de Schiffer [79].

A cada passo de simulação, os valores de SoC e da tensão são calculados com base em parâmetros da bateria. O SoC é calculado ao integrar a diferença da corrente total com a corrente da secagem, já a tensão é calculada pela equação de Shepherd modificada. Dispondo dos valores da tensão e do SoC, parâmetros de corrosão e degradação são calculados e utilizados para modificar os parâmetros da bateria [79].

Embora considere muitos mecanismos de degradação da bateria de chumbo-ácido, o modelo não considera a corrosão do eletrodo negativo. Além disso, o modelo é extremamente complexo, necessitando da entrada de vários parâmetros que não estão presentes no manual do fabricante.

Um outro modelo bastante minucioso, mas que procura ser menos complexo para o uso do engenheiro electricista, é o modelo desenvolvido por Ceraolo [80]. Ceraolo desenvolveu um modelo elétrico que apresenta um bom compromisso entre complexidade e precisão. O modelo apresentado por ele é baseado em um circuito elétrico e um modelo dinâmico que consideram a interação com o mundo externo. A Figura 14 representa o modelo desenvolvido.

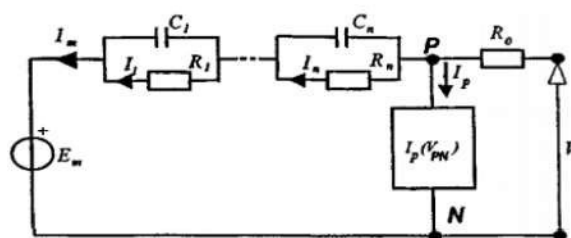


Figura 14 – Circuito equivalente à uma bateria de chumbo-ácido [80].

Para a modelagem da bateria de chumbo-ácido é necessária a identificação de todos os elementos da Figura 14. Esses elementos do circuito elétrico que representam a bateria possuem comportamento não-linear que depende dos valores do SoC e da temperatura.

Desse modo, eles devem ser medidos para diferentes valores dessas duas variáveis. Se a bateria for simulada apenas para tensões/correntes de formatos específicos, o número de blocos RC pode ser limitado. Porém, se for utilizada para diferentes situações, o modelo se torna dinâmico. Na descarga, o ramo parasita (ramo P-N da Figura 14) pode ser omitido. E, embora muitos valores devam ser testados, Ceraolo disponibiliza alguns valores que podem ser utilizados como aproximações. O modelo foi testado para baterias de chumbo-ácido.

O ramo P-N representa as perdas parasitas e a energia que entra nesse ramo é convertida em outra forma de energia. Já a integral de  $I_m$  representa a carga armazenada na bateria. Por fim, tem-se que a potência dissipada nas impedâncias é convertida em calor e tem como consequência o aumento da temperatura da bateria.

O modelo de Ceraolo traz, ainda, a equação 4.2 para o cálculo da capacidade da bateria. Essa equação é mais completa que a de Peukert (equação 3.1), pois considera, além da corrente de descarga, efeitos da temperatura.

$$C(I, \theta) = \frac{K_c C_0 \left(1 + \frac{\theta}{-\theta_f}\right)^\varepsilon}{1 + (K_c - 1) (I/I^*)^\delta} \quad (4.2)$$

onde,  $\theta$  é a temperatura,  $\theta_f$  é a temperatura de congelamento do eletrólito,  $I$  é a corrente de descarga,  $C_0$  é uma função empírica da corrente de descarga à 0°C,  $I^*$  a corrente que flui na bateria em usos típicos e  $K_c, \varepsilon$  e  $\delta$  são coeficientes empíricos, constantes para um dado  $I^*$ .

## 4.4 Baterias de Íon-Lítio

### 4.4.1 Modelos Utilizados na Literatura

O modelo de Shepherd e a sua modificação (que é utilizada na ferramenta computacional) [81], para evitar iteração algébrica, também são utilizados para simulação do comportamento das baterias de íon-lítio, mas existem outras modificações do modelo de Shepherd para essa tecnologia. Uma delas foi proposta para melhorar o desempenho dinâmico [81], em que  $E_0$  é levado em consideração e faz-se a adição de um parâmetro relacionado com a tensão de polarização. Outra modificação procurou diminuir o erro do modelo de Shepherd quando o perfil de corrente é dinâmico [82]. Outros modelos empíricos, também aplicados, são destacados a seguir.

- *Unnewehr - Modelo Universal:*

$$V(t) = E_0 - K_1 \frac{Q - it}{i(t)Q} R_o i(t) \quad (4.3)$$

- *Modelo de Nerst:*

$$V(t) = E_0 - K_2 \ln\left(\frac{Q - it}{i(t)Q}\right) + K_3 \ln\left(1 - \frac{Q - it}{i(t)Q}\right) - R_o i(t) \quad (4.4)$$

onde,  $V(t)$  é a tensão terminal,  $E_o$  é a tensão de circuito aberto,  $i(t)$  é a corrente de descarga,  $Q$  a capacidade da bateria,  $R_o$  é a resistência interna e  $K_1, K_2$  e  $K_3$  são constantes derivadas de curvas de tensão *versus* tempo.

O modelo universal apresenta desempenho melhor que o de Shepherd na previsão do estado de carga e tensão terminal para testes de corrente pulsada, mas o modelo de Nernst provê a melhor exatidão entre os três [83]. Porém,  $K_2$  e  $K_3$  são considerados fixos no modelo, enquanto que nas baterias esses parâmetros mudam de acordo com a sua temperatura [84]. Modificações foram propostas para melhorar a resposta dinâmica da tensão terminal [85] e para representar o efeito da histerese [86].

Tais modelos empíricos entregam um bom desempenho, na previsão do estado de carga e tensão terminal, frente a baixa complexidade, já que os parâmetros necessários podem ser encontrados em manuais do fabricante. Caso seja necessário um resultado ainda mais preciso, os três modelos podem ser combinados.

Por fim, apresentam-se na Figura 15, também, os modelos elétricos mais utilizados para simulação da bateria de íon-lítio [87]. São eles: a) Rint; b) Thevenin; c) PNGV e d) GNL.

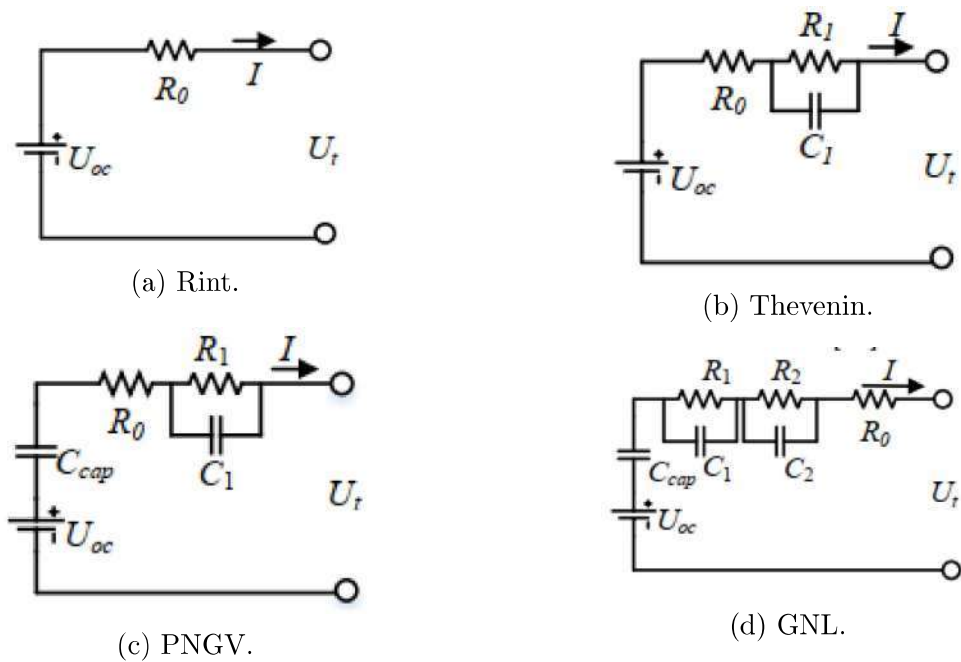


Figura 15 – Modelos de bateria de íon-lítio baseados em circuitos elétricos [87].

onde,  $U(t)$  é a tensão terminal,  $U_o$  é a tensão de circuito aberto,  $I$  é a corrente de descarga,  $R_o$  é a resistência,  $R_1$  é a resistência de polarização,  $C_1$  é a capacitância de polarização,  $R_2$  é a resistência de concentração de polarização e  $C_2$  é a capacitância de concentração de polarização.

O modelo de Rint (Figura 15a), embora exaustivamente utilizado, não leva em consideração a característica da bateria em variar a impedância de acordo a concentração do eletrólito, de sulfatação e com o SoC. Para mitigar esse problema, o resistor  $R_o$ , que representa a autodescarga, pode ser considerado em função do SoC, estado “de saúde” (State of Health - SoH) e temperatura [88].

A diferença entre o modelo de Thevenin (Figura 15b) com o modelo de Rint é a adição de um resistor e um capacitor em paralelo. Com isso, a dinâmica da tensão terminal pode ser representada melhor, já que o circuito RC paralelo pode representar a polarização. A desvantagem do modelo é que seus elementos são assumidos como constantes, quando eles deveriam estar em função das condições da bateria [89] [90].

Já no modelo PNGV (Figura 15c) acrescenta-se um capacitor  $C_{cap}$  para representar as variações de tensão de circuito aberto. Isso o deixa mais preciso que os dois modelos anteriores [91]. Por fim, no modelo GNL (Figura 15d) é adicionado mais um RC paralelo e, assim, pode-se representar, separadamente, a polarização de concentração, da polarização eletroquímica. Para baterias de íon-lítio ferro-fosfato provou-se em [92] que o modelo GNL é o mais adequado.

## 4.5 Estratégias de Despacho

Há diversas formas de despachar um armazenador de energia e cada uma delas depende de qual é o propósito do operador. A seguir apresenta-se e descreve-se alguns modos de operação do armazenador de energia (AE) disponíveis na literatura.

- *Balanceamento de Carga (Load-Leveling)* : Utilização do AE para atender às variações da curva de carga em intervalos diários e semanais [93]. Baseia-se no recarregamento do AE quando a demanda de energia está fora de pico, e descarregamento do AE nos horários de pico. Seu objetivo é garantir uma uniformidade de carga para os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Isso maximiza a eficiência do sistema de energia [94].
- *Gerenciamento de Demanda de Ponta (Peak Shaving)* : Utilização do AE para eliminação de picos de carga que podem provocar problemas operacionais como sobrecarga de condutores e/ou transformadores. [95].
- *Arbitragem (Arbitrage or Energy Time Shift)* : Trata-se de "comprar barato e vender caro". O AE armazena energia em períodos de preço baixo e fornece energia em períodos de preço elevado. Esta estratégia pode ser utilizada em ambientes de mercado, considerando o preço da energia, ou em ambientes regulados com tarifas horárias, dinâmicas ou em tempo real. [96].
- *Acompanhar a carga (Load-Following)* : Absorve ou injeta potência para equilibrar variações de curto prazo da carga e da geração [94].
- *Regulação da Frequência* : A capacidade de armazenar ou fornecer energia do AE pode ser utilizada para restabelecer o balanço carga-geração no sistema e, desta forma, participar na regulação de frequência. Esta função é estudada na literatura no contexto de mercados de regulação de frequência, que operam com base em ofertas (Bids) [97].
- *Regulação da Tensão* : A possibilidade do AE de trocar potência reativa permite que ele participe na regulação de tensão tradicional. Além disso, a possibilidade do AE de fornecer e absorver potência ativa permite sua atuação de forma mais ampla na regulação da tensão nos sistemas de distribuição com microgeração e minigeração [98].
- *Religamentos - Black Start* : Após um desligamento da energia, um sistema de armazenamento de energia pode ser utilizado para reiniciar o sistema. [94].
- *Congestionamento na Transmissão* : O congestionamento de linhas de transmissão ou distribuição ocorre quando a capacidade de transferência de potência é atingida.

O uso de AE modifica os fluxos de potência no sistema e pode adiar a necessidade de investimentos. [94].

- *Balanceamento de Geração Renovável* : A geração de energia por meio de fontes renováveis, como fotovoltaica e eólica, se caracterizam pela variabilidade e pela intermitência. Portanto, um sistema de armazenamento de energia poderia compensar essa variabilidade, de forma que o conjunto “gerador renovável-AE” é enxergado pelo sistema como um gerador melhor comportado, capaz de oferecer energia firme. [99].
- *Qualidade de Energia* : A bateria inteligente pode atuar na mitigação das perturbações da rede elétrica, tais como os afundamentos de tensão. Ela pode, ainda, atuar na estabilidade transitória, estabilidade de tensão e amortecer oscilações de potência [94].
- *Reserva de Geração* : Neste caso, o AE se comporta de forma semelhante a um gerador, fornecendo energia em um dado intervalo de tempo [94].
- *Sistemas Isolados* : No modo ilhado de um sistema, o AE poderia ser tratado como uma UPS (*Uninterruptible Power Supply*), permitindo a desconexão da rede elétrica [100].
- *Correção do Fator de Potência* : O AE pode ser utilizado para corrigir o fator de potência em um ponto da rede elétrica devido à presença do inversor. [101].
- *Suporte à “rampa”* : Os requerimentos de rampa de geração ocorrem em momentos bem definidos, muitas vezes associados a eventos sociais (último capítulo de novela, copa do mundo e etc.). Porém, pode acontecer devido à geração solar fotovoltaica, já que o horário do final da tarde de saída da geração fotovoltaica coincide, muitas vezes, com o aumento da carga. Dessa forma, os requerimentos de rampa do sistema aumentam e o AE pode suprir essa demanda. [102].

## Parte II

Ferramenta Computacional e Cenário Base de  
Análise dos Bancos de Bateria de Íon-Lítio e  
Chumbo-Ácido



## 5 Ferramenta Computacional (SAM)

### 5.1 Introdução

Neste capítulo, a ferramenta computacional utilizada nas simulações dos estudos de caso é apresentada em detalhes. São detalhadas, assim, as entradas necessárias para simulações adequadas utilizando a ferramenta, os submodelos que fazem parte do modelo da bateria do *software* e os sistemas de compensação de energia elétrica disponíveis.

### 5.2 Aspectos Gerais da Ferramenta

O *software* livre, *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), que pertence ao Departamento de Energia dos Estados Unidos, realiza estudos técnico-econômicos que facilitam a tomada de decisões para profissionais do setor de energia renovável. A montagem e definição de um projeto de energia renovável para simulação no SAM envolve a entrada de dados climáticos, especificações do sistema (que nesse trabalho será um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica), perdas do sistema, custos, compensação de energia elétrica, financiamento e incentivos.

Dispondo dos dados inseridos pelo usuário, o SAM calcula a produção de energia e, por meio dos dados financeiros, também calcula *payback*, LCOE (Custo Nivelado de Energia), saídas anuais, mensais e horárias, além de outros parâmetros (Figura 16). O passo de tempo da simulação depende da resolução temporal dos dados no arquivo de clima, que pode ser horário ou subhorário [103].

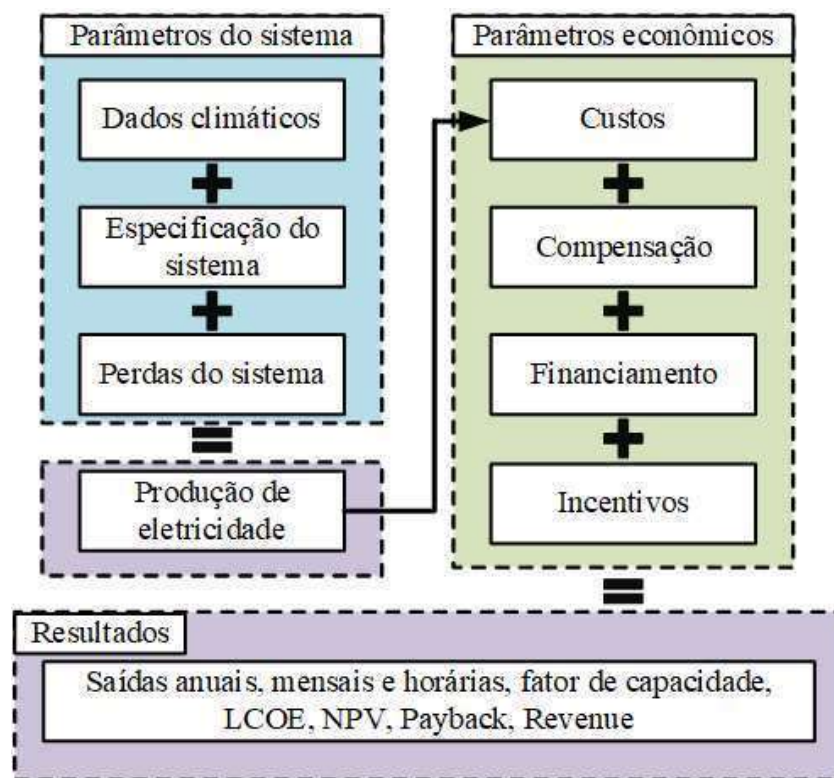


Figura 16 – Passos para modelar um sistema renovável no SAM.

Dentre os modelos de desempenho do SAM, estão disponíveis os listados a seguir:

- Fotovoltaico (FV) conectado à rede elétrica com armazenamento de energia (bateria) opcional;
- FV de alta concentração;
- Térmico convencional;
- Aquecimento solar de água para edifícios residenciais ou comerciais;
- Energia eólica;
- Energia geotérmica e coprodução geotérmica;
- Energia de biomassa.

Nesse trabalho, o modelo de desempenho utilizado é o FV conectado à rede elétrica com bateria. Com ele é possível representar bancos de baterias baseados em chumbo-ácido, íon-lítio ou em fluxo, pois o *software* possui um sistema de modelagem de baterias que engloba: Modelo Térmico, Modelo de Capacidade, Modelo de Tensão e Modelo de Vida Útil.

### 5.3 Modelagem de Baterias

O modelo de armazenamento de energia do SAM possui as tecnologias de baterias apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Tecnologias de armazenadores de energia do SAM.

Tecnologia	Variação
Chumbo-ácido	Inundado
	Regulada por Válvula (Gel)
	Regulada por Válvula (AGM)
	Customizada
Íon-lítio	Lítio Óxido de Manganês
	Lítio Ferro Fosfato
	Lítio Óxido de Cobalto
	Lítio Titânio
	Óxido de Níquel Manganês Cobalto
	Óxido de Níquel Cobalto Alumínio
	Customizada
Bateria de Fluxo	Vanádio
	Ferro

Ao simular um sistema de geração distribuída fotovoltaica com bateria, a escolha da tecnologia (*Chemistry*) deve ser a primeira feita pelo usuário na aba *Battery Storage*. Das tecnologias de baterias listadas na Tabela, é de interesse para esse trabalho apenas duas: chumbo-ácido customizada e íon-lítio ferro-fosfato. Será utilizada a opção chumbo-ácido customizada, porque não está disponível no SAM a tecnologia de bateria de chumbo-ácido carbono.

Em seguida, tem-se as caixas de entrada do SAM "Battery Bank Sizing" e "Current and capacity". A Figura 17 ilustra onde devem ser inseridos os dados.

The screenshot displays the SAM software interface for battery configuration, divided into three sections:

- Chemistry:** A dropdown menu for "Battery type" is set to "Lithium Ion: Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC/Graphite)".
- Battery Bank Sizing:**
  - Two radio buttons are present: "Set desired bank size" (selected) and "Specify cells".
  - Under "Set desired bank size":
    - "Desired bank capacity" is set to 4000 kWh.
    - "Desired bank power" is set to 1000 kW.
    - Two dropdown menus for "DC" are visible.
  - Under "Specify cells":
    - "Number of cells in series" is set to 3.
    - "Number of strings in parallel" is set to 1.
    - "Max C-rate of charge" is set to 0.5 per/hour.
    - "Max C-rate of discharge" is set to 0.5 per/hour.
- Current and Capacity:** A text input field for "Cell capacity" is set to 2.25 Ah.

Below the "Battery Bank Sizing" section, a note states: "Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size."

Figura 17 – Dados de entrada SAM para especificação do banco de baterias.

É recomendado que a opção *"Set desired bank size"* seja utilizada apenas para um projeto preliminar, definindo os valores desejados da capacidade do banco (kWh), potência do banco (kW) e da capacidade da célula (Ah). Além da tensão do banco (V) e a tensão nominal da célula (V) (esses dois últimos valores são inseridos no Modelo de Tensão a ser detalhado mais abaixo), o SAM realiza os cálculos de alguns parâmetros da bateria, como: número de células e *strings*, máxima potência e taxa de recarga e descarga do banco de baterias.

Por meio da opção *"Set desired bank size"*, não é possível definir as taxas máximas de recarga e descarga (*C-rate*) dos bancos de bateria, mas com a opção *"Specify cells"* isso é possível. Assim, definindo o número de células em série, número de *strings*, máximo *C-rate* e a tensão nominal da célula, o SAM computa as demais propriedades do banco de baterias.

Após a definição do banco de baterias, na caixa de entrada *"Power Converters"*, é especificado como será a conexão do armazenamento de energia com o sistema. A conexão pode ser no lado c.a. (Figura 18a) ou no lado c.c. (Figura 18b). Concomitantemente, a eficiência dos conversores para cada caso deve ser definida. Por sua vez, em *"Charges Limits and Priority"* define-se o máximo e o mínimo SoC, o SoC inicial e o tempo mínimo no estado de recarga (Figura 19). Esse último valor diz respeito ao tempo mínimo em que o banco de baterias deve ficar em um estado de recarga ou descarga para poder trocar para o outro.

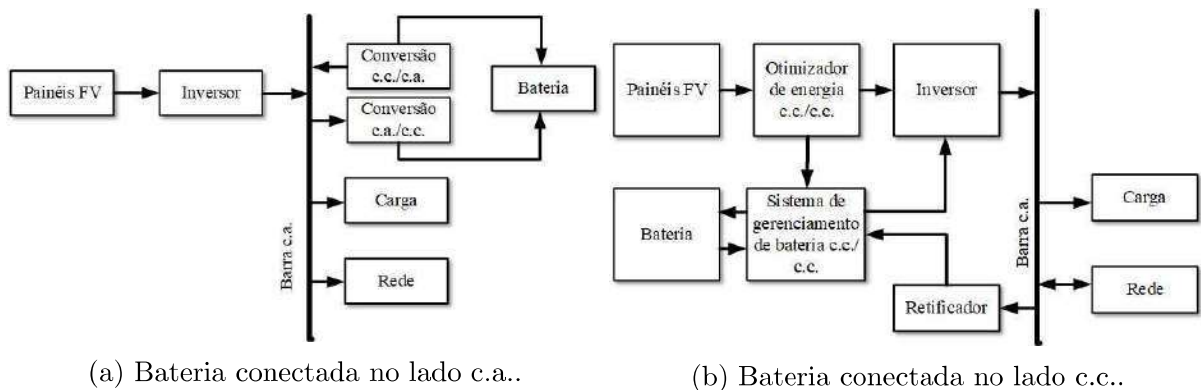


Figura 18 – Possíveis conexões das baterias no SAM.

**Power Converters**  
For the Generic Battery and Fuel Cell configurations, the battery can only be AC-connected.

DC Connected  
DC to DC conversion efficiency  %  
Inverter efficiency cutoff  %

AC Connected  
AC to DC conversion efficiency  %  
DC to AC conversion efficiency  %

---

**Charge Limits and Priority**

Minimum state of charge  %  
Maximum state of charge  %

Initial state of charge  %  
Minimum time at charge state  min

Figura 19 – Dados de entrada SAM para parametrização dos conversores e limites/prioridades de recarga.

Outras duas caixas de entrada do SAM são apresentadas na Figura 20. Na primeira delas, o usuário deve especificar o que diz respeito à substituição da bateria: se não haverá substituição, se a substituição será feita quando a capacidade da bateria for um valor determinado pelo usuário ou se será de acordo com uma agenda. Já na segunda caixa, o usuário deve entrar, caso necessário, com as perdas não contempladas pelas perdas na conversão de potência.

**Battery Bank Replacement**

No replacements  
 Replace at specified capacity  
 Replace at specified schedule

Battery bank replacement threshold  % capacity  
Battery bank replacement schedule   
Battery bank replacement percent

---

**Ancillary Equipment Losses**  
Specify additional hourly losses not captured by power conversion losses. Such losses might include pumps, heaters, or other equipment required by the battery system. For AC-connected batteries, the losses are applied on the AC side. For DC-connected batteries, the losses are applied on the DC side.

Losses by operating mode  
 Time series losses

Charging mode losses  kW  
Discharging mode losses  kW  
Idle mode losses  kW

Time series losses  kW

Losses by operating mode apply only when the battery is in a given mode. For example, charging mode losses only apply in time steps that the battery is charging.

Figura 20 – Dados de entrada SAM para substituição do banco de baterias e perdas nos equipamentos.

Existem mais entradas no SAM, mas elas serão detalhadas nas seções seguintes, pois estão relacionadas aos submodelos de bateria utilizados pelo *software*. Os submodelos são listados a seguir.

- Modelo Térmico (Neubauer);
- Modelo de Capacidade (Manwel);
- Modelo de Tensão (Tremblay);
- Modelo de Vida Útil (Downing).

Os submodelos utilizados no sistema de modelagem do armazenador de energia do SAM foram escolhidos de forma que fosse possível encontrar os dados de entrada necessários em *datasheets* típicos.

Por fim, foi observado, por inspeção do código do SAM disponível no *Github* [104], o algoritmo responsável pela modelagem da bateria. A Figura 21 apresenta o fluxograma produzido. Inicialmente, o Modelo Térmico, ao receber de entrada a corrente de despacho (enviada pelo algoritmo de despacho), determina a temperatura do banco de bateria. Dispondo da temperatura, o Modelo Térmico interpola a curva da 'capacidade *versus* temperatura', que pode ser ingressada pelo usuário, e computa qual é a capacidade máxima instantânea da bateria para a temperatura calculada.

Em seguida, o algoritmo calcula o Modelo de Capacidade. Nesse modelo, considerando a capacidade máxima computada no Modelo Térmico, é calculado qual o SoC da bateria e, caso seja necessário, a corrente de despacho é ajustada para que não ultrapasse os limites definidos pelo usuário ou os limites referentes à tecnologia da bateria. Quando a corrente é modificada, altera-se a temperatura da bateria que, conseqüentemente, altera a capacidade máxima instantânea da bateria. Por isso, é necessário que haja uma interação entre o Modelo Térmico e o Modelo de Capacidade até que a corrente se estabilize.

Vencido o *loop*, o algoritmo passa para o Modelo de Tensão que, ao considerar o SoC obtido no Modelo de Capacidade, interpola o gráfico de 'tensão *versus* DoD' e determina a tensão da bateria.

Por último, o Modelo de Vida Útil é computado por meio de uma interpolação bilinear da curva 'capacidade *versus* ciclos', que depende do DoD. O modelo calcula quantos ciclos o banco de bateria realizou e qual é a sua capacidade máxima. Após isso, são calculadas as perdas do sistema. É importante ressaltar que esses cálculos ocorrem a cada passo de tempo.

Nas subseções seguintes, os modelos adotados pelo SAM, que são resumidos na Figura 21, serão apresentados.

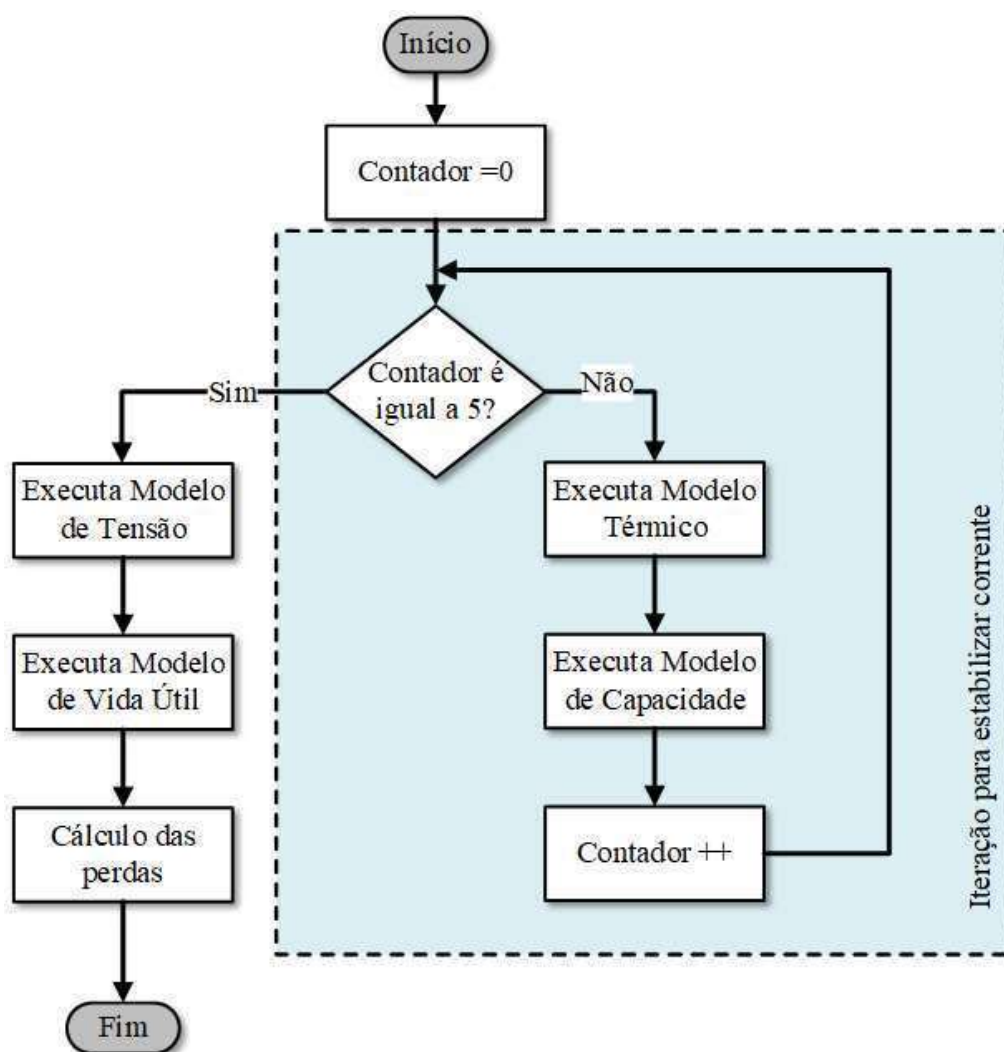


Figura 21 – Algoritmo do modelo de bateria do SAM. Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.3.1 Modelo Térmico

O Modelo Térmico para bateria no SAM utiliza o modelo de Neubauer [105]. O SAM considera apenas dois cenários possíveis para o sistema: bateria colocada em um local de temperatura controlada ou em temperatura ambiente. Sem considerar a radiação incidente, o modelo é um balanço energético do armazenamento térmico dentro da bateria, transferência de calor do e para o ambiente e geração de calor devido à resistência interna [106]. Assim, a saída do modelo é a temperatura média global da bateria, que é usada para calcular a capacidade máxima instantânea por meio de uma *lookup table*, que pode ser inserida pelo usuário. O SAM não considera os efeitos térmicos na vida útil da bateria, embora sejam importantes, já que altas temperaturas resultam em diversas falhas, conforme relatado no capítulo 3.

Para o cálculo da geração de calor, a resistência interna da bateria utilizada no modelo é fixa. Todavia, sabe-se que, em um sistema real, a resistência deve variar com o

SoC e com a temperatura. Desta forma, o Efeito Joule não é calculado de forma adequada, podendo ser maior ou menor que o real. O modelo considera, ainda, que a temperatura de todas as células da bateria são uniformes, porém, na prática, isso não acontece e afeta o desempenho e a vida útil da bateria. Para melhorar a eficiência da bateria, o usuário pode personalizar as taxas máximas de corrente para reduzir as perdas térmicas.

A Figura 22 mostra os dados que são entrada para o modelo térmico do SAM. São eles:

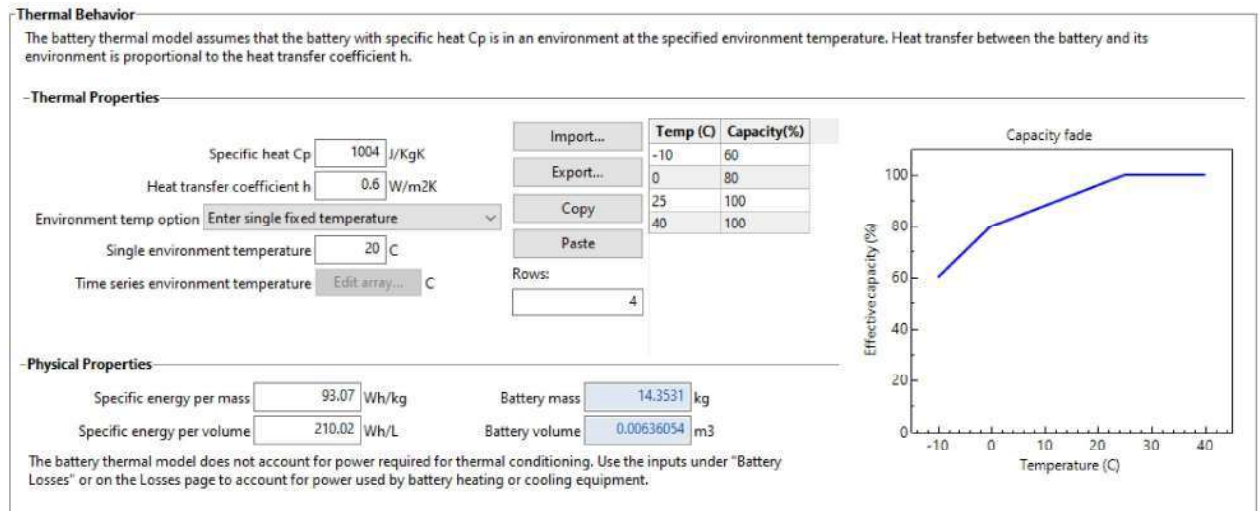


Figura 22 – Dados de entrada *default* no SAM para o modelo térmico.

- Opção de como serão os dados de temperatura : uma única temperatura fixa, uma série de dados de temperatura anual (de acordo com o passo de tempo) ou se será de acordo com a temperatura dos dados climáticos inseridos;
- $C_p$  = Calor específico ( $\frac{J}{kg.K}$ );
- $h$  = Coeficiente de transferência de calor ( $\frac{W}{m^2.K}$ );
- Energia específica por massa (Wh/kg);
- Energia específica por volume (Wh/L);
- Curva da capacidade em função da temperatura.

A temperatura deve ser definida de acordo com as condições de operação do sistema do usuário. Já os demais parâmetros devem ser retirados do manual do fabricante da bateria. Caso não sejam encontrados alguns valores, o SAM oferece valores padrões de acordo com cada tecnologia de bateria.

Para facilitar a captura dos dados da curva da capacidade em função da temperatura, desenvolveu-se um *script* (apêndice B) no MATLAB que gera um arquivo de texto contendo uma tabela com os pontos da curva lida no manual do fabricante.



A Figura 23 apresenta o algoritmo desenvolvido ao rodar o Modelo Térmico do SAM. O algoritmo foi investigado por meio do código do *Github* [104].

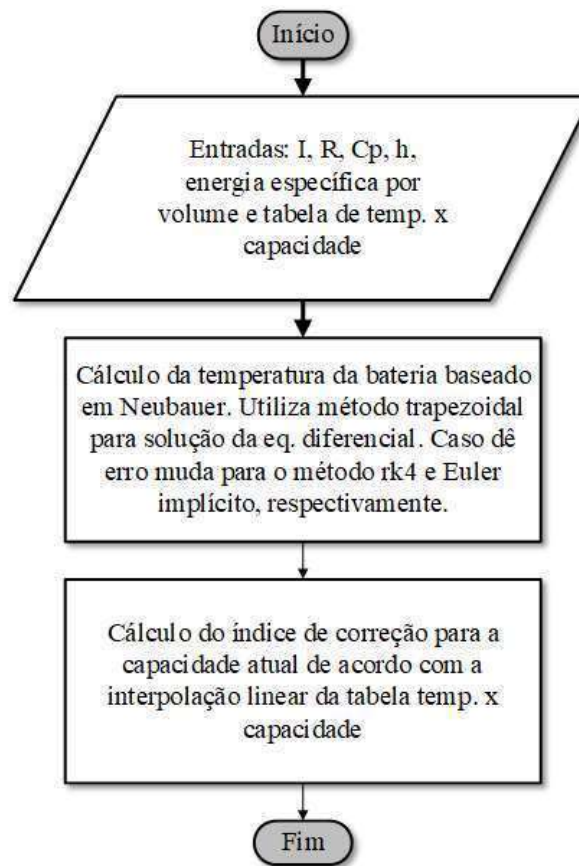


Figura 23 – Algoritmo do modelo térmico. Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.3.2 Modelo de Capacidade

O Modelo de Capacidade é o único, entre os modelos da bateria, que não é o mesmo para as tecnologias de chumbo-ácido e íon-lítio. Desse modo, faz-se necessário detalhar cada modelo separadamente.

A Figura 24 apresenta o algoritmo do Modelo de Capacidade do SAM.

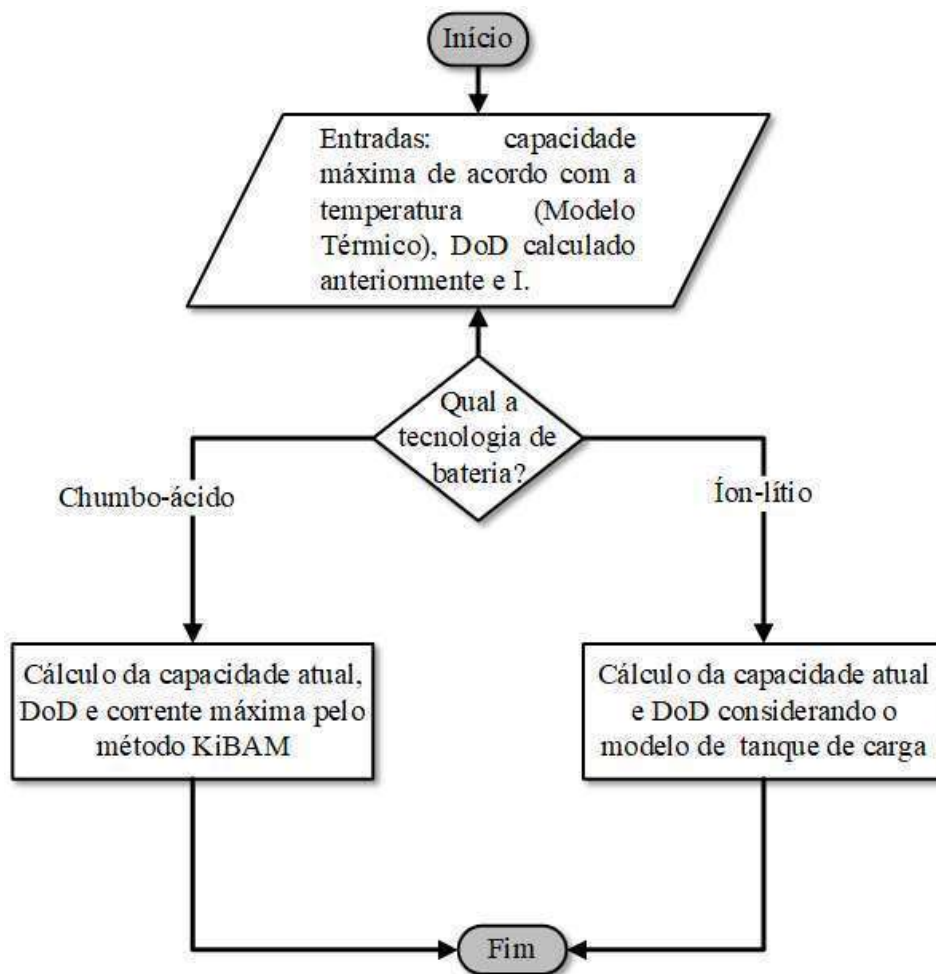


Figura 24 – Algoritmo do modelo de capacidade. Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.3.2.1 Bateria de Chumbo-ácido

Em sistemas com baterias de chumbo-ácido, a abordagem realizada para modelar a capacidade transitória é a de Manwell [107]. No Modelo de Bateria Cinética (KiBaM), a qualquer momento, existe na bateria de chumbo-ácido a carga disponível e a carga vinculada, conforme já visto na equação de Peukert. A Figura 25 indica uma representação do modelo KiBAM.

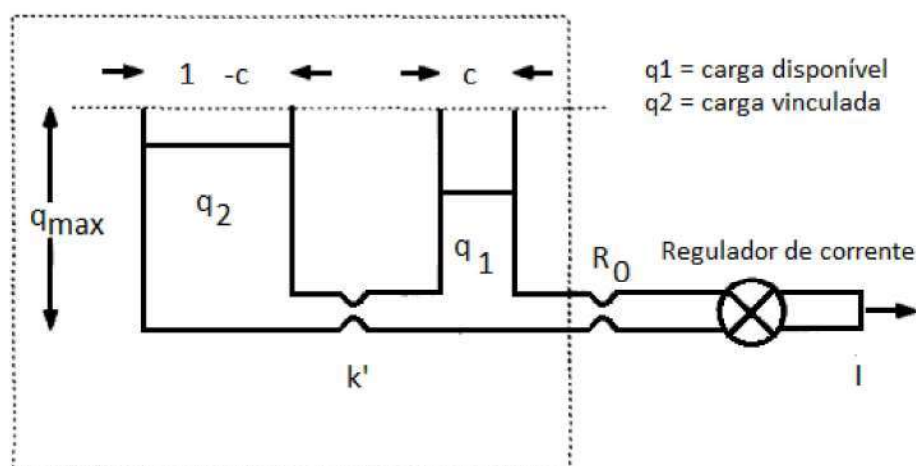


Figura 25 – Modelo KiBAM. Há duas cargas que representam a carga total da bateria de chumbo-ácido : carga vinculada e carga disponível [107].

No SAM, o controlador de despacho indica quanta energia deve ser adicionada ou removida na bateria e, a partir disso, as correntes de recarga e descarga são definidas. Porém, o Modelo de Capacidade para as tecnologias de chumbo-ácido, também calcula as correntes máximas de recarga e descarga que podem ser desenvolvidas pelo banco de baterias naquele passo de tempo. Caso a corrente solicitada pelo despacho seja maior que a corrente máxima calculada pelo modelo, é necessária a iteração com o Modelo Térmico, visto que o Modelo de Capacidade ajustará a corrente de despacho para que ela não ultrapasse o permitido.

O Modelo de Bateria Cinética considera que muitas variáveis, incluído o fluxo de potência, são constantes a cada passo de tempo. Por isso, deve ser utilizado em sistemas em que a taxa de recarga e descarga possam ser consideradas constantes por todo passo de tempo. Além disso, não são considerados os efeitos da temperatura e da autodescarga.

Apesar dessas limitações, os parâmetros necessários para o modelo são facilmente extraíveis do manual do fabricante, já que ele foi desenvolvido para eliminar a necessidade dos testes de baterias necessários para os modelos anteriores, como o Modelo BEST [108].

### 5.3.2.2 Bateria de Íon-lítio

As baterias de íon-lítio são capazes de recarregar e descarregar mais rapidamente que as de chumbo-ácido. Dessa maneira, para modelar a capacidade dessas baterias, um modelo simples de capacidade é utilizado no SAM. Contudo, sabe-se que a corrente da bateria de íon-lítio é responsável por vários mecanismos de degradação, conforme visto na seção 3.3.

O modelo da bateria íon-lítio a trata como um tanque de carga, removendo e

adicionando carga quando necessário [106]. Todavia, a bateria só descarrega e recarrega até um específico SoC definido pelo usuário (Figura 19).

### 5.3.3 Modelo de Tensão

Modelos comuns de tensão de bateria são frequentemente baseados nos trabalhos de Shepherd [77], que descreveu a tensão terminal como função da corrente, da capacidade e de SoC. Para o SAM, a aproximação feita por Tremblay [78], baseada no trabalho de Shepherd, foi escolhida para caracterizar as tensões terminais de baterias de chumbo-ácido e íon-lítio.

Como nos manuais do fabricante não é comum ser apresentado uma informação de tensão em função temperatura, o modelo do SAM não considera os efeitos da temperatura diretamente. Os efeitos da temperatura só são considerados através da capacidade da bateria, que é acoplada com o Modelo Térmico. Para determinar os parâmetros necessários para o modelo, necessita-se da curva do manual do fabricante que relaciona a tensão da célula e o tempo de descarga a determinada taxa de descarga, como a curva da Figura 26.

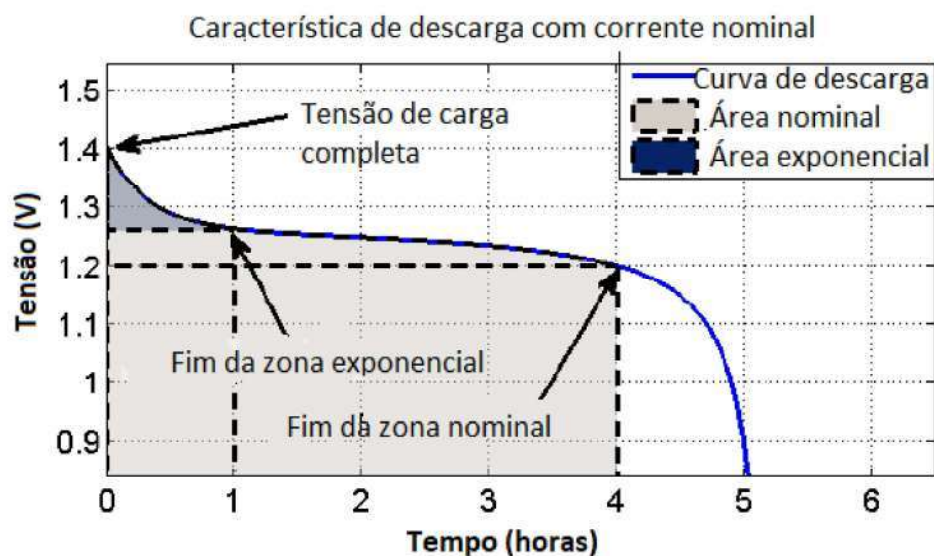


Figura 26 – Característica de descarga das baterias considerando a corrente nominal [78].

O modelo do Shepherd, originalmente, tem um termo não linear. Tal termo representa uma tensão que muda com a amplitude da corrente e com a carga atual da bateria. Desse modo, quando a bateria está quase descarregada e não há corrente, a tensão da bateria aumenta perto da tensão de circuito aberto. Quando a corrente circula, a tensão cai abruptamente. Esse comportamento representa a bateria real, todavia, causa iteração algébrica e instabilidade. Por isso, o modelo de Tremblay depende apenas da carga atual da bateria e, quando não há corrente, a tensão é nula [78].

Assim, para baixos valores de SoC, o SAM retorna à tensão nominal, já quando a bateria está sobrecarregada, a tensão da bateria é limitada pela tensão das células. Tais valores são arbitrários e não representam o comportamento real da bateria.

Além disso, algumas considerações foram feitas:

- A resistência é assumida como constante durante a recarga e a descarga, e não varia com a amplitude da corrente;
- O modelo foi deduzido a partir das características de descarga, mas é utilizado para recarga e descarga;
- A temperatura não afeta o comportamento do modelo;
- A bateria não tem efeito de memória;
- A autodescarga da bateria não está representada.

No artigo em que se baseia o modelo, há uma equação para corrigir o valor da resistência interna, pois testes determinaram que a impedância provida pelo manual do fabricante não é capaz de representar a diferença de potencial causada pela variação da corrente. Contudo, no código do SAM, a trecho em que o valor da resistência é corrigido está comentado, como apresentado a seguir.

```

1 void voltage_dynamic_t::parameter_compute()
2 {
3     // Determines parameters according to page 2 of:
4     // Tremblay 2009 "A Generic Bettery Model for the Dynamic ...
5     // Simulation of Hybrid Electric Vehicles"
6     double eta = 0.995;
7     double I = _Qfull*_C_rate; // [A]
8     //_R = _Vnom*(1. - eta) / (_C_rate*_Qnom); // [Ohm]
9     _A = _Vfull - _Vexp; // [V]
10    _B0 = 3. / _Qexp; // [1/Ah]
11    _K = ((_Vfull - _Vnom + _A*(std::exp(-_B0*_Qnom) - 1))*(_Qfull - ...
12    _Qnom)) / (_Qnom); // [V] - polarization voltage
13    _E0 = _Vfull + _K + _R*I - _A;
14 }

```

A Figura 27 mostra os dados que são entrada para o modelo de tensão do SAM.

**Voltage Properties**

Desired bank voltage  V (DC) The desired bank voltage is used to calculate the internal battery configuration using the provided cell nominal voltage. If you've manually specified the cell configuration, the desired bank voltage input will not be available. Cell resistance is used to compute the battery temperature and voltage.

Cell nominal voltage  V (DC)

Cell internal resistance  Ohm

---

**Voltage curve specification**

Use voltage model  Use input voltage table

**-Voltage model-** **-Voltage table-**

There is no voltage model in SAM for iron-flow batteries. Other chemistries have models for use

For iron flow batteries, enter a table of voltage vs. depth-of-discharge which will be linearly interpolated between in the simulation. You can also choose this option for other battery chemistries. The interpolated voltage is updated to include internal resistance

For vanadium redox, only enter the voltage at 50% SOC as the nominal voltage, and resistance.

C-rate of discharge curve

Fully charged cell voltage  V

Exponential zone cell voltage  V

Nominal zone cell voltage  V

Charge removed at exponential point  %

Charge removed at nominal point  %

Import... Export... Copy Paste

Depth-of-discharge (%)	Cell voltage (V)
0	0

Rows: 1

Figura 27 – Dados de entrada no SAM para o modelo de tensão.

A tensão do banco desejada é em Volts e deve ser especificada, pois é usada para calcular a configuração da bateria. Já a tensão nominal da célula pode ser especificada, mas já é dado pelo SAM um valor padrão de 2V para baterias de chumbo-ácido e  $\pm 3V$  para íon-lítio. É necessário, também, entrar com o dado de resistência da célula. Porém, um valor padrão também é dado pelo SAM, caso não se encontre no manual do fabricante.

Para a especificação da curva da Figura 26, há duas possibilidades: a primeira se dá ao utilizar o Modelo de Tensão, em que entra-se com os valores de:

- Taxa de descarga ( $I$ );
- Tensão da célula totalmente carregada ( $V_{full}$ );
- Tensão da célula na zona exponencial ( $V_{exp}$ );
- Tensão da célula na zona nominal ( $V_{nom}$ );
- Carga removida no ponto exponencial ( $q_{exp,\%}$ );
- Carga removida no ponto nominal ( $q_{nom,\%}$ ).

A segunda possibilidade se dá ao entrar no SAM com uma tabela de tensão, onde os pontos da curva de tensão de descarga são indicados. Esse mecanismo foi elaborado para as baterias de fluxo de ferro que não apresentam a curva da Figura 26 no manual do fabricante. Contudo, tal mecanismo pode ser utilizado para outros tipos de bateria.

Para facilitar a captura dos dados do manual do fabricante, *scripts* (apêndice B) foram criados no MATLAB. Um resumo do algoritmo do Modelo de Tensão é apresentado na Figura 28.

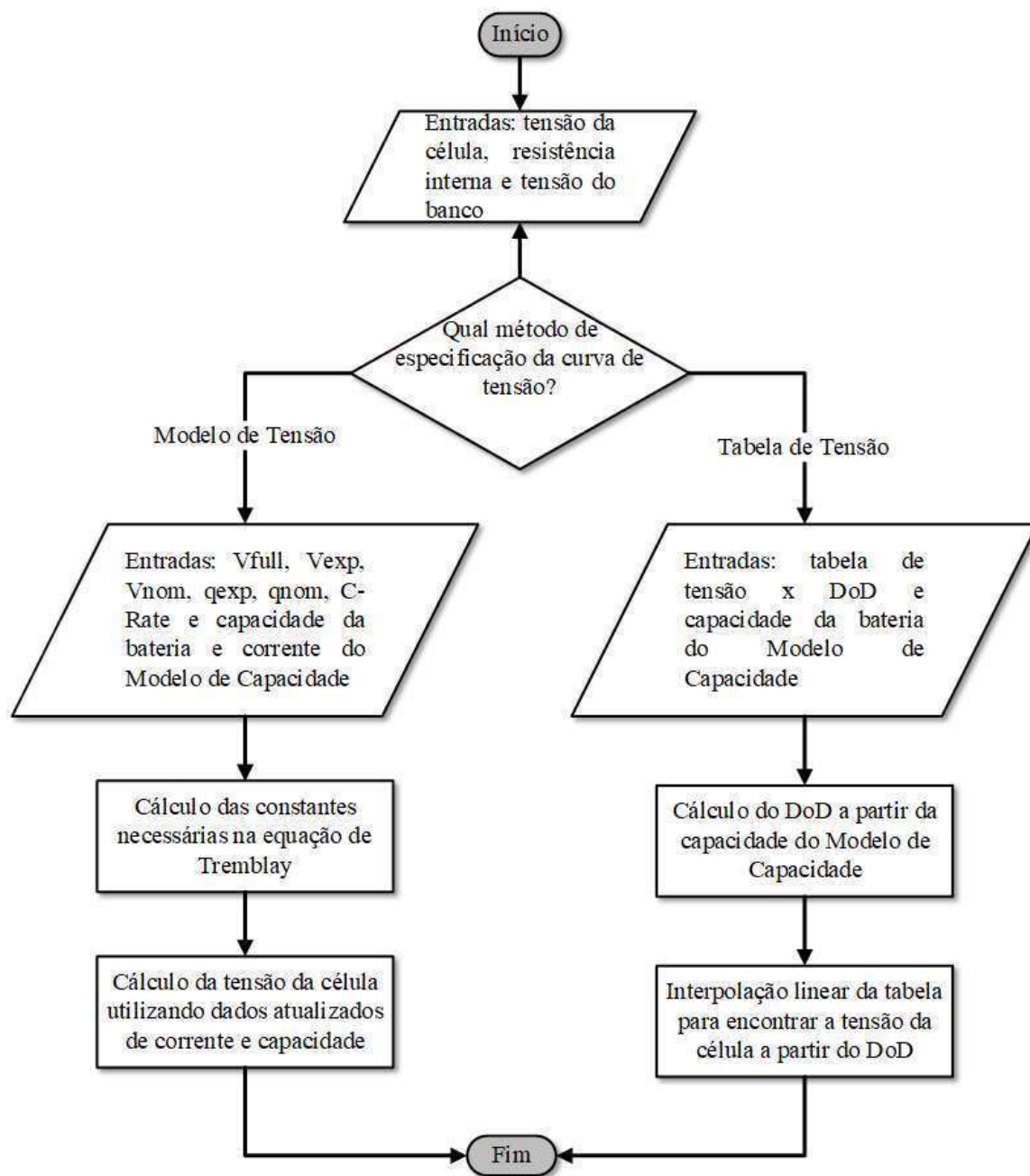


Figura 28 – Algoritmo do modelo de tensão. Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.3.4 Modelo de Vida Útil

Para o modelo de vida útil, utiliza-se o método de contagem de ciclos descrito por Downing [15], que, junto às curvas de degradação fornecidas pelo fabricante, permite uma estimativa da capacidade do ciclo. Esse método de contagem de ciclos é interessante

porque conta o número de ciclos sem necessidade de entrar com os dados históricos, podendo operar em tempo real.

Para calcular a degradação de capacidade, o SAM necessita que o usuário entre com uma matriz de números de ciclos, porcentagens correspondentes de capacidade e com qual o valor do DoD a bateria foi testada, como mostrado na Figura 29. Porém, esse Modelo de Vida Útil utiliza apenas a curva de capacidade em função do DoD, fazendo com que a diminuição da capacidade da bateria leve em conta as condições de teste do fabricante. Dessa maneira, não representa corretamente o comportamento da bateria com diferentes condições de operação (temperatura, corrente e etc.).

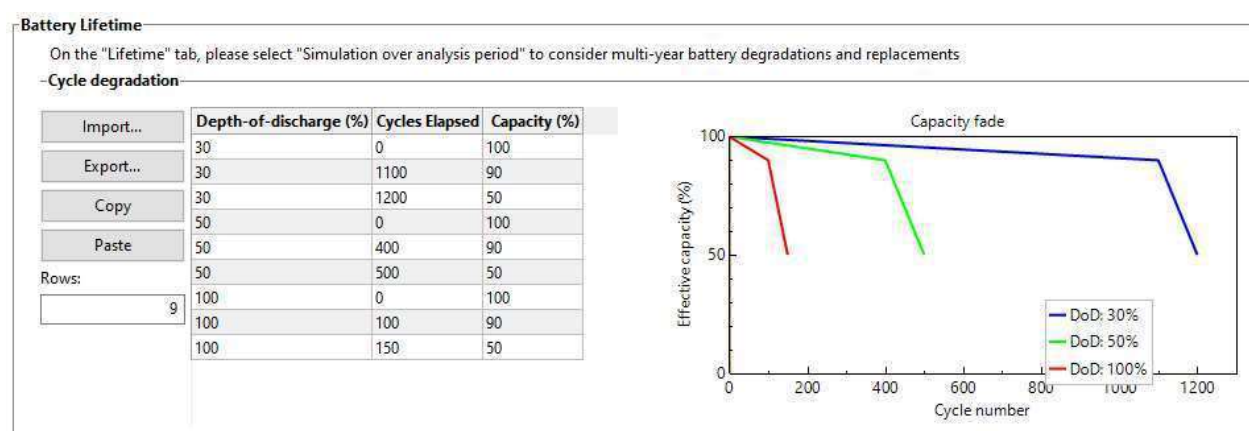


Figura 29 – Dados de entrada *default* no SAM para o modelo de vida útil.

Para melhor captura dos dados da curva do *datasheet*, foi desenvolvido um *script* (apêndice B), no MATLAB, que gera um arquivo de texto com a matriz necessária para o Modelo de Vida Útil.

O SAM oferece, ainda, o cálculo da vida útil por meio da curva de idade da bateria, em função de sua capacidade, que é fornecida em alguns manuais do fabricante (Figura 30). Também foi realizado um *script* (apêndice B) no MATLAB para captura dessa curva. O usuário pode escolher utilizar ou não o "Calendar Degradation". Caso opte por não utilizar, deve ser marcado o "None", mas, caso queira fazer a utilização, o usuário deve selecionar o "Lithium ion" ou o "Enter Custom". A segunda opção deve ser utilizada quando o manual do fabricante apresenta a curva da capacidade em função da idade da bateria. Caso o manual do fabricante não apresente essa curva e a bateria for de íon-lítio, a primeira opção pode ser utilizada.

Isso acontece porque a bateria de íon-lítio possui um modelo próprio de degradação em função do calendário no SAM, desenvolvido em [109]. Esse modelo inclui a dependência da temperatura e do SoC para a vida útil das baterias de íon-lítio. Em [109], verifica-se que os termos da equação consideram o crescimento da SEI e a degradação dos eletrodos positivos e negativos. Contudo, no SAM, não há um modelo específico para a



degradação da capacidade das baterias de chumbo-ácido em função da temperatura.

Por fim, a capacidade máxima do banco de baterias em cada ciclo é definida como sendo a capacidade mínima calculada entre os dois métodos descritos. A Figura 31 resume o que acontece no Modelo de Vida Útil do SAM. Esse algoritmo foi extraído por meio da inspeção do código do *Github* [104].

**-Calendar degradation-**

None
  Lithium-ion model
  Enter custom

**-Lithium-ion model coefficients-**

q0  fraction  
 a  1/sqrt(day)  
 b  K  $q = q0 - k\_cal * \text{sqrt}(t)$   
 c  K  $k\_cal = a * \exp[b/(T - 1/296)] * \exp[c(\text{SOC}/T - 1/296)]$

**-Custom degradation-**

Battery age (days)	Capacity (%)
0	100
3650	80
7300	50

Rows:

Figura 30 – Dados de entrada *default* do SAM para degradação calendário.

Pela Figura 31, primeiramente, o Modelo de Vida Útil verifica se começou um novo ciclo. Caso seja verdade, é calculada a capacidade máxima da bateria baseada na vida útil cíclica. Em seguida, é averiguado se a vida útil calendário será utilizada. Em caso afirmativo, o modelo calcula a capacidade máxima da bateria segundo esse método. Define-se, posteriormente, a capacidade máxima da bateria como sendo a menor entre os dois métodos de cálculo da vida útil.

Depois disso, é verificado se o banco de bateria deverá ser repostado dado a sua nova capacidade máxima. Na hipótese que haja a reposição, são reiniciados a capacidade e o SoC da bateria. Caso contrário, o algoritmo é encerrado.

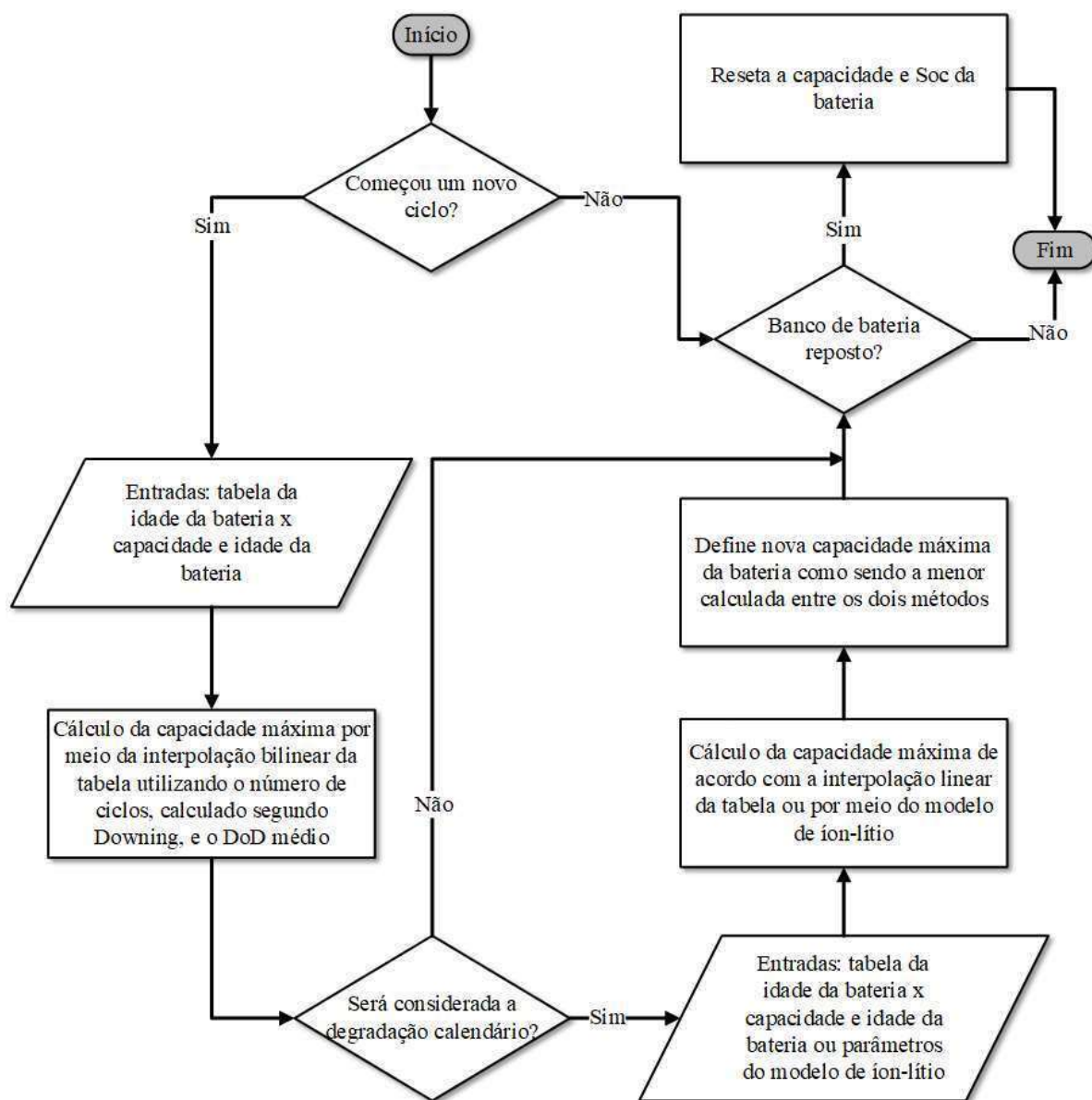


Figura 31 – Algoritmo do modelo de vida útil. Fonte: Elaborado pela autora.

## 5.4 Despachos

O SAM oferece opções de despacho automatizado, assim como o despacho manual para o banco de baterias. A Figura 32 apresenta as opções disponíveis.

Figura 32 – Despachos dos armazenadores de energia elétrica disponíveis no SAM.

A seguir, é descrito o funcionamento de cada despacho disponível na ferramenta:

- *Peak shaving: 1 day look ahead* : Para cada dia, é observado os recursos solares e os dados de carga do dia seguinte. Assim, o sistema é operado para minimizar o consumo de energia da rede elétrica durante 24 horas. Para isso, o SAM executa uma simulação para calcular a energia da rede elétrica necessária em cada passo de tempo. Esse despacho não representa bem a prática, pois prevê de uma forma ideal o futuro.
- *Peak shaving: 1 day look behind* : Assume que o dia anterior, em termos de recursos solares e dados de carga, é uma boa indicação do que se espera para as próximas 24 horas. Com base nisso, gera uma estratégia de despacho de bateria calcada na minimização do uso da rede elétrica. Essa abordagem representa, de forma mais realista, um controlador real, pois usa informações históricas e não prevê perfeitamente o futuro.
- *Automated grid power target* : Permite definir um valor limite de uso da energia da rede elétrica para cada etapa do ano. Dessa maneira, despacha-se a bateria em cada passo de tempo para reduzir a demanda da rede elétrica quando o limite definido é excedido para o passo de tempo.

Por passo de tempo em que o uso da energia da rede elétrica é menor que o limite, a bateria pode se recarregar por meio da rede elétrica até atingir o valor de SoC máximo. Pode-se especificar um único valor limite que se aplica a todas as etapas do ano, especificar um valor para cada um dos doze meses do ano ou um valor para cada passo de tempo.

- *Input battery dispatch* : Deve-se inserir uma série temporal, de acordo com o passo de tempo, de recarga e descarga da bateria. A energia de descarga é especificada como um número maior que zero, a energia de recarga é especificada como um número negativo. Assim, o controlador de despacho tentará operar a bateria com esse sinal, dentro do contexto de SoC e restrições de energia.

- *Manual dispatch* : No despacho manual do SAM, o usuário pode configurar perfis personalizados com até seis períodos diferentes de despacho para se agendar cada hora do dia, sendo os dias separados em dias da semana e dias do fim de semana. Além disso, é possível definir, em cada um desses seis períodos, se a bateria descarrega ou recarrega (da geração distribuída fotovoltaica ou da rede elétrica) e qual a porcentagem por passo de tempo.

A Figura 33 ilustra como o controlador de despacho decide a recarga e a descarga dos bancos de bateria. É importante mencionar que o SAM trata o banco de baterias como uma única unidade, não sendo possível despachar baterias individualmente.

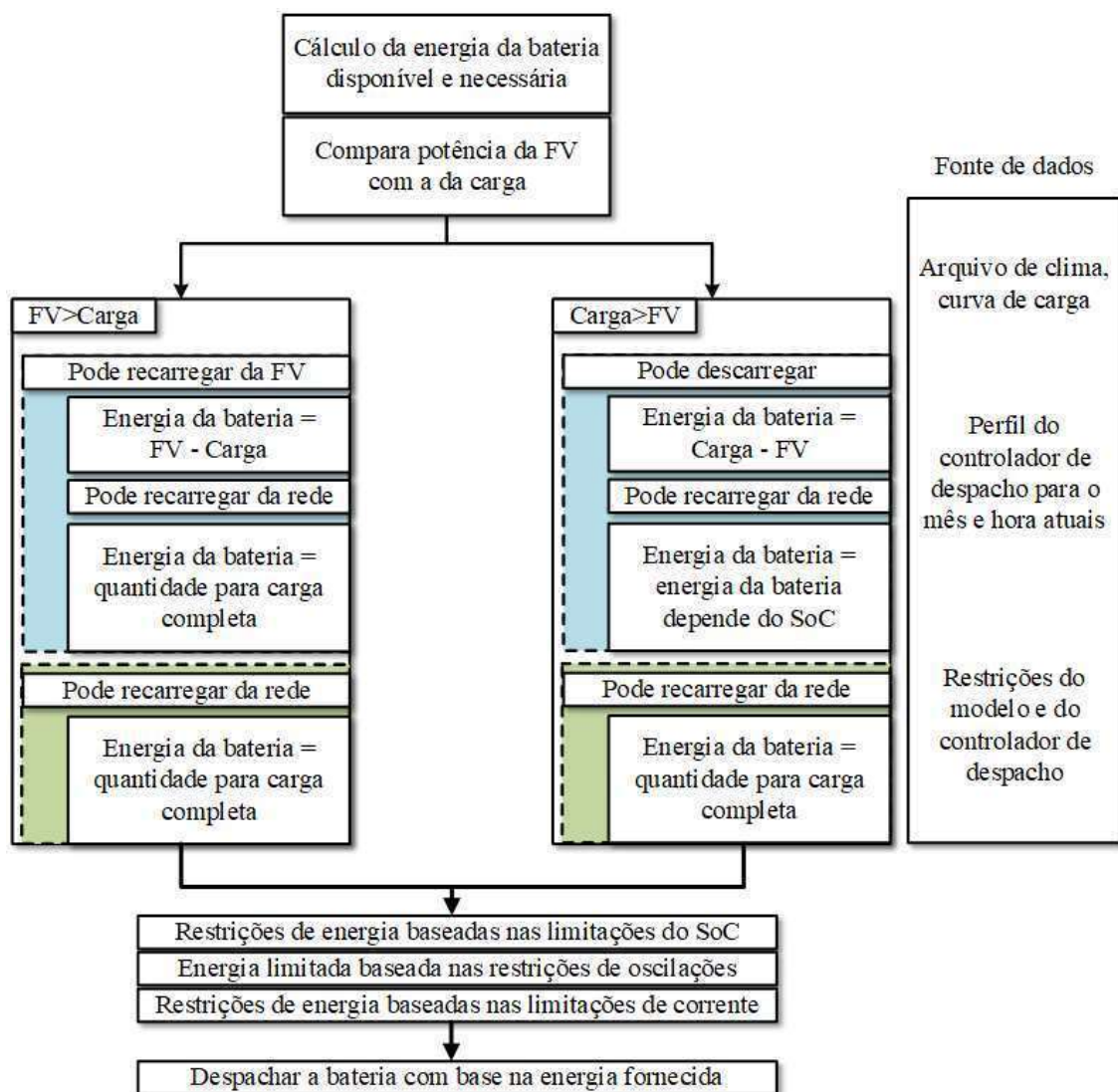


Figura 33 – Algoritmo da tomada de decisão para o despacho das baterias do SAM [106].

Inicialmente, calcula-se quanto de energia o banco de baterias possui e quanto ele precisa para a carga completa. Em seguida, verifica-se a geração distribuída fotovoltaica, para saber se gera mais ou menos energia que a carga demanda. Caso a geração distri-

buída fotovoltaica esteja gerando mais energia que a carga demanda, e a bateria puder carregar por meio da geração distribuída fotovoltaica, então a bateria é recarregada com o restante da energia da geração distribuída fotovoltaica. Se, após isso, a bateria não atingir o seu SoC máximo, e puder ser recarregada pela rede elétrica, ela consumirá toda a energia necessária. Já se a bateria não tiver permissão para se recarregar por meio da geração distribuída fotovoltaica e puder se recarregar pela rede elétrica, ela se recarregará completamente por meio da rede elétrica.

Se o sistema de geração distribuída fotovoltaica não conseguir atender a demanda de carga e a bateria puder descarregar, então o máximo de energia é retirado da bateria para atender a carga. Na condição de poder também se recarregar da rede elétrica, a bateria irá se recarregar quando atingir o valor mínimo de SoC. Já se a bateria não puder se descarregar, mas for permitido se recarregar da rede elétrica, ela irá, então, se recarregar da rede elétrica.

## 5.5 Compensação de Energia Elétrica

O SAM modela cinco métodos diferentes para compensar o proprietário do sistema pela eletricidade gerada e injetada na rede elétrica. A seguir, é feita uma descrição de cada um desses métodos, embasado em [110].

### 5.5.1 Medição de Energia Líquida

A *Net energy metering* (NEM) permite ao prosumidor que gera mais energia do que consume, exportar energia em excesso para a rede elétrica em troca de créditos, em kWh. Esses créditos podem ser aplicados ao consumo em outros momentos do ciclo de cobrança. Os créditos ainda podem ser utilizados para compensar o mês atual ou meses futuros. No SAM, pode acontecer até o mês de dezembro, que é o "período de reconciliação de crédito". No período de reconciliação de crédito, os kWh são creditados a uma taxa de venda definida pelo usuário.

No SAM, a geração em excesso, nesse sistema de compensação, é a diferença entre a geração mensal total do sistema e a carga mensal total.

### 5.5.2 Medição de Energia Líquida com Créditos em Reais

A *Net energy metering with \$ credits* (NEM c/ \$) permite ao proprietário que gera mais energia do que consume, exportar energia em excesso para a rede elétrica em troca de créditos, em reais, que dependem do valor da tarifa no momento em que a energia é

injetada. Os créditos, como a NEM, podem ser utilizados para compensar o mês atual ou meses futuros, até o mês de dezembro, que é o "período de reconciliação de crédito". No período de reconciliação de crédito os créditos em reais são pagos para o prosumidor. A frequência de compensação para o NEM c/ \$ é mensal como a do NEM.

Diferentemente do NEM, o NEM c/ \$ leva em consideração o valor da tarifa de energia no momento da venda. Assim, há uma mudança significativa para clientes com tarifas horárias.

### 5.5.3 Faturamento Líquido

O *Net billing* (NB) permite ao proprietário que gera mais energia do que consome, exportar energia em excesso para a rede elétrica em troca de créditos, em reais, que dependem do valor da tarifa no momento em que a energia é injetada. Porém, os créditos não podem ser utilizados para compensar um consumo de um mês futuro. Assim, caso haja mais injeção do que consumo no mês, o prosumidor recebe um pagamento em dinheiro.

Diferentemente do NEM, a tarifa de venda pode ser ajustada de forma a corresponder ao valor da distribuidora.

Para o NB, o SAM considera que a geração em excesso é a soma das diferenças entre geração e carga em cada passo do tempo da simulação ao longo do mês. Ou seja, a frequência de compensação é instantânea.

### 5.5.4 Faturamento Líquido com Transição para o próximo mês

O *Net billing with carryover to next month* (NB c/ CO) permite ao proprietário que gera mais energia do que consome, exportar energia em excesso para a rede elétrica, em troca de créditos, em reais, que dependem do valor da tarifa no momento em que a energia é injetada. Os créditos, diferentemente do sistema de compensação NB, podem ser utilizados para compensar um consumo de um mês futuro. Isso pode acontecer até o mês de dezembro, que é o "período de reconciliação de crédito". No período de reconciliação de crédito, os créditos em reais são pagos para o prosumidor. A frequência de compensação é instantânea como para o NB.

### 5.5.5 Comprar tudo/ Vender tudo

Vende-se toda a produção de energia e compra-se toda a energia consumida. Não há autoconsumo. Toda a energia produzida é injetada na rede elétrica e o prosumidor recebe o pagamento de acordo com a tarifa definida pela concessionária. Por comprar tudo ou vender tudo, a frequência de compensação não é aplicável.

### 5.5.6 Comparação dos Sistemas de Compensação do SAM com o Praticado no Brasil

Para uma definição mais adequada dos estudos de caso, o sistema de compensação de energia elétrica é de extrema importância. A Tabela 6 compara os modelos de compensação de energia elétrica disponíveis no SAM com o praticado no Brasil atualmente.

Tabela 6 – Comparação das modalidades do SAM e do Brasil. Os campos em verde indicam quando a característica da compensação de energia elétrica é igual a característica da praticada no Brasil.

	NEM	NEM com \$	NB	NB com CO	Buy All/ Sell All	Brasil
Autoconsumo permitido	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Frequência de Compensação	Mensal	Mensal	Instantânea	Instantânea	Não se aplica	Instantânea
Permitido consumo no futuro	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Validade dos créditos	12 meses (até dezembro)	12 meses (até dezembro)	N/A	12 meses (até dezembro)	N/A	60 meses
Compensação	kWh	Dinheiro	Dinheiro	Dinheiro	Dinheiro	Dinheiro

A compensação de energia elétrica no Brasil foi considerada em dinheiro devido ao fato de que a compensação em kWh não é de um para um quando o prosumidor está sob tarifas horárias. Embora nenhuma das cinco modalidades encontradas no SAM descreva por completo a compensação de energia elétrica praticada atualmente no Brasil, o sistema de compensação *Net billing with carryover to next month* é o que mais se aproxima, sendo diferente apenas no que tange à validade dos créditos.

Portanto, a modalidade de compensação de energia elétrica a ser utilizada no SAM será a *net billing with carryover to next month*.

## 6 Cenário Base de Análise

### 6.1 Introdução

Neste capítulo, a metodologia utilizada, nesta dissertação, para a simulação dos estudos de caso, será apresentada. A metodologia engloba a definição do cenário base de análise no que diz respeito à apresentação da geração distribuída fotovoltaica, caracterização da carga, projeto dos bancos de baterias, definição da tarifa, estratégia de despacho e sistema de compensação de energia elétrica.

### 6.2 Definição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica

Para o desenvolvimento dos estudos de caso, foi considerada uma geração distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia no contexto do sistema de compensação de energia elétrica, abordado na REN482/2012 da ANEEL, onde o consumidor aderiu à tarifa branca. O consumidor analisado pertence ao subgrupo B1, residencial. O sistema considerado está ilustrado na Figura 34. Para a simulação do sistema foi utilizado o *software System Advisor Model (SAM)*.

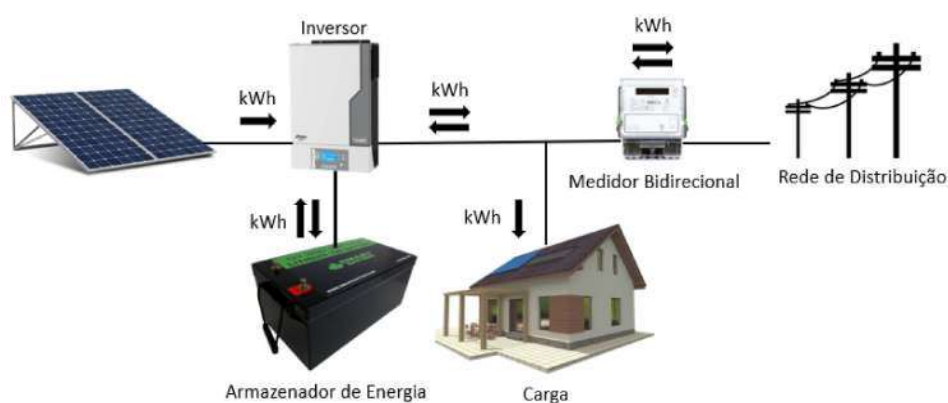


Figura 34 – Diagrama esquemático da geração distribuída fotovoltaica com armazenador de energia considerado.

### 6.3 Definição das Tarifas

Define-se, aqui, os valores das tarifas do grupo B, já que tal grupo será examinado nas simulações de um cliente residencial B1. Os valores considerados foram os praticados



pela CEMIG durante o mês de novembro de 2019, bandeira verde, PIS de 1,65% e COFINS de 7,6%. A Tabela 7 apresenta os valores de tarifas para novembro/2019 da CEMIG.

Tabela 7 – Valores de tarifas para novembro/2019 CEMIG.

Grupos e subgrupos de tensão e classes e subclasses de consumo		Componente	Tarifa básica (R\$/kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	ICMS	Imposto total
B1 -Residencial Normal	30 kWh, monofásico ou bifásico a 2 cond.	Consumo	0,628	1,034	30,00%	64,61%
		Disponibilidade	18,850	31,029		
	50 kWh, bifásico a 3 cond.	Consumo	0,628	1,034		
		Disponibilidade	31,417	51,714		
	100 kWh, se trifásico	Consumo	0,628	1,034		
		Disponibilidade	62,833	103,429		
B3 -Demais classes do grupo B	Comercial (geral)	Consumo	0,628	0,956	25,00%	52,09%
		Disponibilidade	62,833	95,563		
	Industrial	Consumo	0,628	0,864	18,00%	37,46%
		Disponibilidade	62,833	86,368		
	Poder Público Estadual	Consumo	0,628	0,692	0,00%	10,19%
		Disponibilidade	62,833	69,237		
B1 -Tarifa Branca	Residencial	Cons. Ponta	0,519	0,854	30,00%	64,61%
		Cons. Intermed.	0,770	1,267		
		Cons. Ponta	1,198	1,972		
		Disp.(100kW)	62,833	103,429		

Fonte: CEMIG/2019.

Os valores utilizados serão os da tarifa branca apresentados na Tabela 7. Observe, por meio da Tabela 7, que o valor da tarifa no período de ponta é 130,91% maior que o valor fora de ponta. A Figura 35 compara a tarifa plana e a branca de acordo com os valores da Tabela 7.

Na tarifa branca há três valores, a saber: ponta (17h às 20h), intermediário (16h às 17h e 20h às 21h) e fora de ponta. Sendo que, de segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata do que a convencional é empregada durante a maior parte das horas do dia, outra mais cara é empregada durante três horas do dia - onde o consumo de energia atinge o pico -, e uma intermediária, uma hora antes e uma hora depois da mais cara. Nos finais de semana e feriados é empregada a tarifa mais barata [23].

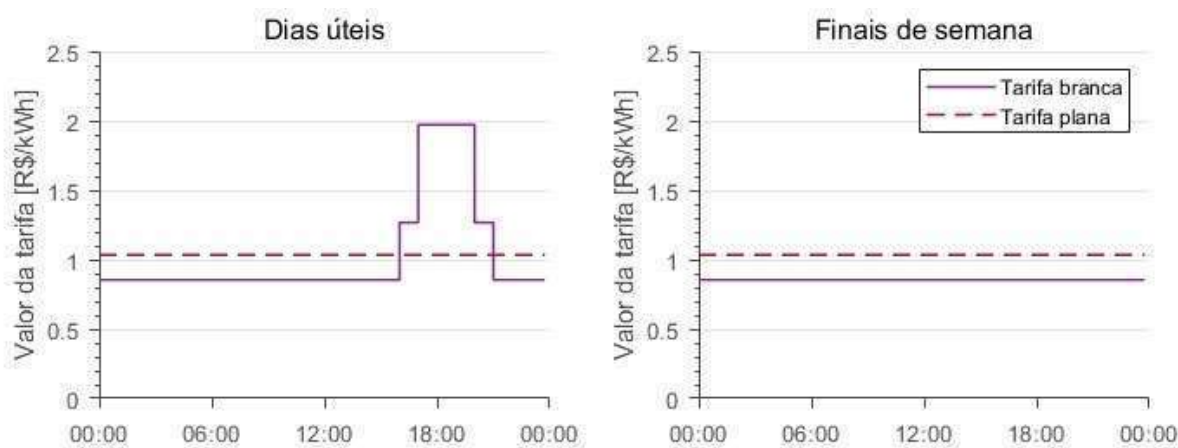


Figura 35 – Comparação das modalidades tarifárias de acordo com os valores da CEMIG para novembro/2019.

### 6.4 Definição da Estratégia de Despacho

Como estratégia de despacho, definiu-se a arbitragem, do inglês *arbitrage* ou *energy time shift*. Nesse modo de operação, utiliza-se a bateria para armazenar a energia em períodos de preço baixo e fornecer energia para a carga em períodos de preço elevado [96].

Tal estratégia de despacho é bastante interessante em ambientes regulados com tarifas TOU (time-of-use), como é o caso da tarifa branca. Assim, definiu-se, no SAM, que o banco de baterias deveria fornecer energia à carga entre 16h e 21h, de segunda a sexta-feira, e poderia se recarregar da geração distribuída fotovoltaica ou da rede elétrica nas demais horas do dia e nos finais de semana.

A Figura 36 apresenta o despacho manual configurado no SAM. Nos períodos com 1 e 2 definiu-se que o banco de baterias deveria fornecer energia à carga. Já nos períodos com 3, definiu-se que o banco de baterias poderia se recarregar através da geração distribuída fotovoltaica ou da rede elétrica.

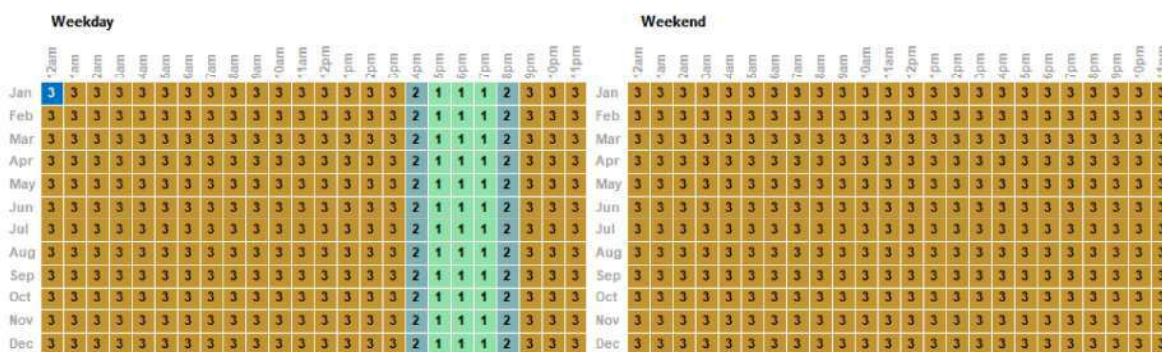


Figura 36 – Despacho manual configurado no SAM.

## 6.5 Dimensionamento do Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica

### 6.5.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

No sistema considerado para esse estudo de caso, inclui-se um sistema FV conectado à rede elétrica, ou seja, microgeração distribuída fotovoltaica. Suas características são:

- Nome: Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência (Figura 37);
- Localização: Brasil, Minas Gerais, Belo Horizonte, Escola de Engenharia da UFMG (19°52'10.81"S 43°57'42.01" O. Elevação 808 m);
- Potência de pico total: 37,2 kW;
- Potência de pico nominal: 36,0 kW;
- Energia elétrica entregue à rede elétrica: 47,25MWh/ano;
- Área ocupada: 439m<sup>2</sup> e a área de 154 painéis = 257m<sup>2</sup>.



Figura 37 – Local da instalação da Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência.

A Usina Fotovoltaica TESLA (UFV TESLA) entrou em operação em 2016, no dia 3 de junho. Sua construção é proveniente do projeto P&D 0047-0060/2011, chamada

número 13/2011, da ANEEL, com financiamento da COELBA – Grupo Neenergia, e com execução realizada pelo Laboratório TESLA Engenharia de Potência, do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais [111].

Suas *strings* são distribuídas de forma que exista um equilíbrio da quantidade de radiação solar incidente para cada conjunto de módulos fotovoltaicos, bem como uma quantidade de cabos utilizada para interligar os conjuntos com os inversores, como apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Inversores da Usina FV Tesla

Inversor	Potência(kW)	Número de strings	Módulos Fotovoltaicos/string
A	15	3	19
B	10	5	10
C	12	3	15

Nos estudos de caso apresentados, serão considerados apenas os módulos fotovoltaicos conectados no inversor C. O inversor C é trifásico, pertence à SMA e foi conectado a 45 módulos fotovoltaicos do modelo Yingli 245P-29b, que possui célula solar de silício policristalino (multi-Si). Além disso, a instalação também possui painéis que possuem dispositivos de proteção para lado c.a. e também para lado c.c., painel de dados e estação meteorológica, como mostrado na Figura 38.



Figura 38 – Composição da planta fotovoltaica Tesla.

No *software* de simulação SAM, foram utilizados dados de irradiação, temperatura e velocidade e direção do vento obtidos para o clima de Belo Horizonte, oriundos da estação meteorológica da UFV TESLA. Foram utilizados dados de com passo de tempo

15 minutos. Por fim, um modelo 3D da UFV TESLA foi inserido no SAM, para que fossem modeladas as sombras (Figura 39). A UFV TESLA está no quarto andar do bloco 1 da escola de engenharia, em um ponto de conexão de  $400V_{ca}$ .

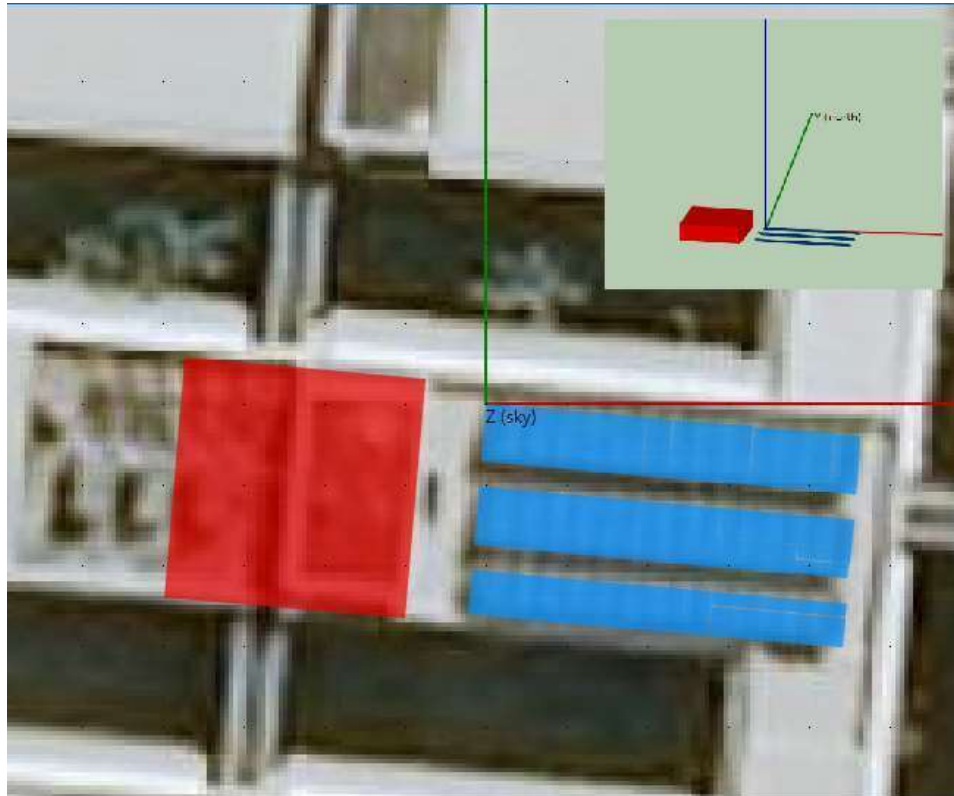


Figura 39 – Modelagem das sombras no SAM.

### 6.5.2 Caracterização da Carga

Para realizar o estudo técnico-econômico do uso da bateria em sistemas fotovoltaicos, é necessário, primeiramente, realizar a caracterização da carga dos potenciais prosumidores. Os potenciais prosumidores são regulamentados pela REN482, da ANEEL. Serão considerados, nos estudos, clientes residenciais do grupo tarifário B. Em grande parte do mundo, assim como no Brasil, não há medição permanente que caracterize as curvas de carga dos consumidores de baixa tensão (grupo B). Porém, no Brasil, existem as campanhas de medição. Nelas, os consumidores conectados a tensões acima de 69kV têm a caracterização de suas curvas de carga de maneira individual. Já a caracterização da curva de carga dos consumidores conectados às tensões abaixo de 69kV é realizada por meio de amostras.

Nas campanhas de medição, cada subgrupo possui uma estratificação em faixas de consumo e cada uma dessas faixas possuem até quinze (15) tipos de curva de carga. A Tabela 9 mostra exemplos de clientes e faixas de consumo.

Tabela 9 – Exemplos de subgrupos e faixas de consumo.

<b>Subgrupo</b>	<b>Faixas de consumo</b>	<b>Tipos</b>
B1 - Residencial	>1000 kWh	15
	501 a 1000kWh	15
	351 a 500 kWh	15
Comercial Baixa Tensão	>5000 kWh	15
	1001 a 5000kWh	14
Industrial Baixa Tensão	>5000 kWh	14
	1001 a 5000kWh	13
A4 -Média Tensão	>1000 kWh	13
	501 a 1000kWh	13

Escolheu-se, para a simulação dos estudos de caso, o subgrupo “Residencial - B1” com a maior faixa de consumo, pois, assim, é mais provável que seja vantajosa, economicamente, a instalação de uma geração distribuída fotovoltaica. Além disso, fez-se uma média aritmética simples dos quinze tipos de curva de carga para geração da curva de carga a ser utilizada no SAM.

Os dados das curvas de carga são horários, sendo que o valor de energia do horário de 1h, por exemplo, representa a energia consumida entre 00h e 1h. Além disso, os dados apresentados correspondem ao de um dia útil mais representativo. Sendo assim, há, ainda, dois valores para considerar a ponderação do consumo no sábado e no domingo, fazendo com que seja possível gerar a curva de carga de todos os dias da semana.

Assim, com o auxílio da ferramenta computacional MATLAB 2019b, realizou-se uma interpolação linear para que fosse possível utilizar valores de potência de 15 em 15 min. Por fim, o algoritmo desenvolvido gera um arquivo de texto com a curva de carga em p.u., já que o que interessa é apenas o formato da curva de carga. No *software* SAM é possível, então, utilizar um fator de escala para adequar ao consumo anual/mensal desejado. Pode-se, ainda, definir um valor em porcentagem do quanto se espera que o consumo do prosumidor aumente anualmente. Tal valor, no entanto, não foi utilizado para os estudos de caso desse trabalho.

A Figura 40 apresenta os tipos de curvas de carga do subgrupo e a faixa de consumo escolhida. Os valores em porcentagem identificam a proporção dos clientes que possuem a curva de carga diária mais próxima da ilustrada. A última curva é a média dos quinze tipos de curvas de carga e é apresentada na Figura 41. As linhas contínuas delimitam o horário de ponta e as pontilhadas o horário intermediário.

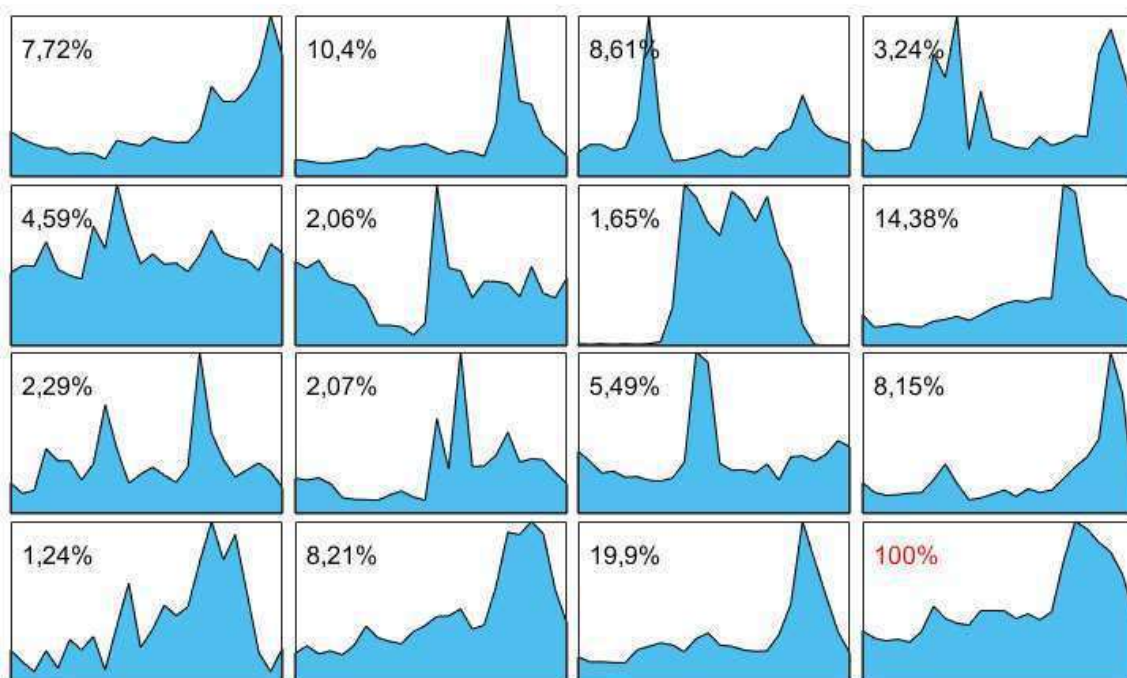


Figura 40 – Curvas de carga diárias médias de clientes residenciais (B1) com consumo mensal >100kWh. Fonte: Distribuidoras do Brasil/2012.

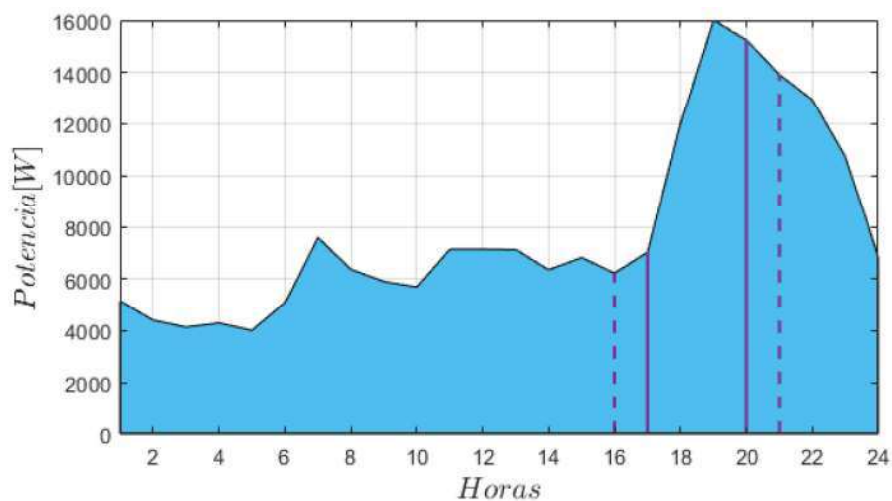


Figura 41 – Curva de carga simulada.

### 6.5.3 Banco de Baterias

As tecnologias de bateria escolhidas foram: chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ). Tais tecnologias foram selecionadas, pois são consideradas adequadas e seguras para trabalhar conjuntamente em plantas FV [112], além de que na atualidade seu custo vem diminuindo. A Tabela 10 reúne as características dos bancos de baterias a serem utilizados.

Tabela 10 – Características do banco de bateria [113] [114].

Parâmetro	Chumbo-Ácido	Íon-Lítio
Tensão do banco (V)	48	48
Capacidade do banco(kWh)	15	15
Potência do banco (kW)	5	5
Tempo de descarga (h)	5	5
Tensão da bateria (V)	12	48
Capacidade em 5h de descarga da bateria (Ah)	91.15	100

Os dados dos bancos foram definidos de acordo com o que será adquirido para ser instalado juntamente com a UFV TESLA. Já os dados das baterias foram extraídos dos seus respectivos manuais do fabricante: Narada (12REXC120-01, anexo A) [113] e Unipower (UPLFP48, anexo B) [114]. Tais baterias seriam adquiridas inicialmente para instalação juntamente com a UFV Tesla, no entanto, o projeto foi alterado e foi adquirida a bateria 12MS234 Moura, própria para aplicações em gerações distribuídas fotovoltaicas. Simulações com a bateria 12MS234 se encontram no apêndice A.

O tempo de descarga foi estabelecido de acordo com o tempo em que a tarifa branca fica no valor de ponta e no valor intermediário. Definiu-se, também, que o banco de baterias seria substituído sempre que atingisse 80% da sua capacidade inicial, de acordo com a NBR16487 [37].

Desse modo, calcula-se quantas baterias serão necessárias em cada caso, para simulações com projeto fixo. Para simulações com projeto variável, os cálculos são iguais, sendo alterado apenas o DoD, em cada caso.

#### 6.5.3.0.1 Banco de Chumbo-ácido Carbono

O número de unidades de baterias de chumbo-ácido carbono em série necessárias para uma tensão do banco de 48V é calculado por meio da tensão nominal da bateria:

$$N_{serie} = \frac{V_{banco}}{V_{bateria}} = \frac{48}{12} = 4 \text{ unidades} \quad (6.1)$$

Em seguida, calcula-se o número de *strings* por meio da capacidade do banco, da tensão nominal do banco, da capacidade da bateria para descarga de 5 horas e do DoD. Estabeleceu-se que, para os estudos de caso com projeto fixo, o DoD de projeto seria 50%.

$$N_{strings} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria} V_{banco} DoD} = \frac{15000}{(91, 15) (48) (0, 5)} = 6,86 \text{ strings} \quad (6.2)$$



Assim, sete *strings* de quatro unidades em séries da bateria de chumbo-ácido carbono serão utilizadas, ou seja, 28 baterias. O novo valor da capacidade do banco será 15,31kWh. A Figura 42 apresenta o diagrama de conexão das unidades de baterias de chumbo-ácido carbono.

$$C_{banco} = N_{strings} C_{bateria} V_{banco} DoD = (7) (91,15) (48) (0,5) = 15,31kWh \quad (6.3)$$

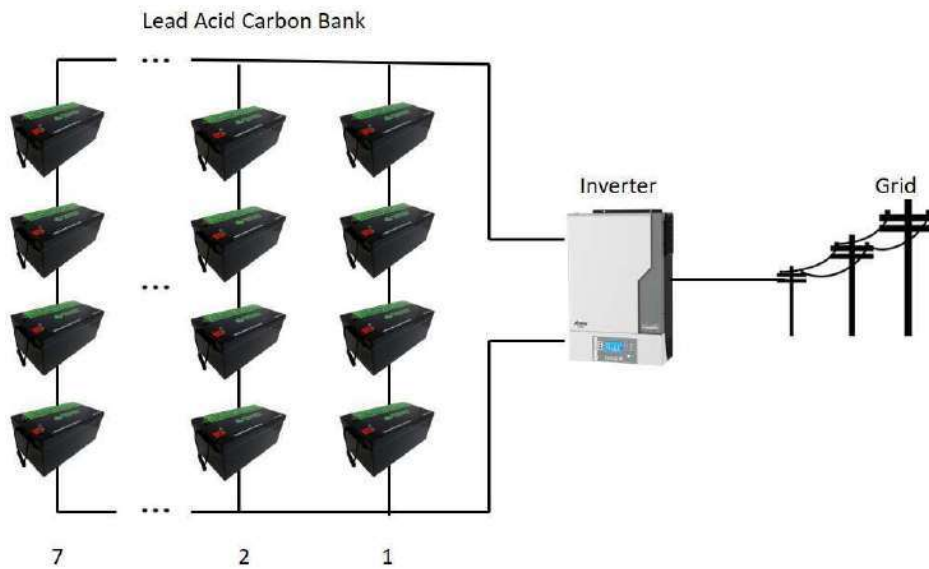


Figura 42 – Banco de baterias de chumbo-ácido carbono.

#### 6.5.3.0.2 Banco de Íon-Lítio Ferro Fosfato

Sendo a tensão nominal da bateria de íon-lítio ferro-fosfato igual à tensão do banco, é necessária apenas uma unidade por *string*. Definido o valor do DoD, o número de *strings* é calculado da mesma forma do banco de chumbo-ácido carbono.

$$N_{strings} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria} V_{banco} DoD} = \frac{15000}{(100) (48) (0,5)} = 6,25 \text{ strings} \quad (6.4)$$

Para todos valores não inteiros, decidiu-se que o número de *strings* sempre seria o próximo inteiro. Dessa forma, serão utilizadas sete *strings* de uma bateria, ou seja, 7 baterias conectadas em paralelo. O novo valor para capacidade do banco será:

$$C_{banco} = N_{strings} C_{bateria} V_{banco} DoD = (7) (100) (48) (0,5) = 16,8kWh \quad (6.5)$$

A Figura 43 apresenta o diagrama de conexão das baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

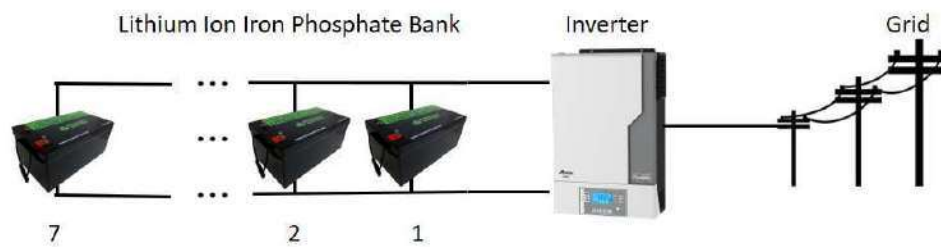


Figura 43 – Banco de baterias de íon-lítio.

Todos os dados necessários para a correta simulação das baterias no SAM (conforme mostrado na seção 5.3) foram carregados para a completa caracterização dos modelos. Sendo tais modelos: térmico, de tensão, de vida útil e de capacidade. Os dados foram retirados dos manuais do fabricante.

O Modelo de Vida Útil calendário foi utilizado para ambas tecnologias de bateria. Para o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato, utilizou-se a opção "*Lithium Ion Model*" com os valores padrão dos parâmetros. Já para o banco de chumbo-ácido carbono, selecionou-se a opção "*Custom*" e entrou-se com os dados da curva de vida útil em anos, em função da temperatura presente no manual do fabricante [113] (a curva foi alterada toda vez que a temperatura de operação é alterada).

Um termo bastante sensível para a mudança de temperatura dos bancos de baterias é o coeficiente de transferência de calor, dado em  $W/m^2$ . O coeficiente de transferência de calor representa a quantidade de transferência de calor por convecção entre a superfície da bateria e o ar circundante. Por isso, a variação na temperatura da bateria é altamente afetada pelo coeficiente de transferência de calor da superfície [115]. Nas simulações, foi considerado um coeficiente de transferência de calor de  $35W/m^2$ , equivalente a um valor modesto de convecção forçada com ar [116].

## 7 Resultados de Simulação

### 7.1 Introdução

Neste capítulo, a sensibilidade das figuras de mérito, vida útil da bateria e economia na conta de energia, são avaliadas. Para isso, serão consideradas as variações independentes de SoC e a temperatura na operação dos armazenadores de energia. Também será realizada a comparação do desempenho das duas tecnologias de baterias. Para isso, simula-se três estudos de caso para um projeto com número fixo de unidades de baterias e, posteriormente, mais três estudos de casos para um projeto com número variável de unidades de baterias, onde procurou-se manter a capacidade efetiva do banco o mais constante possível.

### 7.2 Estudo de caso - Projeto dos armazenadores de energia fixo

O projeto dos armazenadores de energia dos estudos de caso dessa seção foi detalhado na subseção 6.5.3.

#### 7.2.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante

No primeiro estudo de caso, quatro diferentes valores de DoD são considerados (40, 60, 70 e 90%) para simulação de ambos bancos de baterias. Para cada DoD, dois intervalos de SoC são considerados, conforme Tabelas 11 e 12. A Tabela 11 apresenta os resultados para a tecnologia de chumbo-ácido carbono e a Tabela 12 os resultados para a tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato.

Tabela 11 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono. (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	40%		60%		70%		90%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10	95-5	100-10
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	16852,89	16858,04	18280,79	18263,54	18823,40	18632,06	19063,50	19120,42
Vida Útil (anos)	20,00	20,00	14,00	13,90	11,87	12,15	11,12	11,13
Número de ciclos	5219	5218	3654	3626	3098	3170	2901	2900

Tabela 12 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	40%		60%		70%		90%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10	95-5	100-10
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	16577,92	16581,68	17840,22	17884,48	18499,53	18506,86	19334,20	19364,81
Vida Útil (anos)	>25	17,35	8,25	19,44	14,09	18,86	6,09	3,38
Número de ciclos	>6524	4530	2153	5074	3677	4922	1591	882

Verifica-se que ambas tecnologias de baterias apresentam maior redução da conta de energia na medida em que o DoD aumenta. Dos valores de conta de energia com o sistema, observa-se uma pequena diferença na sua economia se compararmos as duas tecnologias de baterias. Pois, para todos os valores de SoC, houve uma diferença de economia menor que 2,5% entre as duas tecnologias de bateria.

As economias, na conta de energia, para a tecnologia de chumbo-ácido carbono são maiores em 1,67%, 2,46% e 1,75% quando comparadas com a tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato. Isso ao considerar valores de DoD de 40%, 60% e 70%. Para os valores de DoD de 60 e 70%, a economia na conta de energia do banco de baterias de chumbo-ácido carbono é maior do que na de íon-lítio, mesmo quando sua vida útil é menor em 25% e 39,85% quando comparada com a vida útil do banco de íon-lítio ferro-fosfato.

Observa-se que a vida útil do banco de baterias de chumbo-ácido carbono diminui conforme aumenta-se o DoD; entretanto, não há diferença expressiva da vida útil para intervalos de SoC diferentes do mesmo DoD. Já para a bateria de íon-lítio, há dependência com o SoC.

É pertinente lembrar que há, no SAM, dois mecanismos para o cálculo da vida útil do banco de baterias: vida útil por ciclagem e vida útil em calendário. Sempre é necessário ingressar os dados sobre a vida útil por ciclagem. Já a especificação da vida útil em calendário é opcional. Para vida útil em flutuação, há três opções, a saber: *none*, *Lithium Ion Model* e *Custom*. Assim, para a bateria de íon-lítio, um modelo específico de degradação por ciclagem, que depende do SoC e da temperatura, está disponível. No entanto, para a bateria de chumbo-ácido, devemos selecionar "*Custom*" e ingressar dados de vida (em número de dias) da bateria, em função da capacidade, obtidos dos manuais do fabricante.

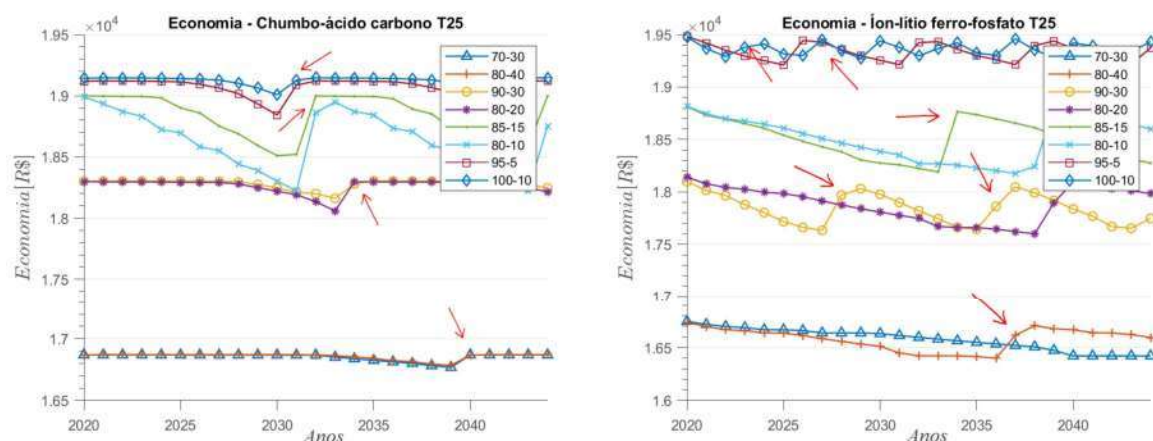
É possível observar, nos modelos do SAM, que, levando em consideração o SoC e a temperatura da bateria, a capacidade máxima para a bateria de íon-lítio decai abruptamente, enquanto que a capacidade máxima para a bateria de chumbo-ácido decai linearmente.

Por ter uma queda abrupta, a capacidade média da bateria de íon-lítio ferro-fosfato, durante os 25 anos de simulação, é sempre menor do que a da bateria de chumbo-ácido carbono. Assim, economiza-se menos na conta de energia.

Por fim, no DoD de 90%, economiza-se mais na conta de energia ao utilizar o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato. Isso ocorre porque o efeito da modelagem da capacidade do banco de chumbo-ácido carbono (KiBAM), que está de acordo com a equação de Peukert, prevalece, determinando que a capacidade do banco esteja parcialmente disponível para descarga.

A vida útil do banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato, em geral, diminui de acordo com o aumento do DoD, na maioria dos casos. Ressalta-se a diferença significativa da vida útil com valores de SoC diferentes do mesmo DoD. Isso ocorre porque o modelo para baterias de íon-lítio utilizado pelo SAM determina que, quanto maior o SoC médio, menor é a vida útil da bateria. Por isso, com valores de SoC entre 80-40%, tem-se vida útil menor do que com valores de SoC entre 80-20%, embora o DoD seja menor (ao operar com um intervalo de SoCs de valores maiores o banco está mais tempo submetido a SoC maior).

A Figura 44a e a Figura 44b apresentam a economia ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias para diferentes valores de SoC e temperatura de operação de 25°C. Observa-se os momentos de troca do banco. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.



(a) Banco de baterias de chumbo-ácido carbono. (b) Banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

Figura 44 – Estudo de caso 1 - Projeto Fixo.

## 7.2.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura

No segundo estudo de caso, objetiva-se observar os efeitos da temperatura na economia da conta de energia e na vida útil da bateria. Consideram-se dois intervalos de

SoC na operação da bateria em cada tecnologia e varia-se a temperatura ambiente do banco entre 25°C e 40°C, conforme apresentam as Tabelas 13 e 14.

Tabela 13 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)				SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)			
	90-30 (60%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	18280,79	18280,77	18276,11	18274,96	18632,06	18632,11	18663,39	18651,05
Vida Útil (anos)	14,00	14,00	10,2	7,11	12,15	12,15	10,2	7,11
Número de ciclos	3654	3653	2662	1856	3170	3170	2662	1856

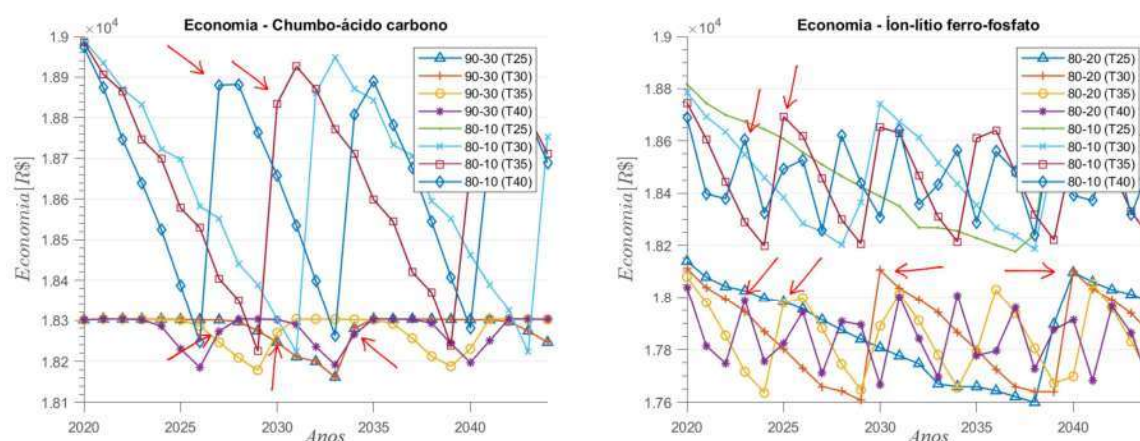
Tabela 14 – Variação da temperatura para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)				SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)			
	80-20 (60%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,1	72748,10	72748,10	72748,10	72748,1	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	17884,48	17869,31	17849,52	17842,54	18506,86	18482,09	18455,27	18459,32
Vida Útil (anos)	19,44	9,96	5,21	2,77	18,86	9,69	5,08	2,71
Número de ciclos	5074	2857	1360	724	4922	3147	1325	708

Conforme pode ser observado nas Tabelas 13 e 14, não são observadas diferenças significativas na conta de energia para um mesmo intervalo de SoC em diferentes temperaturas. No entanto, verifica-se grande diminuição da vida útil do banco de baterias conforme aumenta-se a temperatura. Para o banco de íon-lítio, observa-se uma diminuição mais pronunciada. Isso se deve ao fato do SAM possuir um modelo específico da vida útil para a tecnologia íon-lítio que depende da temperatura.

Em ambas as simulações de intervalos de SoCs, o banco de bateria de chumbo-ácido carbono, para as temperaturas de 25 °C e 30 °C, teve a sua capacidade diminuída devido a vida útil cíclica. Para outras temperaturas, o efeito predominante foi o do modelo de vida útil calendário.

A Figura 45a e a Figura 45b apresentam a economia ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias para diferentes SoCs e temperaturas de operação. Observa-se os momentos de troca dos bancos. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.



(a) Banco de baterias de chumbo-ácido carbono. (b) Banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

Figura 45 – Estudo de caso 2 - Projeto Fixo.

### 7.2.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa

Este estudo de caso objetiva comparar a economia na conta de energia e a vida útil quando os bancos se encontram em ambientes de temperatura controlada de 25°C em relação aos ambientes sem controle de temperatura. Para simular no SAM, nas duas situações, deve-se selecionar as opções de temperatura do menu *Battery Storage* na aba *Battery Thermal*. Os resultados são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente. (Coeficiente de transferência de calor  $35W/m^2 K$ )

	Íon-lítio Ferro-fosfato				Chumbo-ácido Carbono			
	$SoC_i - SoC_f$ (DoD)		$SoC_i - SoC_f$ (DoD)		$SoC_i - SoC_f$ (DoD)		$SoC_i - SoC_f$ (DoD)	
	80-20 (60%)		80-10 (70%)		90-30 (60%)		80-10 (70%)	
	Temperatura		Temperatura		Temperatura		Temperatura	
	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	17884,48	17864,30	18506,86	18473,29	18280,79	18304,70	18632,06	18632,01
Vida Útil (anos)	19,44	22,2	18,86	22,69	14,00	13,99	12,15	12,16
Número de ciclos	5074	5794	4922	5924	3654	3650	3170	3171

Como apresenta a Tabela 15, em relação à vida útil, para o mesmo intervalo de SoC e temperatura diferente, apenas o banco de íon-lítio ferro fosfato mostra diferenças. Observa-se, ainda, que a vida útil do banco de íon-lítio é sempre muito maior que a vida útil do banco de chumbo-ácido. Já na economia na conta de energia, há pouca diferença.

A Figura 46 apresenta a economia financeira ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias. Observa-se os momentos de troca dos bancos. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.

Se compararmos a vida útil e a economia na conta de energia para o SoC de 80-10%, para as duas tecnologias de bateria, percebe-se que, enquanto a economia para a tecnologia de chumbo-ácido carbono se apresenta menos de 1% maior, a vida útil da tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato, em ambas condições de temperatura, é mais de 6 anos maior, ou mais que 50% maior. Assim, o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato, para esse caso, é mais vantajosa.

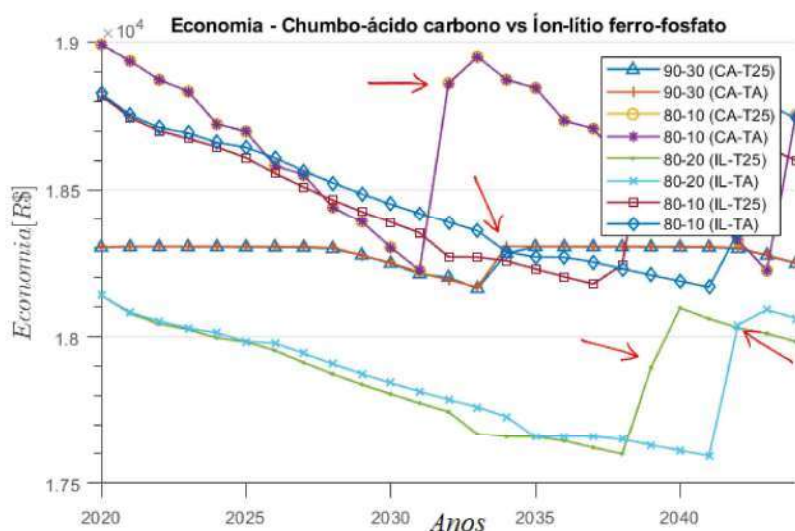


Figura 46 – Estudo de caso 3 - Projeto fixo.

### 7.3 Estudo de caso - Projeto Variável

O projeto dos armazenadores de energia dos estudos de caso dessa seção foi realizado considerando a mesma metodologia descrita na subseção 6.5.3. No entanto, objetivou-se manter a capacidade efetiva do banco de baterias o mais constante possível. Para isso, o projeto muda de acordo com o valor do DoD utilizado na simulação do caso.

#### 7.3.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante

Assim como foi feito para o projeto fixo, simula-se, aqui, quatro DoD's diferentes (40, 60, 70 e 90%) para os bancos de bateria. Dois intervalos de SoC são considerados para cada DoD. A Tabela 16 apresenta os resultados para a tecnologia de chumbo-ácido carbono e a Tabela 17 para o banco de íon-lítio ferro-fosfato.



Tabela 16 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono. (Temperatura 25 °C, e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	40%		60%		70%		90%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10	95-5	100-10
Número de unidades	36	36	24	24	20	20	16	16
Valor por banco (R\$)(R\$)	177300,00	177300,00	118200,00	118200,00	98500,00	98500,00	78800,00	78800,00
Valor (R\$/kWh)	11256,63	11256,63	7504,42	7504,42	6432,36	6432,36	5002,95	5002,95
Capacidade efetiva (kWh)	15,75	15,75	15,75	15,75	15,13	15,13	15,75	15,75
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	17689,86	17696,45	17658,34	17643,56	17423,55	17286,81	16861,95	16894,63
Vida Útil (anos)	20,00	20,00	14,00	13,90	11,87	12,15	11,13	11,12
Número de ciclos	5218	5217	3654	3626	3094	3170	2902	2898

Tabela 17 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Temperatura 25 °C, e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	40%		60%		70%		90%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10	95-5	100-10
Número de unidades	8	8	6	6	5	5	4	4
Valor por banco (R\$)	97760,00	97760,00	73320,00	73320,00	61100,00	61100,00	48880,00	48880,00
Valor (R\$/kWh)	6364,58	6364,58	4243,10	4243,10	3636,91	3636,91	2828,70	2828,70
Capacidade efetiva (kWh)	15,36	15,36	17,28	17,28	16,8	16,8	17,28	17,28
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	16940,76	16955,36	17302,75	17310,79	17220,52	17190,01	17027,48	17039,80
Vida Útil (anos)	>25	15,8	9,39	23,93	17,73	23,05	9,62	5,75
Número de ciclos	>6525	4123	2825	6245	4628	6015	3027	1810

De acordo com as Tabelas 16 e 17, em virtude do projeto variável, ao aumentar o DoD, ao contrário do que ocorre no projeto fixo, há uma diminuição na economia média da conta de energia no decorrer dos 25 anos de simulação. Isso acontece porque, embora o DoD aumente, a capacidade efetiva do banco de baterias permanece quase constante (próximo a 15 kWh). Portanto, o aumento do DoD influencia, exclusivamente, na vida útil cíclica do banco. Quanto maior o DoD, menor é a vida útil cíclica. E assim a capacidade do banco decai rapidamente, fazendo com que a economia na conta de energia seja menor. Verifica-se que a economia e a vida útil para o DoD de 40% são maiores do que para o DoD de 90%, considerando o banco de chumbo-ácido carbono, em 4,71% e 79,86%, respectivamente. Já para o banco de íon-lítio ferro-fosfato, tem-se que a vida útil do DoD de 40% é maior 334,78% quando comparado à vida útil do DoD de 90%. No entanto, a economia para o DoD de 90% é maior do que para o de 40% em 0,58%. Isso acontece

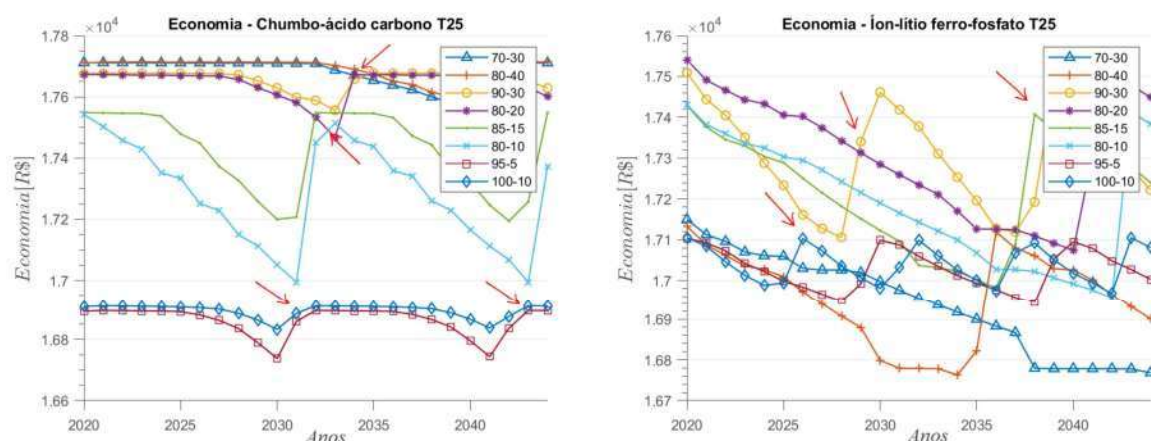
unicamente porque, por critério de projeto, o banco de baterias de íon-lítio para o DoD de 90% ficou com a capacidade efetiva 12,5% maior do que para o DoD de 40%.

Por isso, observa-se que a economia do DoD de 40% é o menor dentre todos os valores de DoD para o banco de íon-lítio. Ou seja, mesmo que a vida útil seja menor devido aos valores maiores de DoD, economiza-se mais devido à maior capacidade efetiva.

Observa-se que, como esperado, em virtude dos modelos específicos de simulação e à característica dessa tecnologia, o banco de íon-lítio ferro-fosfato sofre grande influencia do SoC, o que não ocorre com o banco de chumbo-ácido carbono. Entre valores de SoC com mesmo DoD, verifica-se grande diferença de vida útil, pois quanto maior o SoC médio, menor é a vida útil para o íon-lítio ferro-fosfato. Por isso, como ocorreu no projeto fixo, com valores de SoC entre 80-40%, tem-se vida útil menor do que com valores de SoC entre 80-20%, embora o DoD seja menor.

Tem-se, ainda, que, para todos os valores de SoC, o banco de chumbo-ácido carbono obteve a maior economia na conta de energia durante os 25 anos. Porém, a diferença de economia entre as duas tecnologias para cada SoC não ultrapassou 5%. A economia para a bateria de íon-lítio é sempre menor, porque, devido a seu modelo específico, a sua capacidade máxima decai abruptamente durante os 25 anos, diminuindo a economia.

A Figura 47a e a Figura 47b apresentam a economia ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias. Observa-se os momentos de troca do banco. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.



(a) Banco de baterias de chumbo-ácido carbono. (b) Banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

Figura 47 – Estudo de caso 1 - Projeto Variável.

### 7.3.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura

Pretende-se, aqui, observar os efeitos da temperatura na economia da conta de energia e na vida útil da bateria. Consideram-se dois intervalos de SoC na operação da

bateria em cada tecnologia e varia-se a temperatura ambiente do banco entre 25°C e 40°C.

Tabela 18 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)				SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)			
	90-30 (60%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Número de unidades	24	24	24	24	20	20	20	20
Valor por banco (R\$)	118200	118200	118200	118200	98500	98500	98500	98500
Valor (R\$/kWh)	7504,419	7504,419	7504,419	7504,419	6432,359	6432,359	6432,359	6432,359
Capacidade efetiva (kWh)	15,75	15,75	15,75	15,75	15,13	15,13	15,13	15,13
Conta de energia sem sistema(R\$)	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1
Economia - valor médio (R\$)	17658,34	17658,34	17654,34	17653,36	17286,81	17286,81	17309,16	17300,36
Vida Útil (anos)	14,00	14,00	10,2	7,11	12,15	12,15	10,2	7,11
Número de ciclos	3654	3653	2662	1856	3170	3170	2662	1856

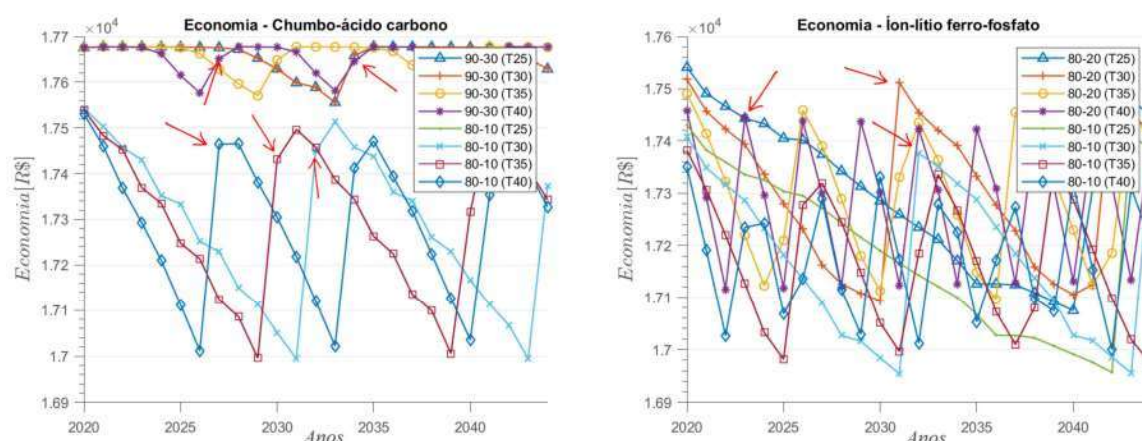
Tabela 19 – Variação da temperatura para banco de íon-lítio ferro-fosfato. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)				SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)			
	80-20 (60%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Número de unidades	6	6	6	6	5	5	5	5
Valor por banco (R\$)	73320,00	73320,00	73320,00	73320,00	61100,00	61100,00	61100,00	61100,00
Valor (R\$/kWh)	4243,10	4243,10	4243,10	4243,10	3636,91	3636,91	3636,91	3636,91
Capacidade efetiva (kWh)	17,28	17,28	17,28	17,28	16,8	16,8	16,8	16,8
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	17310,79	17305,36	17297,91	17290,62	17190,01	17172,58	17165,34	17174,35
Vida Útil (anos)	23,93	10,95	5,69	3,02	23,05	12,05	6,25	3,30
Número de ciclos	6245	3165	1637	864	6015	3147	1631	859

Para ambas tecnologias, não houve grandes variações na economia da conta de energia ao aumentar a temperatura, mas houve uma grande diminuição da vida útil conforme aumentou-se a temperatura. Essa diminuição é mais pronunciada para o banco de íon-lítio ferro-fosfato, já que possui um modelo próprio que depende da temperatura.

Novamente, para o banco de chumbo-ácido carbono, nas temperaturas de 25 ° C e 30 ° C, o efeito predominante para a diminuição da capacidade efetiva foi a vida útil cíclica. Para temperaturas acima de 30 ° C, o efeito predominante é o da vida útil em calendário (que depende da temperatura).

A Figura 48a e a Figura 48b apresentam a economia ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias. Observa-se os momentos de troca dos bancos. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.



(a) Banco de baterias de chumbo-ácido carbono. (b) Banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

Figura 48 – Estudo de caso 2 - Projeto Variável.

### 7.3.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa

Por fim, neste estudo de caso objetiva-se comparar a economia na conta de energia e a vida útil quando os bancos se encontram em ambiente de temperatura controlada de 25°C em relação a um ambiente sem controle de temperatura.

Tabela 20 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente. (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	Íon-lítio Ferro-fosfato				Chumbo-ácido Carbono			
	SoCi - SoCf (DoD)		SoCi - SoCf (DoD)		SoCi - SoCf (DoD)		SoCi - SoCf (DoD)	
	80-20 (60%)		80-10 (70%)		90-30 (60%)		80-10 (70%)	
	Temperatura		Temperatura		Temperatura		Temperatura	
	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente
Número de unidades	6	6	5	5	24	24	20	20
Valor por banco (R\$)	73320,00	73320,00	61100,00	61100,00	118200,00	118200,00	98500,00	98500,00
Valor (R\$/kWh)	4243,10	4243,10	3636,91	3636,91	7504,42	7504,42	6432,36	6432,36
Capacidade efetiva (kWh)	17,28	17,28	16,8	16,8	15,75	15,75	15,13	15,13
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	17310,79	17280,42	17190,01	17218,22	17658,34	17661,34	17286,81	17282,76
Vida Útil (anos)	23,93	24,78	23,05	23,05	14,00	13,99	12,15	12,16
Número de ciclos	6245	6467	6015	6016	3654	3649	3170	3171

Verifica-se que a vida útil do banco de íon-lítio ferro-fosfato é sempre muito maior (>70%) do que para o banco de chumbo-ácido carbono, enquanto que a economia na conta de energia para o banco de chumbo-ácido carbono chega a ser, no máximo, 2,2% maior. A Figura 49 apresenta a economia ao longo dos anos para as duas tecnologias de baterias. Observa-se os momentos de troca dos bancos. As setas vermelhas indicam algumas das trocas.

Se compararmos a vida útil e a economia na conta de energia para o SoC de 80-10%, para as duas tecnologias de bateria, percebe-se que, enquanto a economia para a tecnologia de chumbo-ácido carbono se apresenta menos de 1% maior, a vida útil da tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato, em ambas condições de temperatura, é mais de 10 anos maior, ou mais que 89% maior. Assim, o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato, para esse caso, é mais vantajosa. Além das vantagens já mencionadas, o banco de íon-lítio ferro-fosfato é ainda mais barato do que o banco de chumbo-ácido carbono.

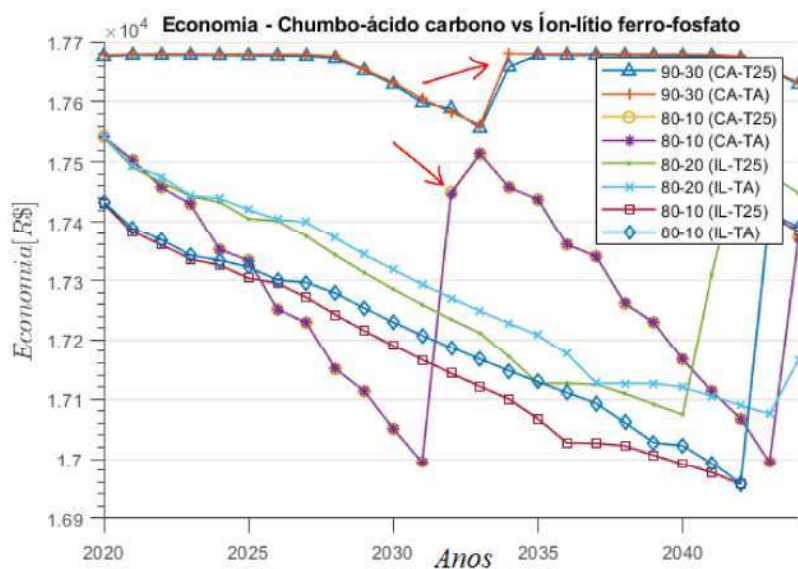


Figura 49 – Estudo de caso 3 - Projeto variável.

## 8 Conclusão

Esta dissertação propôs simulações de estudos de casos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com armazenador de energia no contexto da compensação de energia elétrica da REN482, tendo como objetivo avaliar a vida útil das baterias e a economia na conta de energia para um consumidor residencial que aderiu à tarifa branca. Com os estudos de casos, foi possível realizar a análise da sensibilidade das duas figuras de mérito (i.e., vida útil e economia), em decorrência da alteração do SoC, do DoD e da temperatura de operação, bem como a comparação de desempenho entre as duas tecnologias de baterias, chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato.

O método científico utilizado nas análises foi o método comparativo. Desta maneira, realizou-se as simulações, utilizando o *software* SAM/NREL, considerando os projetos de baterias fixo e variável, para avaliar os desempenhos de vida útil e de economia na conta de energia quando o despacho é realizado com a finalidade de aproveitar os benefícios da arbitragem no contexto da tarifa branca.

Embora a bateria de íon-lítio ferro-fosfato apresente um custo maior, sua célula possuem tensão alta, o que dispensa baterias em série para compor o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato. O banco de íon-lítio ferro-fosfato apresentou ainda, quando operado em condições similares ao banco de chumbo-ácido carbono, maior vida útil na maior parte dos casos. A vida útil do banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato só se mostrou menor quando os bancos foram operados com temperaturas acima de 30°C. Isso ocorreu devido ao fato da bateria de íon-lítio possuir um modelo de vida útil calendário, enquanto que para a bateria de chumbo-ácido é necessário entrar com valores customizados do manual de fabricante, que podem ter sido obtidos em condições de operação diferentes daquelas simuladas nos estudos de caso.

Além disso, houve, em todos os casos, diferenças ligeiras nas economias de conta de energia das duas tecnologias. Neste caso, a tecnologia de íon-lítio se sobressaiu devido à vida útil mais longa, que chegou a ser até 89% maior do que a da bateria de chumbo-ácido, quando operadas nas mesmas condições.

Em geral, verificou-se, ainda, por meio de simulação, que o valor SoC não tem grande influência na vida útil das baterias de chumbo-ácido carbono. No entanto, o SoC com valor alto representa um grande fator de diminuição da vida útil para baterias de íon-lítio. Tem-se ainda que, para um mesmo DoD, caso o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato seja operado com faixas de valores de SoC diferentes, a faixa que apresentar os maiores valores de SoC irá manifestar a menor vida útil. Porém, essa característica não é verdade para baterias de chumbo-ácido carbono. Já para ambas as baterias, ao se

aumentar o DoD e a temperatura, a vida útil diminui.

Conclui-se, então, que, para ambientes sob a tarifa branca, com sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e armazenador de energia despachado, visando aproveitar os benefícios da arbitragem, as baterias de íon-lítio ferro-fosfato são mais vantajosas em relação às baterias de chumbo-ácido carbono, em decorrência da vida útil mais prolongada.

## Trabalhos Futuros

Além dos resultados obtidos por meio das simulações apresentadas nos capítulos anteriores, torna-se pertinente a realização de outros estudos complementares, como:

- Simulação e avaliação do cenário base, considerando as 5 alternativas de compensação de energia elétrica, propostas pela ANEEL;
- Incluir um modelo para baterias de chumbo-ácido que leve em consideração a perda da vida útil em decorrência de operação sob temperaturas altas;
- Considerar estudos de caso em que o banco de baterias tem a permissão de injetar energia na rede elétrica.

## Publicações Relacionadas

Até o momento, o seguinte trabalho relacionado a essa dissertação foi aceito e publicado:

- B. A. L. Paixão, D. I. Brandão, N. T. D. Fernandes, B. M. Lopes, W. Uturbey, “Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íonlítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca”, em 2020 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2020, p. 1–6.

## Referências

- 1 IEA. *Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024 (International Energy Agency)*. [S.l.], 2019. Disponível em: <[https://webstore.iea.org/download/direct/2854?fileName=Renewables\\_2019.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/2854?fileName=Renewables_2019.pdf)>. Citado na página 16.
- 2 BRANDÃO, D. I. *Sistema de geração fotovoltaico multifuncional*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2013. Citado na página 16.
- 3 SIMEON, M. et al. Renewable energy integration enhancement using energy storage technologies. In: *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 864–868. Citado na página 17.
- 4 P.; HERNANDO-GIL, I.; WU, H. Optimal energy operation and scalability assessment of microgrids for residential services. In: *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado na página 17.
- 5 FRIDGEN, G. et al. One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, v. 210, p. 800 – 814, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917311546>>. Citado na página 17.
- 6 NAYAK, C. K.; NAYAK, M. R. Optimal design of battery energy storage system for peak load shaving and time of use pricing. In: *2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–7. Citado na página 17.
- 7 MEECHAKA, A. et al. Optimal location and sizing for pv system and battery energy storage system using abc algorithm considering voltage deviation and time of use rate. In: *2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 17.
- 8 SILVA, Y. F. F. C. e; BORTONI, E. C. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras. *REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA*, v. 22, 2016. Citado na página 17.
- 9 OLIVEIRA, G. N. de. *Análise de Custos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede e Isolados*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 17.
- 10 SPIERS, D. J.; RASINKOSKI, A. A. Limits to battery lifetime in photovoltaic applications. *Solar Energy*, v. 58, n. 4, p. 147 – 154, 1996. ISSN 0038-092X. Selected Proceedings of the ISES 1995: Solar World Congress. Part II. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X96000850>>. Citado na página 17.



- 11 AICHHORN, A. et al. A cost effective battery sizing strategy based on a detailed battery lifetime model and an economic energy management strategy. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. Citado na página 18.
- 12 NARAYAN, N. et al. Estimating battery lifetimes in solar home system design using a practical modelling methodology. *Applied Energy*, v. 228, p. 1629 – 1639, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918310225>>. Citado na página 18.
- 13 BARNES, A. K. et al. Optimal battery chemistry, capacity selection, charge/discharge schedule, and lifetime of energy storage under time-of-use pricing. In: *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7. Citado na página 18.
- 14 LAYADI, T. M. et al. Lifetime estimation tool of lead–acid batteries for hybrid power sources design. *Simulation Modelling Practice and Theory*, v. 54, p. 36 – 48, 2015. ISSN 1569-190X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1569190X15000362>>. Citado na página 18.
- 15 DOWNING, S.; SOCIE, D. Simple rainflow counting algorithms. *International Journal of Fatigue*, v. 4, n. 1, p. 31 – 40, 1982. ISSN 0142-1123. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142112382900184>>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 70.
- 16 NOTTROTT, A.; KLEISSL, J.; WASHOM, B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. *Renewable Energy*, v. 55, p. 230 – 240, 2013. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112008026>>. Citado na página 18.
- 17 ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. Brasília, 2012. Citado na página 23.
- 18 ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015*. Brasília, 2015. Citado na página 23.
- 19 ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2. ed. Brasília, 2016. Citado na página 24.
- 20 ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Por dentro da conta de luz*. 7. ed. Brasília, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 29.
- 21 ANEEL. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, Tarifa Binômia -Modelo Tarifário do Grupo B*. Brasília, 2018. Citado na página 26.
- 22 ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Tarifas de fornecimento de energia elétrica*. Brasília, 2005. Citado na página 27.
- 23 ANEEL. *Tarifa Branca*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 80.

- 24 ANEEL. *Nota Técnica número 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL*. Brasília, 2018. Citado na página 30.
- 25 ANEEL. *Consulta Pública CP 25/2019, Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, REN nº 482/2012*. Brasília, 2019. Citado na página 31.
- 26 LINDEN, D.; REDDY, T. B. *Handbook of Batteries*. 3. ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill HANDBOOKS, 2002. ISBN 0-07-135978-8. Citado 4 vezes nas páginas 33, 34, 40 e 41.
- 27 NEWSWIRE, G. *Lead Acid Battery: Technologies and Global Markets*. [S.l.], 2019. Disponível em: <[https://www.reportlinker.com/p05797418/?utm\\_source=GNW](https://www.reportlinker.com/p05797418/?utm_source=GNW)>. Citado na página 33.
- 28 CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, v. 19, n. 3, p. 291 – 312, 2009. ISSN 1002-0071. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>>. Citado 3 vezes nas páginas 33, 34 e 42.
- 29 HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 6, p. 1513 – 1522, 2009. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001664>>. Citado na página 33.
- 30 SAUER, D. U.; GARCHE, J. Optimum battery design for applications in photovoltaic systems — theoretical considerations. *Journal of Power Sources*, v. 95, n. 1, p. 130 – 134, 2001. ISSN 0378-7753. Seventh European Lead Battery Conference. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877530000642X>>. Citado 4 vezes nas páginas 33, 36, 38 e 40.
- 31 MAY, G. J.; DAVIDSON, A.; MONAHOV, B. Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*, v. 15, p. 145 – 157, 2018. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17304437>>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 35.
- 32 PEUKERT, W. Über die Abhängigkeit der Kapazität von der Entladestromstärke bei Bleiakumulatoren. *Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ)*, v. 18, p. 287–288, 1897. Citado na página 34.
- 33 FARRET, F. *Integration of Alternative Sources of Energy*. [S.l.: s.n.], 2006. ISBN 0471712329. Citado na página 34.
- 34 BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. *Energy Policy*, v. 36, n. 12, p. 4368 – 4373, 2008. ISSN 0301-4215. Foresight Sustainable Energy Management and the Built Environment Project. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508004527>>. Citado na página 34.
- 35 HANNAN, M. A. et al. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 69, p. 771–789, 01 2017. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 42.

- 36 LACH, J. et al. Applications of carbon in lead-acid batteries: a review. *Journal of Solid State Electrochemistry*, 01 2019. Citado na página 36.
- 37 NBR16487. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Bateria Chumbo-Ácida Estacionária- Manutenção*. [S.l.], 2016. Citado 3 vezes nas páginas 36, 87 e 115.
- 38 D'ALKAINÉ, C.; IMPINNISI, R.; ROCHA, J. Pasted positive plate of lead-acid battery: General analysis of discharge process. *Journal of Power Sources*, v. 116, n. 1, p. 203 – 210, 2003. ISSN 0378-7753. Selected Papers Presented at the Eighth European Lead Battery Conference. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775302006924>>. Citado na página 37.
- 39 YAMAGUCHI, Y. et al. Study of charge acceptance for the lead-acid battery through in situ ec-afm observation — influence of the open-circuit standing time on the negative electrode. *Journal of Power Sources*, v. 102, n. 1, p. 155 – 161, 2001. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775301007947>>. Citado na página 37.
- 40 WALES, C. P.; SIMON, A. C. Effects of Deep Cycling on Lead Positive Plates. *Journal of the Electrochemical Society*, v. 128, n. 12, p. 2512, dez. 1981. Citado na página 37.
- 41 FEIZI, T.; KWIECIEN, M.; SAUER, D. U. Analysis of characteristics for the identification of lead-acid battery technologies used in micro-hybrid vehicles. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. Citado na página 38.
- 42 MCKEON, B. B.; FURUKAWA, J.; FENSTERMACHER, S. Advanced lead-acid batteries and the development of grid-scale energy storage systems. *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 6, p. 951–963, 2014. Citado na página 38.
- 43 SAUER, D. U. et al. Charging performance of automotive batteries—an underestimated factor influencing lifetime and reliable battery operation. *Journal of Power Sources*, v. 168, n. 1, p. 22 – 30, 2007. ISSN 0378-7753. 10th EUROPEAN LEAD BATTERY CONFERENCE. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306024487>>. Citado na página 38.
- 44 ARMSTRONG, S.; GLAVIN, M. E.; HURLEY, W. G. Comparison of battery charging algorithms for stand alone photovoltaic systems. In: *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1469–1475. Citado na página 38.
- 45 LI, L.; FLEISCHMANN, M.; PETER, L. In-situ measurements of pb<sup>2+</sup> concentration in the lead-acid battery using mercury ultramicroelectrodes. *Electrochimica Acta*, v. 32, n. 11, p. 1585 – 1587, 1987. ISSN 0013-4686. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0013468687900090>>. Citado na página 38.
- 46 BODE, H. *Lead-acid batteries*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 1967. Citado na página 38.

- 47 AURBACH, D. et al. A short review of failure mechanisms of lithium metal and lithiated graphite anodes in liquid electrolyte solutions. *Solid State Ionics*, v. 148, n. 3, p. 405 – 416, 2002. ISSN 0167-2738. Proceedings of the Symposium on Materials for Advanced Batteries and Fuel Cells. Organised in conjunction with the International Conference on Materials for Advanced Technologies (ICMAT 2001). Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167273802000802>>. Citado na página 39.
- 48 METZENDORF, H. *Elektronenleitfähigkeit der aktiven Masse von Bleiakumulatoren während der Entladung*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — GH Kassel, 1980. Citado na página 39.
- 49 CULPIN, B.; PETERS, K. Study of transport of oxygen and water vapour between cells in valve regulated lead–acid batteries. *Journal of Power Sources*, v. 158, n. 2, p. 1077 – 1083, 2006. ISSN 0378-7753. Special issue including selected papers from the 6th International Conference on Lead-Acid Batteries (LABAT 2005, Varna, Bulgaria) and the 11th Asian Battery Conference (11 ABC, Ho Chi Minh City, Vietnam) together with regular papers. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306001832>>. Citado na página 39.
- 50 RUETSCHI, P. Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries. *Journal of Power Sources*, v. 127, n. 1, p. 33 – 44, 2004. ISSN 0378-7753. Eighth Ulmer Electrochemische Tage. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775303009340>>. Citado na página 40.
- 51 KODAMA, T.; SAKAEBE, H. Present status and future prospect for national project on lithium batteries. *Journal of Power Sources*, v. 81-82, p. 144 – 149, 1999. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775398002079>>. Citado na página 41.
- 52 REPORT, M. R. *Lithium-Ion Battery Market by Type (Li-NMC, LFP, LCO, LTO), Power Capacity (0-3,000 mAh, 3,000 mAh-10,000 mAh, 10,000 mAh-60,000 mAh, above 60,000 mAh), Industry (Consumer Electronics, Automotive, Industrial), Voltage, Region – Global Forecast to 2025*. [S.l.], 2020. Citado na página 41.
- 53 BAIRD, A. R. et al. Explosion hazards from lithium-ion battery vent gas. *Journal of Power Sources*, v. 446, p. 227257, 2020. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775319312509>>. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 46.
- 54 WANG, Z. et al. Fire behavior of lithium-ion battery with different states of charge induced by high incident heat fluxes. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 11 2018. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 46.
- 55 WAKIHARA, M. Recent developments in lithium ion batteries. *Materials Science and Engineering: R: Reports*, v. 33, n. 4, p. 109 – 134, 2001. ISSN 0927-796X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927796X01000304>>. Citado na página 42.
- 56 BRUCE, P. G. Energy storage beyond the horizon: Rechargeable lithium batteries. *Solid State Ionics*, v. 179, n. 21, p. 752 – 760, 2008. ISSN 0167-2738. Solid State

- Ionics 16: Proceedings of the 16th International Conference on Solid State Ionics (SSI-16), Part I. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167273808001331>>. Citado na página 42.
- 57 DINGER, A. et al. *Batteries for Electric Cars - Challenges, Opportunides, and the Outlook to 2020*. [S.l.]: The Boston Consulting Group, 2010. Citado na página 43.
- 58 LEE, J. et al. High-energy-density lithium-ion battery using carbon-nanotube-si composite anode and compositionally graded  $\text{Li}_{0.85}\text{Co}_{0.05}\text{Mn}_{0.10}\text{O}_2$  cathode. *Energy Environ. Sci.*, v. 9, 06 2016. Citado na página 43.
- 59 TIE, S. F.; TAN, C. W. A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p. 82 – 102, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006910>>. Citado na página 43.
- 60 BARRÉ, A. et al. A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. *Journal of Power Sources*, v. 241, p. 680 – 689, 2013. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313008185>>. Citado na página 43.
- 61 BANG, H. et al. Contribution of the structural changes of  $\text{Li}_{0.8}\text{Co}_{0.15}\text{Al}_{0.05}\text{O}_2$  cathodes on the exothermic reactions in li-ion cells. *Journal of The Electrochemical Society*, v. 153, p. A731–A737, 04 2006. Citado na página 44.
- 62 EDSTRÖM, K.; GUSTAFSSON, T.; THOMAS, J. The cathode–electrolyte interface in the li-ion battery. *Electrochimica Acta*, v. 50, n. 2, p. 397 – 403, 2004. ISSN 0013-4686. Polymer Batteries and Fuel Cells: Selection of Papers from First International Conference. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013468604006486>>. Citado na página 44.
- 63 GILBERT, J. A.; SHKROB, I. A.; ABRAHAM, D. P. Transition metal dissolution, ion migration, electrocatalytic reduction and capacity loss in lithium-ion full cells. *Journal of The Electrochemical Society*, The Electrochemical Society, v. 164, n. 2, p. A389–A399, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1149/2F2.1111702jes>>. Citado na página 44.
- 64 PIECZONKA, N. et al. Understanding transition-metal dissolution behavior in  $\text{Li}_{0.5}\text{Mn}_{1.5}\text{O}_4$  high-voltage spinel for lithium ion batteries. *The Journal of Physical Chemistry C*, v. 117, p. 15947–15957, 08 2013. Citado na página 44.
- 65 LI, Z. et al. A review of lithium deposition in lithium-ion and lithium metal secondary batteries. *Journal of Power Sources*, v. 254, p. 168 – 182, 2014. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313020880>>. Citado na página 45.
- 66 LEGRAND, N. et al. Physical characterization of the charging process of a li-ion battery and prediction of li plating by electrochemical modelling. *Journal of Power Sources*, v. 245, p. 208 – 216, 2014. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313011373>>. Citado na página 45.

- 67 PERKINS, R. D. et al. Controls oriented reduced order modeling of lithium deposition on overcharge. *Journal of Power Sources*, v. 209, p. 318 – 325, 2012. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312005423>>. Citado na página 45.
- 68 PETZL, M.; KASPER, M.; DANZER, M. A. Lithium plating in a commercial lithium-ion battery – a low-temperature aging study. *Journal of Power Sources*, v. 275, p. 799 – 807, 2015. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314018928>>. Citado na página 45.
- 69 ZHANG, S. et al. Understanding solid electrolyte interface film formation on graphite electrodes. *Electrochemical and Solid-State Letters*, The Electrochemical Society, v. 4, n. 12, p. A206, 2001. Disponível em: <<https://doi.org/10.1149%2F1.1414946>>. Citado na página 45.
- 70 AGUBRA, V. A.; FERGUS, J. W. The formation and stability of the solid electrolyte interface on the graphite anode. *Journal of Power Sources*, v. 268, p. 153 – 162, 2014. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314008775>>. Citado na página 45.
- 71 GEORÉN, P.; LINDBERGH, G. On the use of voltammetric methods to determine electrochemical stability limits for lithium battery electrolytes. *Journal of Power Sources*, v. 124, n. 1, p. 213 – 220, 2003. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775303007390>>. Citado na página 45.
- 72 WUERSIG, A. et al. Film formation at positive electrodes in lithium-ion batteries. *Electrochemical And Solid State Letters*, v. 8, p. A34–A37, 01 2005. Citado na página 45.
- 73 ZHANG, S. S. A review on the separators of liquid electrolyte li-ion batteries. *Journal of Power Sources*, v. 164, n. 1, p. 351 – 364, 2007. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306022452>>. Citado na página 45.
- 74 HALALAY, I. C. et al. Nanoindentation testing of separators for lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, v. 238, p. 469 – 477, 2013. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313006307>>. Citado na página 45.
- 75 BROUSSELY, M. et al. Aging mechanism in li ion cells and calendar life predictions. *Journal of Power Sources*, v. 97-98, p. 13 – 21, 2001. ISSN 0378-7753. Proceedings of the 10th International Meeting on Lithium Batteries. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775301007224>>. Citado na página 46.
- 76 BIRKL, C. R. et al. Degradation diagnostics for lithium ion cells. *Journal of Power Sources*, v. 341, p. 373 – 386, 2017. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775316316998>>. Citado na página 46.

- 77 SHEPHERD, C. M. Design of primary and secondary cells. *Journal of The Electrochemical Society*, The Electrochemical Society, v. 112, n. 7, p. 657, 1965. Disponível em: <<https://doi.org/10.1149%2F1.2423659>>. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 67.
- 78 TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.; DEKKICHE, A. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In: *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 284–289. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 67.
- 79 SCHIFFER, J. et al. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. In: . [S.l.]: Elsevier, 2007. v. 168, n. Sp. Iss., p. 66–78. ISSN 0378-7753. European lead battery conference ; Conference date: 01-01-2006. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- 80 CERAOLO, M. New dynamical models of lead-acid batteries. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, p. 1184–1190, 2000. Citado na página 49.
- 81 TREMBLAY, O.; DESSAINT, L. Experimental validation of a battery dynamic model. *World Electr Veh J*, v. 3, p. 1–10, 06 2009. Citado na página 50.
- 82 SEITL, C. et al. Selection and implementation of a generic battery model for phil applications. In: *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 5412–5417. Citado na página 50.
- 83 HUSSEIN, A.; BATARSEH, I. An overview of generic battery models. In: . [S.l.: s.n.], 2011. Citado na página 51.
- 84 LIU, X. et al. Soc estimation of the lithium-ion battery with the temperature-based nernst model. In: *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1419–1422. Citado na página 51.
- 85 FANG, H. et al. State-of-charge estimation for batteries: A multi-model approach. In: *2014 American Control Conference*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 2779–2785. Citado na página 51.
- 86 HU, X. et al. Online estimation of an electric vehicle lithium-ion battery using recursive least squares with forgetting. In: *Proceedings of the 2011 American Control Conference*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 935–940. Citado na página 51.
- 87 MENG, J. et al. Overview of lithium-ion battery modeling methods for state-of-charge estimation in electrical vehicles. *Applied Sciences*, v. 8, p. 659, 04 2018. Citado na página 51.
- 88 GONZÁLEZ-LONGATT, F. M. Circuit based battery models : A review. *II CIBELEC*, 2006. Citado na página 52.
- 89 HONGWEN, h.; XIONG, R.; JINXIN, F. Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach. *Energies*, v. 4, 12 2011. Citado na página 52.
- 90 ZHANG, X.; ZHANG, W.; LEI, G. A review of li-ion battery equivalent circuit models. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, v. 17, p. 311–316, 12 2016. Citado na página 52.

- 91 LIU, C. et al. A new method of modeling and state of charge estimation of the battery. *Journal of Power Sources*, v. 320, p. 1 – 12, 2016. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775316302804>>. Citado na página 52.
- 92 HU, X.; LI, S.; PENG, H. A comparative study of equivalent circuit models for li-ion batteries. *Journal of Power Sources*, v. 198, p. 359 – 367, 2012. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775311019628>>. Citado na página 52.
- 93 LO, C. H.; ANDERSON, M. D. Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 3, p. 824–829, 1999. Citado na página 53.
- 94 FERREIRA, H. L. et al. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, v. 53, p. 288 – 298, 2013. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213001515>>. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.
- 95 OUDALOV, A.; CHERKAOUI, R.; BEGUIN, A. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 621–625. Citado na página 53.
- 96 KADRI, A.; RAAHEMIFAR, K. Optimal sizing and scheduling of battery storage system incorporated with pv for energy arbitrage in three different electricity markets. In: *2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 81.
- 97 LAM, A. Y. S.; LEUNG, K.; LI, V. O. K. Capacity estimation for vehicle-to-grid frequency regulation services with smart charging mechanism. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 1, p. 156–166, 2016. Citado na página 53.
- 98 YANG, Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 982–991, March 2014. ISSN 1949-3061. Citado na página 53.
- 99 ELLIS, A. et al. Pv output smoothing with energy storage. In: *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 001523–001528. Citado na página 54.
- 100 DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 511 – 520, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002642>>. Citado na página 54.
- 101 BEHERA, M. P.; RAY, P. K.; BENG, G. H. Three-phase shunt connected photovoltaic generator for harmonic and reactive power compensation with battery energy storage device. In: *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 2408–2413. Citado na página 54.



- 102 HAAREN, R. van; MORJARIA, M.; FTHENAKIS, V. An energy storage algorithm for ramp rate control of utility scale pv (photovoltaics) plants. *Energy*, v. 91, p. 894 – 902, 2015. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215011573>>. Citado na página 54.
- 103 GILMAN, P. et al. *Sam photovoltaic model technical reference update*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Citado na página 56.
- 104 GILMAN, P. *NREL - SAM*. [S.l.]: GitHub, 2014. <<https://github.com/NREL/SAM>>. Citado 4 vezes nas páginas 61, 64, 72 e 131.
- 105 NEUBAUER, J.; WOOD, E. Thru-life impacts of driver aggression, climate, cabin thermal management, and battery thermal management on battery electric vehicle utility. *Journal of Power Sources*, v. 259, p. 262 – 275, 2014. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314002766>>. Citado na página 62.
- 106 DIORIO, N. et al. *Technoeconomic Modeling of Battery Energy Storage in SAM*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 67.
- 107 MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, v. 50, n. 5, p. 399 – 405, 1993. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X93900602>>. Citado na página 65.
- 108 HYMAN, E. A. *Modeling and computerized characterization of lead-acid battery discharges. Battery Energy Storage Test (BEST) facility*. 1983. 35290 p. NASA STI/Recon Technical Report N. Citado na página 66.
- 109 SMITH, K. et al. Life prediction model for grid-connected li-ion battery energy storage system. In: *2017 American Control Conference (ACC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 4062–4068. Citado na página 71.
- 110 ZINAMAN, O. et al. Grid-connected distributed generation: Compensation mechanism basics. In: *NREL - National Renewable Energy Laboratory*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 76.
- 111 FOUREAUX, N. et al. Decisões de projeto da usina experimental fotovoltaica tesla engenharia de potência. In: . [S.l.: s.n.], 2016. Citado na página 83.
- 112 BELTRAN, H. et al. Ageing of different types of batteries when enabling a pv power plant to enter electricity markets. In: *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1986–1991. Citado na página 86.
- 113 NARADA. *Bateria Chumbo-Ácido Carbono (12REXC120-01)*. [S.l.], 2016. Rev. 1.0. Citado 2 vezes nas páginas 87 e 89.
- 114 UNIPOWER. *Bateria Lítio Ferro-Fosfato (UPLFP48-100)*. [S.l.], 2019. Rev. 43270. Citado na página 87.

- 115 WU, X.; LV, S.; JIZHONG, C. Determination of the optimum heat transfer coefficient and temperature rise analysis for a lithium-ion battery under the conditions of harbin city bus driving cycles. *Energies*, v. 10, p. 1723, 10 2017. Citado na página 89.
- 116 PESARAN, A. et al. Thermal analysis and performance of a battery pack for a hybrid electric vehicle. *Proceedings of the 15th International Electric Vehicle Symposium, Brussels Belgium*, 01 1998. Citado na página 89.
- 117 MOURA. *Catálogo de Produto Solar Estacionária Bateria Chumbo-Ácido Carbono - Moura Solar*. [S.l.]. Série MS. Citado na página 115.

# Apêndices

# APÊNDICE A – Resultados considerando a Bateria 12MS234 Moura

## A.1 Dados da bateria

A Tabela 21 reúne as características do banco e das baterias a serem simuladas.

Tabela 21 – Características do banco de bateria.

Parâmetro	Chumbo-Ácido 12MS234
Tensão do banco (V)	48
Capacidade do banco(kWh)	15
Potência do banco (kW)	5
Tempo de descarga (h)	5
Tensão da bateria (V)	12
Capacidade em 5h de descarga da bateria (Ah)	179,5

Os dados do banco foram definidos de acordo com o que será adquirido para ser instalado juntamente com a UFV TESLA. Já os dados da bateria foram extraídos do manual do fabricante Moura Solar, bateria de chumbo-ácido carbono 12MS234 [117], apresentado no anexo C. O tempo de descarga foi estabelecido de acordo com o tempo em que a tarifa branca fica no valor de ponta e no valor intermediário. Definiu-se, também, que o banco de baterias seria substituído sempre que atingisse 80% da sua capacidade inicial, de acordo com a NBR16487 [37].

Desse modo, calcula-se quantas baterias serão necessárias para simulações com projeto fixo. Para simulações com projeto variável, os cálculos são iguais, sendo alterado apenas o DoD, em cada caso.

## A.2 Projeto do Banco de Chumbo-ácido Carbono 12MS234

O número de unidades de baterias de 12MS234 em série necessárias para uma tensão do banco de 48V é calculado por meio da tensão nominal da bateria:

$$N_{serie} = \frac{V_{banco}}{V_{bateria}} = \frac{48}{12} = 4 \text{ unidades} \quad (\text{A.1})$$

Em seguida, calcula-se o número de *strings* por meio da capacidade do banco, da tensão nominal do banco, da capacidade da bateria para descarga de 5 horas e do DoD. Estabeleceu-se que, para os estudos de caso com projeto fixo, o DoD de projeto seria 50%.

$$N_{strings} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria} V_{banco} DoD} = \frac{15000}{(179,5) (48) (0,5)} = 3,48 \text{ strings} \quad (A.2)$$

Assim, 4 *strings* de quatro unidades em séries da bateria de chumbo-ácido carbono serão utilizadas. O novo valor da capacidade do banco será 15,31kWh. A Figura 50 apresenta o diagrama de conexão das unidades de baterias de chumbo-ácido carbono.

$$C_{banco} = N_{strings} C_{bateria} V_{banco} DoD = (4) (179,5) (48) (0,5) = 17,23kWh \quad (A.3)$$

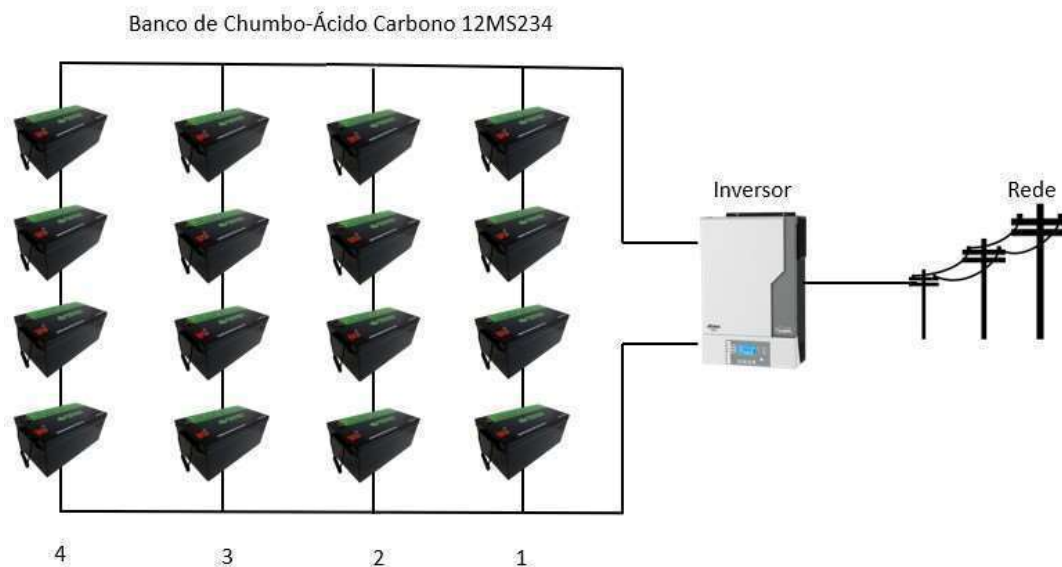


Figura 50 – Banco de baterias 12MS234.

## A.3 Resultados de simulação

### A.3.1 Projeto Fixo

#### A.3.1.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante

No primeiro estudo de caso, quatro diferentes valores de DoD são considerados (20, 40, 60 e 70%) para simulação de ambos bancos de baterias. Para cada DoD, dois intervalos de SoC são considerados, conforme Tabela 22.

Foram escolhidos valores de DoD mais baixos para a simulação do que os utilizados no capítulo 7, porque, de acordo com o manual do fabricante, o ponto de operação ótimo para a bateria 12MS234 é com o DoD próximo de 20%.

Tabela 22 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	20%		40%		60%		70%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	60-40	80-60	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	15140,09	15447,70	16913,48	16915,28	18269,12	18233,48	18647,16	18404,55
Vida Útil (anos)	4,01	4,03	1,47	1,47	0,94	0,94	0,81	0,85
Número de ciclos	1044	1048	382	380	241	244	207	222

Verifica-se que, como aconteceu na seção 7.2, quanto maior o DoD, maior foi a redução na conta de energia. Novamente, isso acontece, porque uma maior capacidade do banco de baterias passa a ser utilizada. Nos valores de economia na conta de energia, houveram pequenas diferenças quando os resultados para a bateria 12MS234 foram comparados aos dos bancos de baterias de íon-lítio ferro-fosfato e chumbo-ácido carbono utilizados na simulação do capítulo 7. Pois, para todos os valores de SoC, houve uma diferença de economia menor que 2,5%, considerando a comparação com os dois bancos de baterias. Se a economia apenas do banco de baterias de chumbo-ácido carbono utilizado no capítulo 7 é comparada com a do banco de baterias 12MS234, a diferença é ainda menor, chegando no máximo a 1,24%.

As economias, na conta de energia, para a tecnologia de chumbo-ácido carbono representada pela 12MS234 são maiores em 2,02% e 2,40% quando comparadas com a tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato. Isso ao considerar valores de DoD de 40% e 70%. Nos dois casos a economia na conta de energia do banco de baterias 12MS234 foi maior do que na de íon-lítio, mesmo a vida útil do banco de íon-lítio ferro-fosfato é maior em até 1968,00%.

Para o banco com baterias 12MS234, também observa-se que a vida útil diminui conforme aumenta-se o DoD, entretanto, não há diferença expressiva para intervalos de SoC com o mesmo DoD. Pois, como observado no capítulo 7, apenas a bateria de íon-lítio há dependência com o SoC, já que possui um modelo específico que o considera.

O modelo específico para as baterias de íon-lítio, faz com que a capacidade da bateria dessa tecnologia decaia abruptamente com o decorrer dos anos. Assim, a capacidade média da bateria de íon-lítio é sempre menor do que a da bateria 12MS234, economizando menos na conta de energia.

Constata-se ainda que, no SoC de 80-10%, economiza-se mais na conta de energia ao utilizar bancos de bateria de íon-lítio ferro-fosfato. Isso ocorre porque o efeito da modelagem da capacidade do banco de chumbo-ácido carbono (KiBAM), que está de acordo com a equação de Peukert, prevalece, determinando que a capacidade do banco esteja parcialmente disponível para descarga.

Por fim, verifica-se que, embora a economia na conta de energia para os dois bancos de chumbo-ácido carbono testados tenham se apresentado bastante próximas, a vida útil das baterias 12MS234, para todos valores de SoC, se mostrou muito menor, revelando um cenário menos otimista.

As baterias 12MS234 fazem parte de uma linha solar, sendo projetadas e testadas para serem utilizadas em sistemas de geração distribuída fotovoltaica. Dessa forma, entende-se que os dados retirados do manual do fabricante dessas baterias foram obtidos em condições de operação mais próximas das simuladas nesse trabalho. Assim, são dados em que há um maior grau de confiança.

Além disso, não é comum baterias utilizadas em sistemas de geração distribuída fotovoltaica apresentarem uma vida útil tão extensa, como aquelas obtidas no capítulo 7. Portanto, compreende-se que, embora o método de avaliação seja válido, os dados obtidos dos manuais do fabricante para as baterias utilizadas no capítulo 7, são otimistas e não foram obtidos com as mesmas condições de operação da simulação realizada.

### A.3.1.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura

No segundo estudo de caso, objetiva-se observar os efeitos da temperatura na economia da conta de energia e na vida útil da bateria. Consideram-se dois intervalos de SoC na operação da bateria e varia-se a temperatura ambiente do banco entre 25°C e 40°C, conforme a Tabela 23.

Tabela 23 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234).  
(Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)				SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)			
	80-60 (20%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	15447,70	15448,10	15447,16	15446,01	18404,55	18414,74	18412,84	18416,12
Vida Útil (anos)	4,03	2,82	2,01	1,41	0,85	0,60	0,43	0,30
Número de ciclos	1048	734	524	367	222	156	111	78

Conforme a Tabela 23, não são observadas diferenças significativas na conta de energia para um mesmo intervalo de SoC em diferentes temperaturas. Porém, verifica-se

grande diminuição da vida útil do banco de baterias conforme aumenta-se a temperatura. Novamente, devido ao banco de íon-lítio ferro-fosfato possuir um modelo específico de vida útil no SAM que depende da temperatura, a diminuição da sua vida útil, conforme aumenta-se a temperatura, é mais pronunciada.

Observa-se ainda que, o banco de chumbo-ácido carbono simulado no capítulo 7, apresenta dados mais otimistas em relação ao aumento de temperatura quando comparado com o banco de chumbo-ácido carbono com baterias 12MS234. Enquanto o primeiro reduz sua vida útil em menos de 50% quando a temperatura de operação varia de 25 ° C para 40 ° C, o banco com baterias 12MS234 reduz a vida útil em 65%. Apesar disso, o banco de baterias de íon-lítio se apresentou ainda mais sensível à variação da temperatura que o banco de baterias 12MS234.

### A.3.1.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa

Este estudo de caso objetiva comparar a economia na conta de energia e a vida útil quando os bancos se encontram em ambientes de temperatura controlada de 25°C em relação aos ambientes sem controle de temperatura. Para simular no SAM, nas duas situações, deve-se selecionar as opções de temperatura do menu *Battery Storage* na aba *Battery Thermal*.

Os resultados são apresentados na Tabela 15.

Tabela 24 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub> (DoD)	
	80-60 (20%)		80-10 (70%)	
	Temperatura		Temperatura	
	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,10	72748,10	72748,10	72748,10
Economia - valor médio (R\$)	15447,70	15449,23	18404,55	18414,47
Vida Útil (anos)	4,03	3,9	0,85	0,83
Número de ciclos	1048	1015	222	215

Como apresentado nas Tabelas 24 e 15, para o mesmo intervalo de SoC e temperatura diferente, tanto banco de baterias 12MS234 como o banco de íon-lítio ferro-fosfato apresentaram variações em relação à vida útil. Isso é, diferente do que aconteceu para o banco de chumbo-ácido carbono simulado no capítulo 7, que não mostrou variações significativas na vida útil.



Para todos os casos, a vida útil do banco de íon-lítio é sempre maior que a vida útil dos outros dois bancos. Sendo o banco com baterias 12MS234 o que entrega a menor vida útil dos três. Já na economia na conta de energia, há pouca diferença.

Se compararmos a vida útil e a economia na conta de energia para o SoC de 80-10%, para os três bancos de bateria, percebe-se que, enquanto a diferença na economia da conta de energia entre eles é menor que 1,5%, a vida útil para a tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato, em ambas condições de temperatura, é mais de 6 anos maior que a vida útil dos outros dois bancos, ou mais que 50% maior.

### A.3.2 Projeto Variável

#### A.3.2.1 Estudo de caso 1 - Variação de DoD e SoC com temperatura constante

Assim como foi feito para o projeto fixo, simula-se, aqui, quatro diferentes valores de DoD (20, 40, 60 e 70%) para simulação de ambos bancos de baterias. Para cada DoD, dois intervalos de SoC são considerados, conforme Tabela 25.

Tabela 25 – Variação da profundidade de descarga (DoD) e estado de carga (SoC) para banco de chumbo-ácido carbonado (12MS234). (Temperatura 25 °C e coeficiente de transferência de calor 35W/m<sup>2</sup> K)

	DoD							
	20%		40%		60%		70%	
	SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>		SoC <sub>i</sub> - SoC <sub>f</sub>	
	60-40	80-60	70-30	80-40	90-30	80-20	85-15	80-10
Número de unidades	36	36	20	20	12	12	12	12
Valor por banco	50187,00	50187,00	27881,00	27881,00	16729,00	16729,00	16729,00	16729,00
Valor (R\$/kWh)	3236,00	3236,00	1618,00	1618,00	1078,70	1078,70	924,57	924,57
Capacidade efetiva (kWh)	15,51	15,51	17,23	17,23	15,51	15,51	18,09	18,09
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1
Economia - valor médio (R\$)	17354,26	17352,94	17662,09	17668,33	17182,41	17157,90	17466,26	17284,30
Vida Útil (anos)	4,01	4,03	1,47	1,46	0,94	0,94	0,81	0,85
Número de ciclos	1044	1050	382	380	244	244	210	222

De acordo com a Tabela 25, ao aumentar o DoD, ao contrário do que ocorre no projeto fixo, há uma diminuição na economia média da contade energia no decorrer dos 25 anos de simulação. Isso acontece porque, embora o DoD, aumente a capacidade efetiva do banco de baterias permanece quase constante (próximo a 15kWh). Portanto, o aumento do DoD apenas influencia na vida útil cíclica do banco. E, como se sabe, quanto maior o DoD, menor a vida útil cíclica. E assim, a capacidade do banco decai rapidamente, fazendo com que a economia na conta de energia seja menor.

É observado que a vida útil para o DoD de 20% é maior 176,03% quando comparado com a vida útil do DoD de 40%. No entanto, a economia para o DoD de 40% é maior do que para o de 20% em 1,82%. Isso acontece unicamente porque, por critério de projeto, o banco de bateria de íon-lítio para o DoD de 40% ficou com a capacidade efetiva 11,09% maior do que para o DoD de 20%. Ou seja, mesmo que a vida útil seja menor devido aos valores maiores de DoD, economiza-se mais devido à maior capacidade efetiva.

O relatado acima acontece também para o DoD de 70%, que apresenta uma capacidade efetiva de 18,09kWh, maior em 20,6% do que 15kWh. Esperava-se, aqui, que a economia na conta de energia para esse DoD fosse maior quando comparado com todos os outros valores de DoD, porém isso não acontece. Isso ocorre porque o efeito da modelagem da capacidade do banco de chumbo-ácido (KiBAM) atua, fazendo com que a capacidade do banco esteja apenas parcialmente disponível para descarga.

Tem-se, ainda, que, para quase todos os valores de SoC, o banco de chumbo-ácido carbono com baterias 12MS234 obteve maior economia na conta de energia durante os 25 anos. Porém, a diferença de economia entre as duas tecnologias de bateria não ultrapassou 4,5%. A economia para a bateria de íon-lítio é menor, porque, devido a seu modelo específico, a sua capacidade máxima decai abruptamente durante os 25 anos, diminuindo a economia. Mais uma vez, não se observa grande influência do SoC para o banco de baterias 12MS234.

Compara-se, por fim, o banco de chumbo-ácido carbono simulado no capítulo 7 com o utilizando baterias 12MS234. Observa-se, novamente, que a vida útil para baterias 12MS234 é sempre menor para todos os valores de SoC. A economia na conta de energia também apresentou-se menor em quase todos valores de SoC para as baterias 12MS234, mas essa diferença nunca ultrapassou 3%.

#### A.3.2.2 Estudo de caso 2 - Variação da temperatura

No segundo estudo de caso, objetiva-se observar os efeitos da temperatura na economia da conta de energia e na vida útil da bateria. Consideram-se dois intervalos de SoC na operação da bateria e varia-se a temperatura ambiente do banco entre 25°C e 40°C, conforme a Tabela 26.

Tabela 26 – Variação da temperatura para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234).  
(Coeficiente de transferência de calor  $35W/m^2 K$ )

	$SoC_i - SoC_f$ (DoD)				$SoC_i - SoC_f$ (DoD)			
	80-60 (20%)				80-10 (70%)			
	Temperatura				Temperatura			
	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C	25 ° C	30 ° C	35 ° C	40 ° C
Número de unidades	36	36	36	36	12	12	12	12
Valor por banco	50187,00	50187,00	50187,00	50187,00	16729,00	16729,00	16729,00	16729,00
Valor (R\$/kWh)	3236,00	3236,00	3236,00	3236,00	924,57	924,57	924,57	924,57
Capacidade efetiva (kWh)	15,51	15,51	15,51	15,51	18,09	18,09	18,09	18,09
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1
Economia - valor médio (R\$)	17352,94	17352,65	17351,00	17347,95	17284,30	17291,96	17290,52	17292,98
Vida Útil (anos)	4,03	2,82	2,02	1,41	0,85	0,60	0,43	0,30
Número de ciclos	1050	735	525	368	222	156	111	78

Por meio da Tabela 26, verifica-se que não houve grandes variações na economia da conta de energia ao aumentar a temperatura, mas houve uma grande diminuição da vida útil conforme aumentou-se a temperatura. Essa diminuição foi mais pronunciada para o banco de íon-lítio, já que possui um modelo próprio que depende da temperatura.

No entanto, observa-se uma maior variação na vida útil para as baterias 12MS234 ao aumentar a temperatura, se compararmos os dois bancos de chumbo-ácido carbono simulados. Isso acontece, porque a bateria 12MS234 foi projetada e testada em condições de operações mais semelhantes às simuladas.

### A.3.2.3 Estudo de caso 3 - Temperatura ambiente versus temperatura fixa

Este estudo de caso objetiva comparar a economia na conta de energia e a vida útil quando os bancos se encontram em ambientes de temperatura controlada de 25°C em relação aos ambientes sem controle de temperatura. Para simular no SAM, nas duas situações, deve-se selecionar as opções de temperatura do menu *Battery Storage* na aba *Battery Thermal*.

Os resultados são apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 – Comparação entre temperatura fixa e ambiente para banco de chumbo-ácido carbono (12MS234). (Coeficiente de transferência de calor  $35W/m^2 K$ )

	$SoC_i - SoC_f$ (DoD)		$SoC_i - SoC_f$ (DoD)	
	80-60 (20%)		80-10 (70%)	
	Temperatura		Temperatura	
	25 ° C	Temperatura ambiente	25 ° C	Temperatura ambiente
Número de unidades	36	36	12	12
Valor por banco	50187,00	50187,00	16729,00	16729,00
Valor (R\$/kWh)	3236,00	3236,00	924,57	924,57
Capacidade efetiva (kWh)	15,51	15,51	18,09	18,09
Conta de energia sem sistema (R\$)	72748,1	72748,1	72748,1	72748,1
Economia - valor médio (R\$)	17352,94	17356,42	17284,30	17291,75
Vida Útil (anos)	4,03	3,90	0,85	0,83
Número de ciclos	1050	1017	222	215

Se compararmos a vida útil e a economia na conta de energia para o SoC de 80-10%, para os três bancos de bateria, percebe-se que, enquanto a diferença na economizada conta de energia entre eles é menor que 0,55%, a vida útil para a tecnologia de íon-lítio ferro-fosfato, em ambas condições de temperatura, é mais de 10 anos maior que a vida útil dos outros dois bancos, ou mais que 89% maior.

A vida útil do banco de íon-lítio chega a ser até 2677% maior que a vida útil do banco de baterias 12MS234, enquanto que a economia para a bateria 12MS234 é no máximo 0,548% maior. No entanto, o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato custa 265,23% a mais que o banco de baterias de chumbo-ácido carbono utilizando baterias 12MS234.

Além disso, comparando o banco de chumbo-ácido carbono utilizado no capítulo 7 com o banco de baterias 12MS234, tem-se que a vida útil do banco de chumbo-ácido simulado na seção 7.3 é até 1365,06% maior que a vida útil do banco de baterias 12MS234. Já a diferença na economia na conta de energia entre os dois é menor que 0,1%. Porém, novamente, tem-se que o banco de chumbo-ácido carbono utilizado na seção 7.3 custa 478,8% a mais que o banco de baterias 12MS234.

## APÊNDICE B – Códigos do MATLAB para captura das curvas características das baterias

O *script* a seguir foi criado por meio da ferramenta computacional MATLAB 2019b para a captura das curvas características das baterias simuladas. Tais curvas estão disponíveis nos manuais dos fabricantes.

```

1 clear; clc; close all
2
3
4 fprintf('Qual curva pretende trabalhar? \nOpcao 1: Capacidade versus ...
      Numero de Ciclos   Opcao 2: Capacidade versus Idade da Bateria ...
      2\n');
5 fprintf('Opcao 3: Tensao versus Profundidade de Descarga (ou tempo ...
      de descarga)   Opcao 4: Capacidade vrsus Temperatura\n');
6 curva = input('Opcao = ');
7
8 clc;
9 switch curva
10     case 1
11         fprintf('A capacidade esta em qual unidade? \nOpcao 1: ...
      Porcentagem   Opcao 2: Outra unidade\n');
12         resp = input('Opcao = ');
13         if resp==1
14             valor = leitura_pontos('curva1.png');
15             fprintf('Em qual a profundidade de descarga foi gerada a ...
      curva? Se nao souber digitar 80\n');
16             dod = input('(%) = ');
17             % Criacao do txt
18             fName = ...
      sprintf('curva_%s.txt',datestr(now,'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
19             % cria txt
20             fid = fopen(fName,'w');           % Open the file
21             for i=1:length(valor{1,1})
22
23                 fprintf(fid,'%d,%d,%d\r\n',dod,...
      ...valor{1,1}(1,i),valor{2,1}(1,i));
24             end
25             fclose(fid);
26             figure();
27             plot(valor{1,1},valor{2,1},'linewidth',1)
28

```

```
29         grid on
30         title('Capacidade (%) versus Numero de Ciclos')
31         ylabel('Capacidade (%)')
32         xlabel('Numero de Ciclos')
33     else
34         fprintf('Digite o valor maximo da capacidade. ');
35         max = input('Valor maximo = ');
36         valor = leitura_pontos('curval.png');
37         fprintf('Em qual a profundidade de descarga foi gerada a ...
38             curva? Se nao souber digitar 80\n');
39         dod = input('(%) = ');
40         % Criacao do txt
41         fName = ...
42             sprintf('curva_%s.txt', datestr(now, 'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
43         % cria txt
44         fid = fopen(fName, 'w');           % Open the file
45         for i=1:length(valor{1,1})
46             capacidade=valor{2,1}(1,i)/max*100;
47             fprintf(fid, '%d,%d,%d\r\n', dod, valor{1,1}(1,i), ...
48                 ...capacidade);
49         end
50         fclose(fid);
51         figure();
52         plot(valor{1,1}, valor{2,1}/max*100, 'linewidth', 1)
53         grid on
54         title('Capacidade (%) versus Numero de Ciclos')
55         ylabel('Capacidade (%)')
56         xlabel('Numero de Ciclos')
57     end
58 case 2
59     fprintf('A capacidade esta em qual unidade? \nOpcao 1: ...
60         Porcentagem Opcao 2: Outra unidade\n');
61     resp = input('Opcao = ');
62     if resp==1
63         fprintf('ATENCAO ENTRAR COM OS VALORES DE IDADE DA ...
64             BATERIA EM DIAS.\n');
65         valor = leitura_pontos('curva2.png');
66         % Criacao do txt
67         fName = ...
68             sprintf('curva_%s.txt', datestr(now, 'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
69         % cria txt
70         fid = fopen(fName, 'w');           % Open the file
71         for i=1:length(valor{1,1})
72             fprintf(fid, '%d,%d\r\n', valor{1,1}(1,i), valor{2,1}(1,i));
73         end
```

```
71         fclose(fid);
72         figure();
73         plot(valor{1,1},valor{2,1},'linewidth',1)
74         grid on
75         title('Capacidade (%) versus Idade da Bateria (dias)')
76         ylabel('Capacidade (%)')
77         xlabel('Idade da Bateria (dias)')
78     else
79         fprintf('Digite o valor maximo da capacidade. ');
80         max = input('Valor maximo = ');
81         fprintf('ATENCAO ENTRAR COM OS VALORES DE IDADE DA ...
82             BATERIA EM DIAS.\n');
83         valor = leitura_pontos('curva2.png');
84         % Criacao do txt
85         fName = ...
86             sprintf('curva_%s.txt',datestr(now,'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
87         % cria txt
88         fid = fopen(fName,'w');           % Open the file
89         for i=1:length(valor{1,1})
90             capacidade=valor{2,1}(1,i)/max*100;
91             fprintf(fid, '%d,%d\r\n', valor{1,1}(1,i), capacidade);
92         end
93         fclose(fid);
94         figure();
95         plot(valor{1,1},valor{2,1}/max*100,'linewidth',1)
96         grid on
97         title('Capacidade (%) versus Idade da Bateria (dias)')
98         ylabel('Capacidade (%)')
99         xlabel('Idade da Bateria (dias)')
100     end
101 case 3
102     fprintf('A abscissa e profundidade de descarga (DoD) ou ...
103         tempo de descarga? \nOpcao 1: Profundidade de Descarga ...
104         Opcao 2: Tempo de descarga\n');
105     resp = input('Opcao = ');
106     if resp==1
107         fprintf('ATENCAO ENTRAR COM OS VALORES DE TENSAO EM ...
108             VOLTS.\n');
109         valor = leitura_pontos('curva3.png');
110         % Criacao do txt
111         fName = ...
112             sprintf('curva_%s.txt',datestr(now,'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
113         % cria txt
114         fid = fopen(fName,'w');           % Open the file
115         for i=1:length(valor{1,1})
116             fprintf(fid, '%d,%d\r\n', valor{1,1}(1,i), valor{2,1}(1,i));
```

```
112         end
113         fclose(fid);
114         figure();
115         plot(valor{1,1},valor{2,1},'linewidth',1)
116         grid on
117         title('Tensao (V) versus Profundidade de Descarga (%)')
118         ylabel('Tensao (V)')
119         xlabel('Profundidade de Descarga (%)')
120     else
121         fprintf('Digite o tempo total de descarga. ');
122         max = input('Tempo total para descarga = ');
123         fprintf('ATENCAO ENTRAR COM OS VALORES DE TENSAO EM ...
124             VOLTS.\n');
125         valor = leitura_pontos('curva3.png');
126         % Criacao do txt
127         fName = ...
128             sprintf('curva_%s.txt',datestr(now,'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
129         % cria txt
130         fid = fopen(fName,'w');           % Open the file
131         for i=1:length(valor{1,1})
132             capacidade=valor{1,1}(1,i)/max*100;
133             fprintf(fid,'%d,%d\r\n',capacidade,valor{2,1}(1,i));
134         end
135         fclose(fid);
136         figure();
137         plot(valor{1,1}/max*100,valor{2,1},'linewidth',1)
138         grid on
139         title('Tensao (V) versus Profundidade de Descarga (%)')
140         ylabel('Tensao (V)')
141         xlabel('Profundidade de Descarga (%)')
142     end
143 case 4
144     fprintf('A capacidade esta em qual unidade? \nOpcao 1: ...
145         Porcentagem Opcao 2: Outra unidade\n');
146     resp = input('Opcao = ');
147     if resp==1
148         fprintf('ATENCAO PARA COLOCAR OS VALORES DA TEMPERATURA ...
149             EM GRAUS CELSIUS.\n');
150         valor = leitura_pontos('curva4.png');
151         % Criacao do txt
152         fName = ...
153             sprintf('curva_%s.txt',datestr(now,'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
154         % cria txt
155         fid = fopen(fName,'w');           % Open the file
156         for i=1:length(valor{1,1})
```



```

154         fprintf(fid, '%d,%d\r\n', valor{1,1}(1,i), valor{2,1}(1,i));
155     end
156     fclose(fid);
157     figure();
158     plot(valor{1,1}, valor{2,1}, 'linewidth', 1)
159     grid on
160     title('Capacidade (%) versus Temperatura (C)')
161     ylabel('Capacidade (%)')
162     xlabel('Temperatura (C)')
163     else
164         fprintf('Digite o valor maximo da capacidade. ');
165         max = input('Valor maximo = ');
166         fprintf('ATENCAO PARA COLOCAR OS VALORES DA TEMPERATURA ...
167             EM GRAUS CELSIUS.\n');
168         valor = leitura_pontos('curva4.png');
169         % Criacao do txt
170         fName = ...
171             sprintf('curva_%s.txt', datestr(now, 'dd_mm_yyyy_HH_MM'));
172         % cria txt
173         fid = fopen(fName, 'w');           % Open the file
174         for i=1:length(valor{1,1})
175             capacidade=valor{2,1}(1,i)/max*100;
176             fprintf(fid, '%d,%d\r\n', valor{1,1}(1,i), capacidade);
177         end
178         fclose(fid);
179         figure();
180         plot(valor{1,1}, valor{2,1}/max*100, 'linewidth', 1)
181         grid on
182         title('Capacidade (%) versus Temperatura (C)')
183         ylabel('Capacidade (%)')
184         xlabel('Temperatura (C)')
185     end
186 end

```

Adaptou-se o *script* abaixo para auxiliar na captura das curvas características das baterias simuladas. Tais curvas estão disponíveis nos manuais dos fabricantes.

```

1 function Y = leitura_pontos(adress)
2 % Leitura da curva e exibicao;
3 figure(1);
4 grafico = imread(adress);
5 imshow(grafico);
6 hold on;
7 pause;
8

```

```
9 % Leitura do ponto superior esquerdo
10 fprintf('Quais as coordenadas do ponto inferior esquerdo ? \n');
11 xmin = input('Entrar com a coordenada Xmin do ponto superior ...
               esquerdo = ');
12 ymin = input('Entrar com a coordenada Ymax do ponto superior ...
               esquerdo = ');
13 pause;
14 [pixel_xmin,pixel_ymax] = ginput(1);
15 pause;
16
17
18 % Leitura do ponto inferior direito
19 fprintf('Quais as coordenadas do ponto inferior direito ? \n');
20 xmax = input('Entrar com a coordenada Xmax do ponto inferior direito ...
               = ');
21 ymax = input('Entrar com a coordenada Ymin do ponto inferior direito ...
               = ');
22 pause;
23 [pixel_xmax,pixel_ymin] = ginput(1);
24 pause;
25
26
27 % Calculo dos fatores de conversao curva-pixel
28  $\Delta x = (x_{max} - x_{min}) / (pixel\_xmax - pixel\_xmin);$ 
29  $\Delta y = (y_{max} - y_{min}) / (pixel\_ymin - pixel\_ymax);$ 
30 pause;
31
32
33 % Inicialmente o vetor de pontos esta vazio e o numero de pontos e zero
34 xy = [];
35 n = 0;
36
37 % Escolher os pontos da curva e inicializar a variavel but
38 disp('Botao esquerdo do mouse coleta os pontos.')
39 disp('Botao direito do mouse coleta o ultimo ponto.')
40 pause;
41 but = 1;
42
43 while but == 1
44     [xi,yi,but] = ginput(1);
45     %plot(xi,yi,'ro')
46     n = n+1;
47     xy(:,n) = [xi;yi];
48 end
49
50 % Converter de pixels para a grandeza real
51 j = 1;
```

```
52 for i = 1:2:(2*n-1)
53     abscissa(j) = (xy(i)-pixel_xmin)*Δx + xmin;
54     ordenada(j) = (xy(i+1)-pixel_ymin)*Δy+ymax;
55     j = j + 1;
56 end
57 Y = {abscissa;ordenada};
58 % cftool(ordenada,abscissa,'b');
```

# APÊNDICE C – Algoritmo de Despacho Simplificado

As figuras a seguir apresentam o algoritmo simplificado do despacho de baterias no SAM. O algoritmo foi obtido por meio da inspeção do código do SAM disponível no *Github* [104].

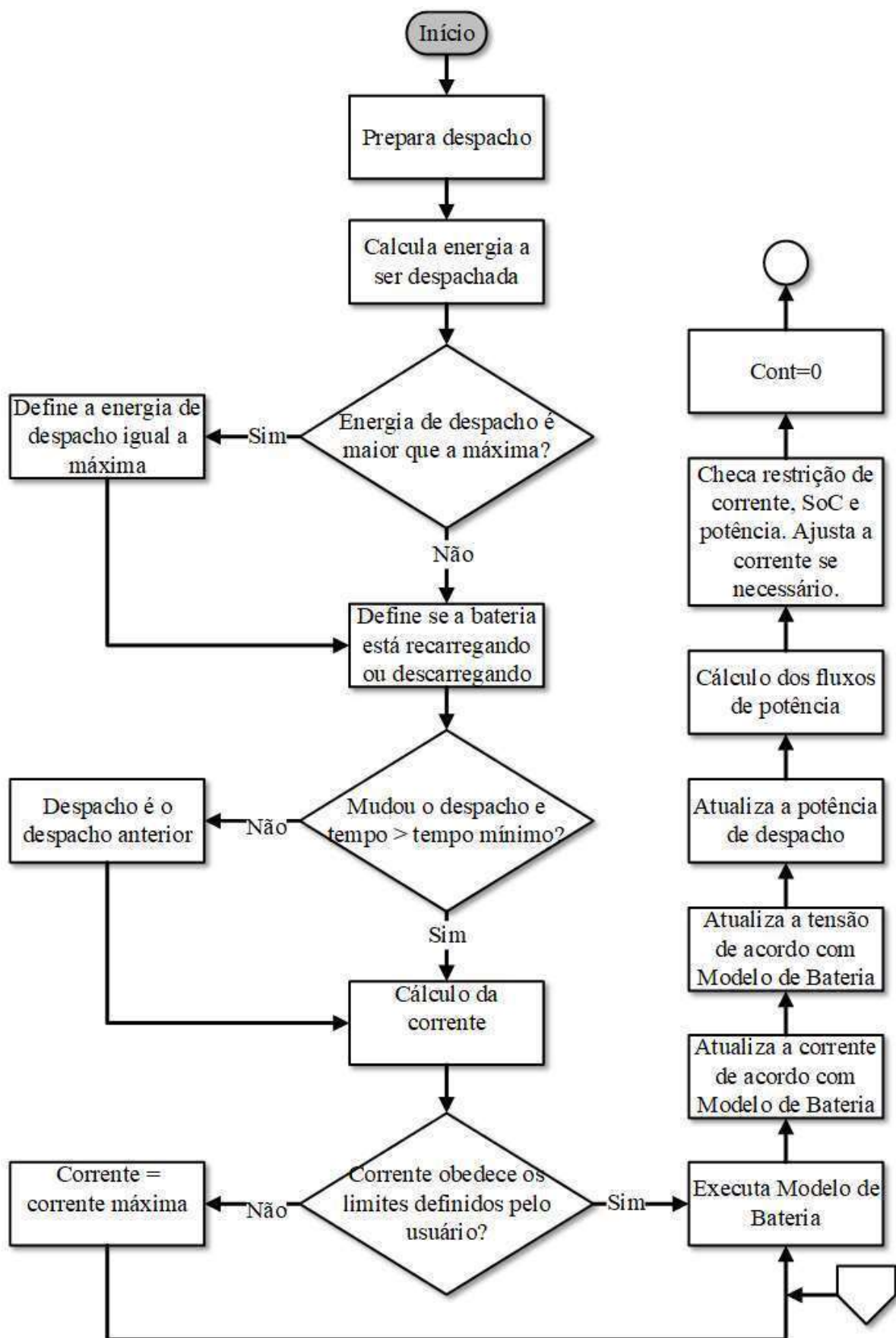


Figura 51 – Algoritmo para despacho manual. Fonte: Elaborado pela autora.

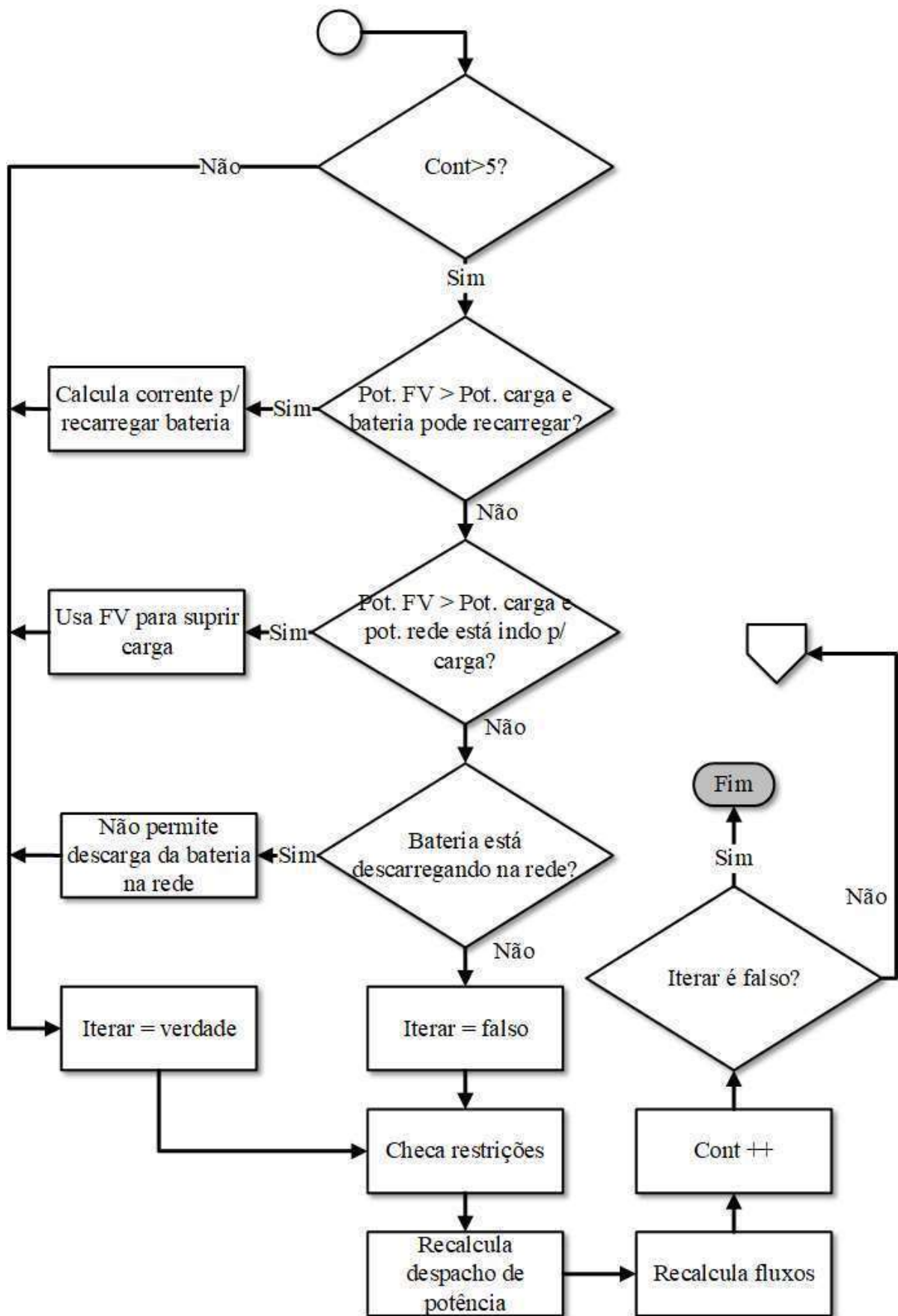


Figura 52 – Algoritmo para despacho manual. Fonte: Elaborado pela autora.

# Anexos

# ANEXO A – Bateria Chumbo-Ácido Carbono 12REXC120



**Narada**<sup>®</sup>  
The advanced leader in Energy Storage Industry

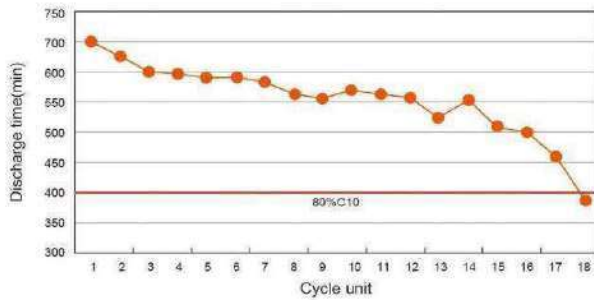


## REX-C series

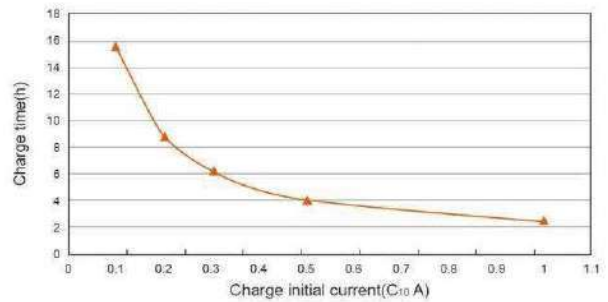
Lead-Carbon Battery for Energy Storage



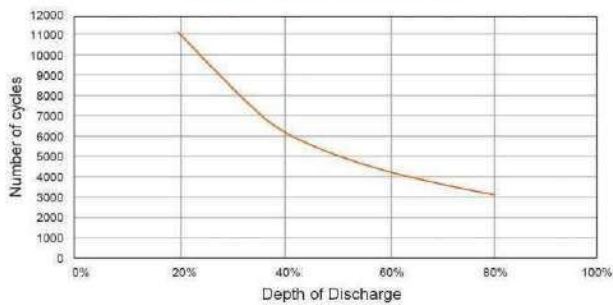
Battery cycle curve at energy storage application



Battery charge time vs charge rate



Battery cycle life vs DOD



- ▣ Lead-Carbon battery obtain 17 cycle units, total 2500 cycles, as 5 times as requirement of GB/T22473-2008 standard.
- ▣ Lead-Carbon battery have excellent fast charge performance.
- ▣ Lead-Carbon battery have outstanding cycle performance.

## Feature

- Design float life 20 years(25°C)
- Ideal for PSOC cycle application
- Excellent recharge acceptance performance
- Combine the advantage of lead acid battery and supercapacitor
- Reduce negative active sulfation, prolong battery cycle life
- Super large discharge performance
- AGM Valve regulated sealed technology
- Embedded cooper terminal
- Container Material ABS

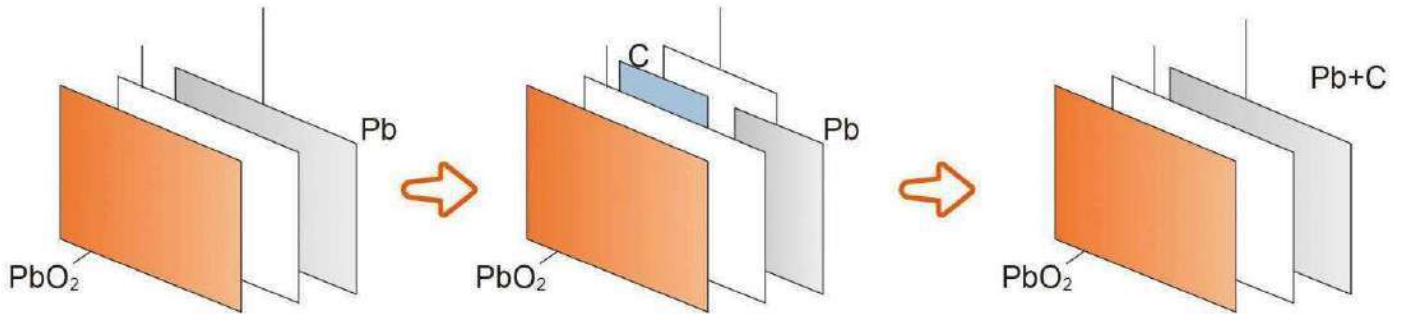
## Parameter

Nominal Voltage	2V
Operation Temp.	Optimum temperature: 15°C to 25°C Max. temperature: -20°C to +50°C
Charge Voltage	Float use: 2.25Vpc (25°C) Equalization and cycle use: 2.30Vpc (25°C)
Terminal	M8 copper insert
Terminal Torque	>10 N.m

## Application

- Renewable energy system such as solar and wind power
- Telecom exchange and transmission system
- Mobile communication system
- Power plant and power transformer system
- Navigation aid signaling system
- Radio and broadcasting station
- Emergency lighting system
- Other standby, cyclic system

## | Schematic diagram of Lead-Carbon battery



Traditional lead acid battery    Parallel inside Lead-Carbon battery    Super Lead-Carbon battery

## | Specifications

Type	Nominal voltage	Nominal capacity (Ah)		Dimensions (mm)				Weight (kg)
	(V)	C <sub>10</sub>	C <sub>120</sub>	Length	Width	Height	Total Height	
		End voltage 1.80Vpc	End voltage 1.85Vpc					
REXC-200	2	200	240	227	96	291	303	17
REXC-300	2	300	360	227	133	291	303	24
REXC-400	2	400	480	227	170	291	303	32
REXC-500	2	500	600	231	155	396	408	39
REXC-600	2	600	720	231	180	396	408	46
REXC-800	2	800	960	231	231	396	408	60
REXC-1000	2	1000	1200	231	282	396	408	75
REXC-1200	2	1200	1440	232	264	502	514	90
REXC-1500	2	1500	1800	232	322	502	514	110
REXC-2000	2	2000	2400	232	456	502	514	115

## | Internal resistance and short circuit current

Type	Internal resistance (mΩ)	Short circuit current (A)
REXC-200	0.55	3700
REXC-300	0.39	4752
REXC-400	0.30	6107
REXC-500	0.28	7211
REXC-600	0.23	8614
REXC-800	0.18	10873
REXC-1000	0.15	12835
REXC-1200	0.14	13874
REXC-1500	0.12	16882
REXC-2000	0.10	20660

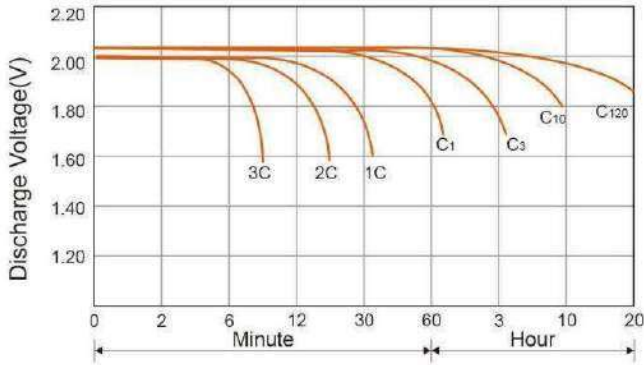
## Constant current discharge data: Amperes (25°C, 77°F)

REXC-200	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	113	52.0	36.1	25.3	21.1	9.40	4.90	3.30	2.10
1.80V	106	50.4	35.3	24.8	20.6	9.20	4.70	3.30	2.10
1.83V	99.2	48.8	34.4	24.4	20.2	9.00	4.60	3.20	2.00
1.85V	95.6	47.8	34.1	24.1	20.0	8.90	4.60	3.20	2.00
1.88V	91.6	46.8	33.7	23.8	19.9	8.90	4.60	3.10	1.90
REXC-300	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	170	78.0	54.2	37.9	31.6	14.1	7.30	5.00	3.20
1.80V	159	75.6	52.9	37.2	30.9	13.9	7.10	4.90	3.10
1.83V	149	73.1	51.7	36.5	30.2	13.6	7.00	4.80	3.00
1.85V	143	71.7	51.1	36.1	30.1	13.4	6.90	4.70	3.00
1.88V	137	70.2	50.6	35.7	29.8	13.3	6.90	4.60	3.00
REXC-400	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	226	104	72.2	50.6	42.1	18.8	9.70	6.60	4.20
1.80V	212	101	70.5	49.6	41.2	18.5	9.50	6.50	4.10
1.83V	198	97.5	68.9	48.7	40.3	18.1	9.30	6.40	4.00
1.85V	191	95.6	68.2	48.2	40.1	17.9	9.20	6.30	4.00
1.88V	183	93.6	67.5	47.6	39.8	17.7	9.20	6.10	4.00
REXC-500	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	283	130	90.3	63.2	52.7	23.5	12.1	8.30	5.30
1.80V	265	126	88.2	62.0	51.5	23.1	11.9	8.10	5.20
1.83V	248	122	86.1	60.9	50.4	22.6	11.6	7.90	5.10
1.85V	239	120	85.2	60.2	50.1	22.3	11.5	7.90	5.00
1.88V	229	117	84.3	59.5	49.7	22.1	11.4	7.80	4.90
REXC-600	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	339	156	108	75.8	63.2	28.2	14.6	10.00	6.30
1.80V	318	151	106	74.4	61.8	27.7	14.2	9.70	6.20
1.83V	298	146	103	73.1	60.5	27.1	13.9	9.50	6.10
1.85V	287	143	102	72.3	60.1	26.8	13.8	9.50	6.00
1.88V	275	141	101	71.4	59.6	26.6	13.7	9.40	5.90
REXC-800	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	443	214	146	100	83.6	37.7	19.3	13.2	8.40
1.80V	421	210	143	98.4	82.5	36.9	19.0	13.0	8.30
1.83V	397	203	141	97.8	82.1	36.9	18.9	12.9	8.20
1.85V	371	192	134	94.4	79.2	35.8	18.2	12.5	8.00
1.88V	337	181	127	91.0	76.2	34.8	17.6	12.0	7.60
REXC-1000	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	554	268	183	125	105	47.1	24.1	16.5	10.5
1.80V	526	262	178	123	103	46.1	23.8	16.3	10.3
1.83V	496	254	176	122	103	46.1	23.7	16.2	10.3
1.85V	464	240	167	118	99.0	44.8	22.8	15.6	10.0
1.88V	422	227	159	114	95.2	43.5	21.9	15.0	9.50
REXC-1200	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	664	321	219	150	126	56.5	28.9	19.8	12.5
1.80V	631	314	214	148	124	55.3	28.5	19.5	12.4
1.83V	595	305	211	147	123	55.3	28.4	19.4	12.3
1.85V	557	288	201	142	119	53.7	27.4	18.7	12.0
1.88V	506	272	191	136	114	52.2	26.3	18.0	11.4
REXC-1500	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	830	402	274	188	157	70.7	36.1	24.7	15.7
1.80V	789	393	268	185	155	69.2	35.7	24.4	15.5
1.83V	744	381	263	183	154	69.2	35.5	24.3	15.4
1.85V	696	360	251	177	148	67.2	34.2	23.4	15.0
1.88V	632	340	239	171	143	65.2	32.9	22.5	14.3
REXC-2000	1hr	3hr	5hr	8hr	10hr	24hr	48hr	72hr	120hr
1.75V	1107	536	365	251	209	94.2	48.2	33.0	20.9
1.80V	1052	524	357	246	206	92.2	47.5	32.5	20.6
1.83V	992	508	351	245	205	92.2	47.3	32.4	20.5
1.85V	929	480	334	236	198	89.6	46.6	31.2	20.0
1.88V	843	453	319	227	191	86.9	43.9	30.0	19.0

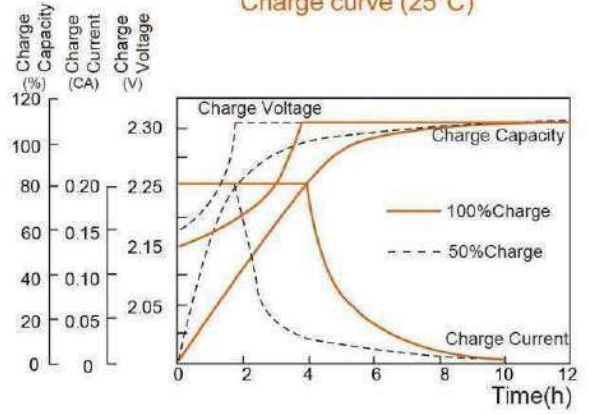
# Constant power discharge data: Watts/cell (25°C, 77°F)

REXC-200	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	494	373	228	150	107	87.7	74.5	64.1	49.1	41.2
1.80V	449	361	223	147	103	84.9	72.4	62.3	47.8	40.6
1.83V	425	342	215	141	101	83.6	70.9	60.4	46.9	39.8
1.85V	413	325	203	135	97.7	81.6	69.1	59.0	46.2	39.0
1.88V	372	304	191	126	94.3	78.8	66.8	56.9	45.0	38.0
REXC-300	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	740	546	343	225	160	132	112	96.2	73.6	61.8
1.80V	686	529	335	220	155	127	109	93.4	71.7	60.8
1.83V	653	501	323	212	151	126	106	90.6	70.3	59.7
1.85V	632	474	304	203	147	122	104	88.4	69.3	58.5
1.88V	557	444	286	188	142	118	100	85.3	67.4	57.1
REXC-400	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	987	717	457	300	300	176	149	128	98.1	82.4
1.80V	923	693	446	294	294	170	145	125	95.6	81.1
1.83V	887	656	430	282	282	167	142	121	93.7	79.6
1.85V	844	621	406	270	270	163	138	118	92.4	78.0
1.88V	637	581	381	251	251	158	134	114	89.9	76.1
REXC-500	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	1233	894	571	374	267	219	186	160	123	103
1.80V	1160	864	558	367	258	212	181	156	120	101
1.83V	1092	818	538	353	252	209	177	151	117	99.4
1.85V	1020	774	507	338	244	204	173	147	116	97.5
1.88V	948	733	477	314	236	197	167	142	112	95.1
REXC-600	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	1480	1033	699	454	324	263	224	192	147	124
1.80V	1392	997	683	445	313	255	217	187	143	122
1.83V	1311	940	658	427	305	251	213	181	141	119
1.85V	1224	886	621	409	296	245	207	177	139	117
1.88V	1138	824	583	380	286	237	200	171	135	114
REXC-800	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	1973	1225	898	566	447	358	302	262	217	183
1.80V	1856	1145	827	546	433	352	294	257	212	180
1.83V	1748	1070	773	526	424	342	286	249	207	176
1.85V	1632	989	708	506	409	333	278	242	200	170
1.88V	1517	891	648	480	387	319	270	237	195	165
REXC-1000	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	2466	1531	1122	708	559	447	377	328	271	228
1.80V	2320	1431	1033	682	542	440	367	321	265	224
1.83V	2185	1337	966	657	530	428	358	312	258	220
1.85V	2040	1236	885	632	512	416	348	303	250	213
1.88V	1896	1114	810	600	483	399	338	296	243	207
REXC-1200	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	2959	1837	1347	850	670	536	453	393	325	274
1.80V	2785	1717	1240	818	650	528	441	385	318	269
1.83V	2622	1604	1160	788	635	514	429	374	310	265
1.85V	2448	1483	1062	758	614	499	417	363	300	255
1.88V	2275	1337	972	720	580	479	405	355	292	248
REXC-1500	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	3699	2296	1683	1062	838	670	566	492	407	343
1.80V	3480	2146	1550	1023	812	660	551	481	398	337
1.83V	3277	2005	1449	985	794	642	536	468	387	331
1.85V	3060	1854	1328	948	767	624	521	454	375	319
1.88V	2844	1671	1215	900	725	599	506	444	365	310
REXC-2000	15min	30min	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr
1.75V	4932	3201	2200	1402	1106	894	755	655	542	457
1.80V	4640	3005	2026	1350	1072	880	735	642	530	449
1.83V	4370	2821	1895	1301	1049	856	715	624	516	441
1.85V	4080	2623	1736	1251	1013	832	695	606	500	425
1.88V	3792	2385	1589	1188	957	798	675	592	487	413

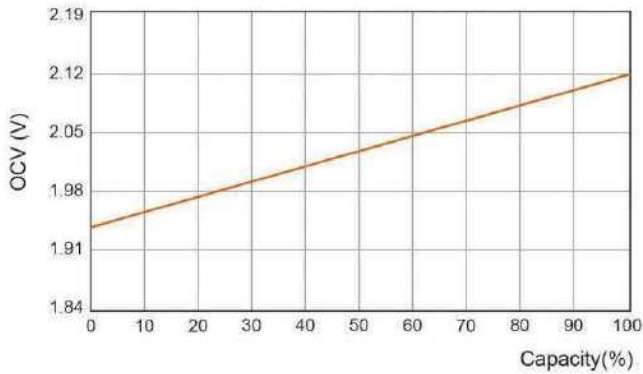
Discharge curve at different rate (25°C)



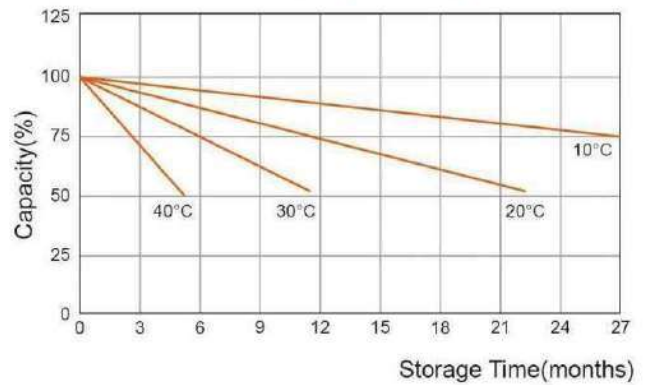
Charge curve (25°C)



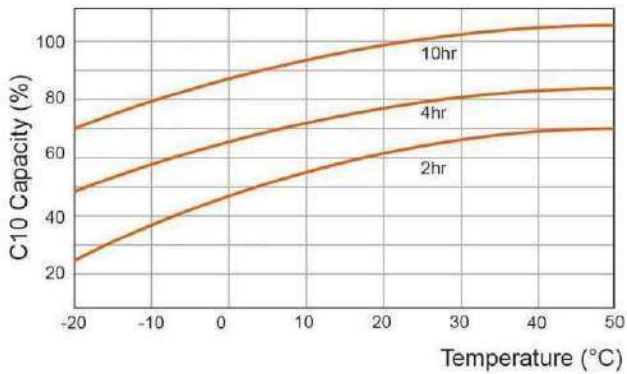
Capacity vs OCV curve



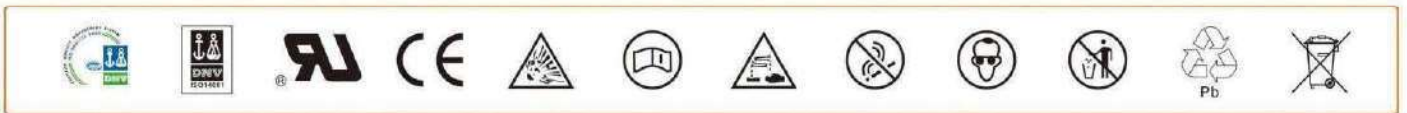
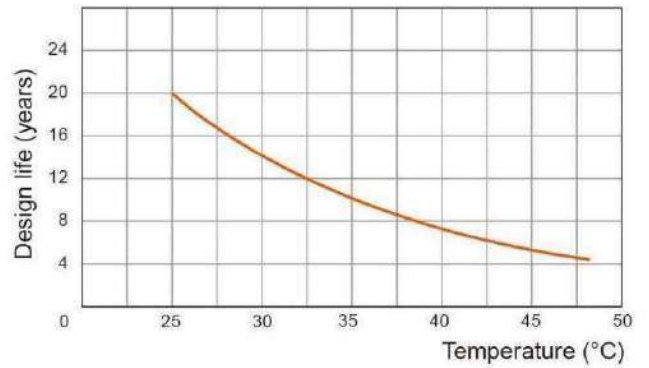
Residue capacity vs storage time



Capacity vs temperature curve



Design life vs temperature



Copyright © Narada Power Source Co., Ltd. 2016 All rights reserved.  
Ver 1.0-EN May 2016, Subject to revision without prior notice.

**Narada**®

Add: Building A, No.822 Wen'er West Road,  
Hangzhou, Zhejiang, China. 310030

Tel:(+86-571) 56975980  
Fax:(+86-571) 56975955

Email: intl@narada.biz  
Website: www.naradapower.com

-

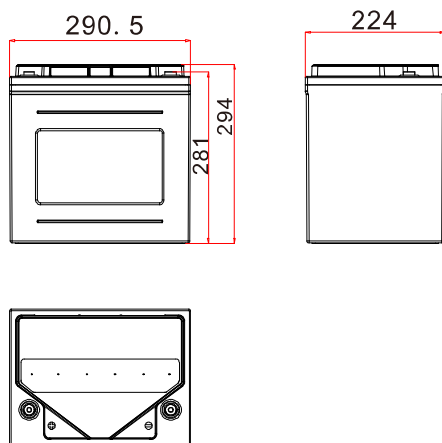
# REXC series

## 12REXC120

Narada®



### Dimension



### Feature

- Design life 20 years
- Combine the advantage of lead acid battery and supercapacitor
- Ideal for PSOC cycle application
- High power, rapid charge/discharge
- Reduce sulfation of negative plate, excellent recharge acceptance performance
- Waterproof, anti-salt treatment, shockproof module installation design
- Comply with IEC60896, IEC61427 etc. standard

### Application

- Home energy storage system
- Smart power grids and microgrid system
- Distributed energy storage system
- Hybrid energy storage system such as solar and wind
- Solar power generation grid/off-grid energy storage system
- Emergency lighting system
- Generator and battery hybrid energy system
- Other standby, cycling system

### Parameter

Nominal Voltage	12V
Capacity	120Ah (100hr to 1.85V/cell @25°C) 100Ah (10hr to 1.80V/cell @25°C)
Typical Weight	51.0kg
Internal Resistance	Approx 3.20mΩ (acc. to IEC60896-21 clause 6.3)
Short-Circuit Current	1996A
Self Discharge	Residual capacity is above 90% after 90 days storage(25°C)
Temperature Ranges	Operation(recommended): 15°C~25°C Operation(maximum): -20°C~50°C
Max. charging current	30A
Max. constant charging current	20A
Charge Voltage	Floating: 2.25V/cell(25°C) Equalizing/Cycle: 2.30V/cell(25°C)
Terminal	M8 embedded copper
Terminal Hardware Torque	>10N.m

### Constant Current Discharge Characteristics Units: Amperes(25°C)

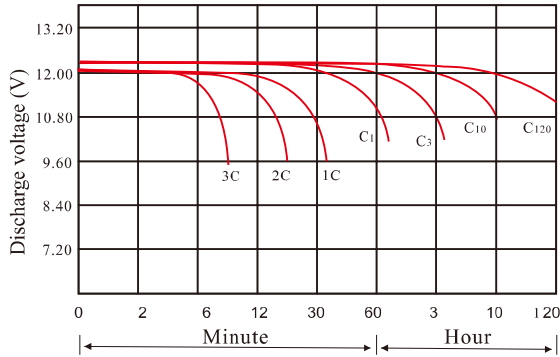
End voltage per cell	60min	3hour	5hour	8hour	10hour	24hour	48hour	72hour	120hour
1.75V	57.12	26.26	18.23	12.78	10.24	4.74	2.45	1.68	1.07
1.80V	53.48	25.45	17.83	12.53	10.00	4.67	2.39	1.64	1.04
1.83V	50.10	24.65	17.37	12.32	9.81	4.57	2.34	1.61	1.02
1.85V	48.28	24.14	17.22	12.17	9.71	4.51	2.33	1.60	1.01
1.88V	46.26	23.64	17.02	12.02	9.66	4.47	2.31	1.58	1.01
1.90V	42.88	22.63	16.57	11.72	9.42	4.41	2.25	1.54	0.98

### Discharge Data with Constant Power Units: Watts per cell(25°C)

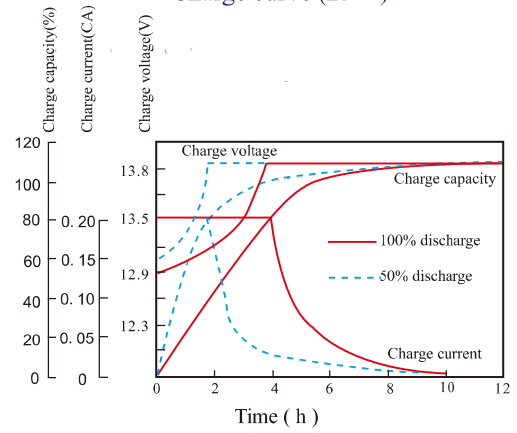
End voltage per cell	15min	30min	1hour	2hour	3hour	4hour	5hour	6hour	8hour	10hour
1.75V	249.3	188.2	115.4	75.6	54.0	44.3	37.6	32.4	24.8	20.81
1.80V	226.7	182.2	112.7	74.2	52.1	42.9	36.6	31.5	24.1	20.51
1.83V	214.7	172.8	108.6	71.2	50.8	42.2	35.8	30.5	23.7	20.10
1.85V	208.6	163.9	102.5	68.2	49.3	41.2	34.9	29.8	23.3	19.70
1.88V	187.6	153.7	96.3	63.4	47.6	39.8	33.7	28.7	22.7	19.19



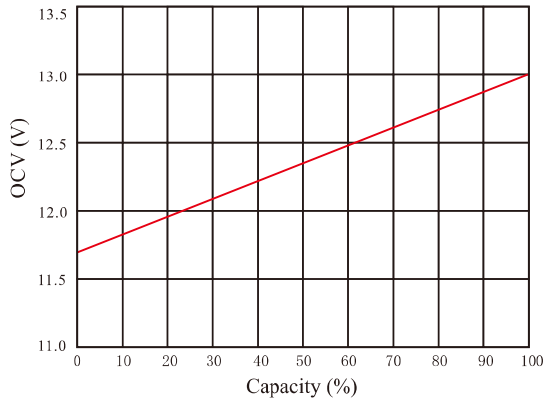
Discharge curve at different rate (25°C)



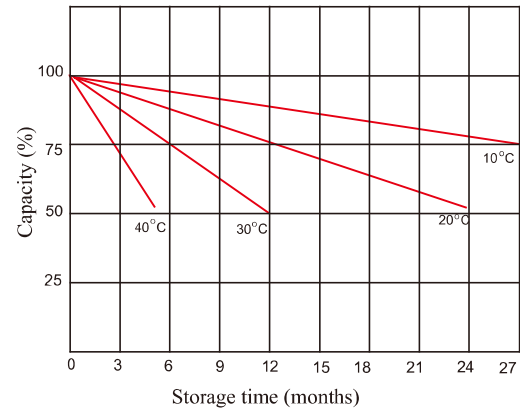
Charge curve (25°C)



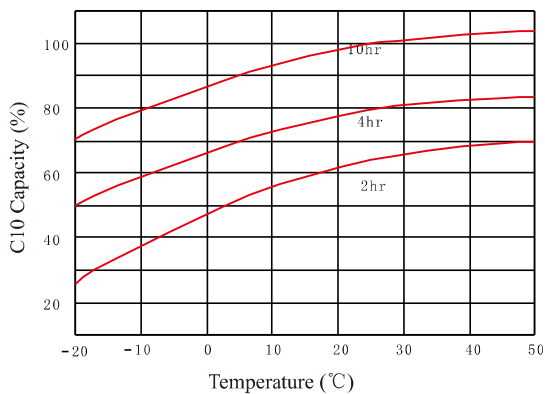
Capacity vs OCV curve



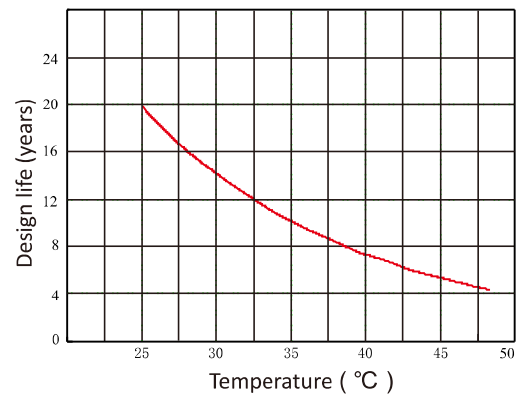
Residue capacity vs storage time



Capacity vs temperature curve



Design life vs temperature



Zhejiang Narada power source Co., Ltd.  
 Add: Building A, No.822 Wen'er West Road, Zhejiang, China  
 Tel: (86 571)56975980 Fax:(86 571)56975955  
 Email: intl@narada.biz Website: www.naradapower.com



Subject to revision without prior notice

# ANEXO B – Bateria Íon-lítio Ferro-fosfato UPLFP48

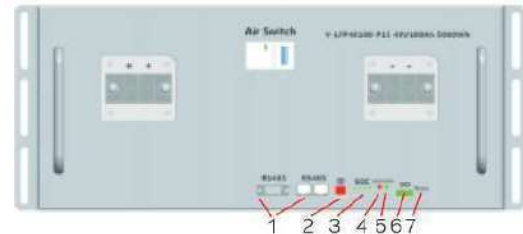
# UPLFP48-100

Especificações Specifications

Tensão Nominal <b>Nominal Voltage</b>	48 V
Capacidade Nominal (C5) <b>Nominal Capacity (C5)</b>	100 Ah
Dimensões (C x L x A) mm <b>Dimensions (L x W x H) mm</b>	442 x 520 x 205
Peso aproximado <b>Weight approx.</b> ±4%	56,0 kg
Terminal <b>Terminal</b>	DSTB22-2-2-M6
Tensão de operação <b>Operation voltage</b>	42 V ~ 54 V
Tensão de carga <b>Charge voltage</b>	53,4 V ~ 54,0 V
Corrente máxima de recarga <b>Max. Continue charge current</b>	30,0 A
Corrente máxima de descarga - contínua <b>Max. Continue discharge current</b>	75,0 A
Corrente máxima de descarga - pulso <b>Max. pulse discharge current</b>	100 A, 50 segundos
Tensão de corte <b>Cut-off voltage</b>	42 V



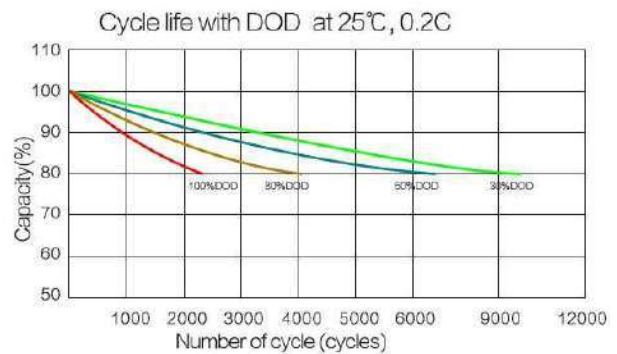
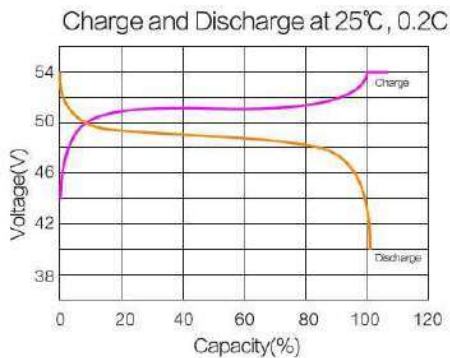
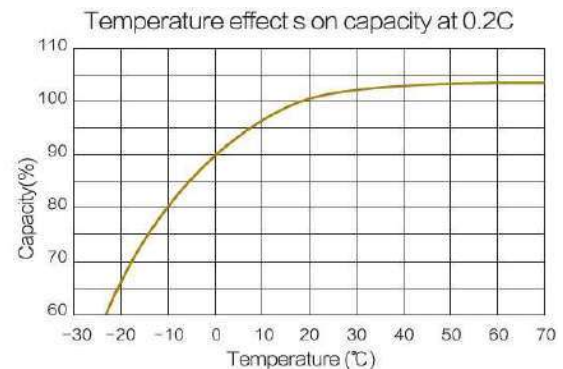
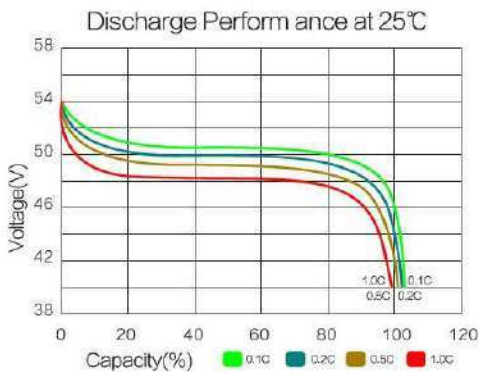
Painel Panel



- 1、communication interface (RS485)
- 2、address number (ID)
- 3、battery capacity (SOC)
- 4、alarm light (ALM)
- 5、run light (RUN)
- 6、dry contact (DO)
- 7、Reset system (Reset)

Condições Operacionais Operating conditions

Vida útil cíclica <b>Cycle life</b>	≥ 4000 ciclos
Eficiência de recarga (%) <b>Round trip efficiency (%)</b>	98%
Temperatura de operação <b>Operating temperature</b>	Descarga: -20°C ~ 45°C Recarga: 0°C ~ 45°C
Temperatura de armazenamento <b>Storage temperature</b>	0°C ~ 45°C
Tempo de armazenamento <b>Storage duration</b>	12 meses a 20°C
Padrão de segurança <b>Safety standard</b>	UL1642 nível célula



Devido as contínuas pesquisas e melhorias em nossos produtos, as especificações nesta folha de dados estão sujeitas a mudanças sem prévio aviso.

ver43270

# ANEXO C – Bateria Chumbo-Ácido Carbono 12MS234

## Documentação Técnica

### ACUMULADOR MODELO: 12MS234

Denominação Comercial	<b>12MS234</b>
Capacidade Nominal (120hs; 1.80Vpe, 25°C)	<b>234 Ah</b>
Tipo	<b>Estacionária - Selada</b>
Marca	<b>Moura Solar</b>
Fabricante	<b>Acumuladores Moura S/A</b>
País de Fabricação	<b>Brasil</b>
Site	<b>www.moura.com.br</b>

## CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

### 1. Gerais

Tensão Nominal	<b>12 Volts</b>
Temperatura de Referência	<b>25°C</b>
Temperatura Máxima de trabalho	<b>Máx: 65°C</b>
Temperatura Mínima de trabalho	<b>Mín: -10°C</b>
Vida útil projetada	<b>5 anos</b>

### 2. Características de recarga

#### 2.1 Tensões de trabalho para equipamentos com dois regimes de carga

Faixa de tensão de flutuação	<b>13,2 ± 0,1 Volts</b>
Faixa de tensão de Carga	<b>14,4 ± 0,1 Volts</b>

#### 2.2 Tensões de trabalho para equipamentos com regime único de carga

Faixa de tensão única de flutuação	<b>13,6 ± 0,2 Volts</b>
------------------------------------	-------------------------

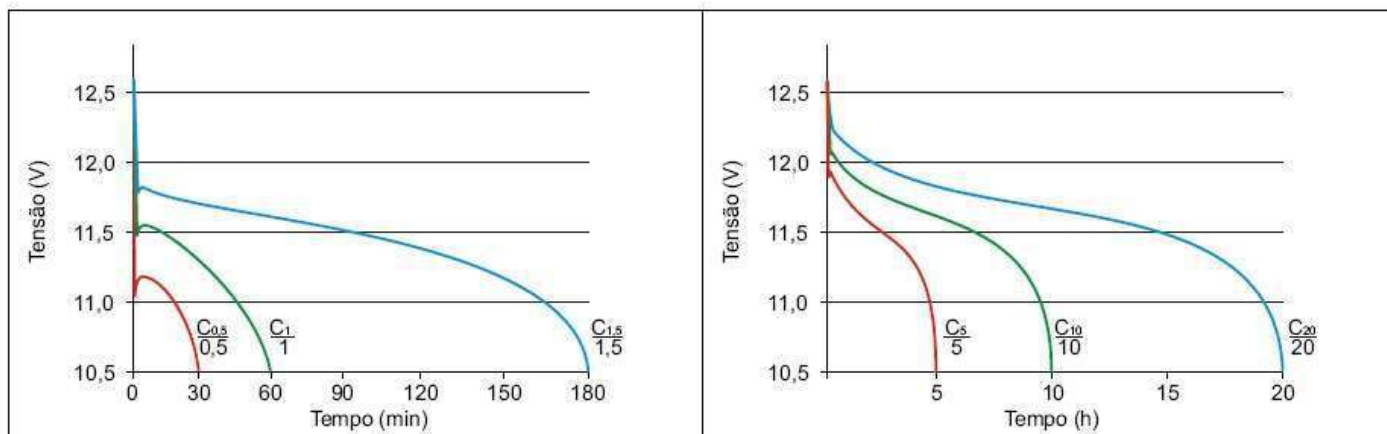
Compensação com a temperatura	<b>- 0,024 V/°C acima de 25°C</b> <b>+0,024 V/°C abaixo de 25°C</b>
-------------------------------	--

### 3. Característica de descarga

Tempo de Descarga	10h	20h	120h
Capacidade Nominal (1.75V <sub>pe</sub> , 25°C)	200Ah	220Ah	244,8Ah

### 4. Curva de descarga

Curvas características de descarga a 25°C



Corrente de descarga: "C<sub>x</sub>" representa a capacidade de descarga da bateria no regime "x" especificado.  
Tensão final de descarga: 10,50 volts.

## CARACTERÍSTICAS DIMENSIONAIS

Comprimento	<b>517 mm</b>
Largura	<b>272 mm</b>
Altura	<b>246 mm</b>
Peso	<b>57,3 kg</b>

## CARACTERÍSTICAS INTERNAS

Liga da Grade Positiva

Liga da Grade Negativa

Tipo de Separador

Eletrólito

Material dos Conjuntos Plásticos

Olho Mágico (Hidrômetro)

Terminais

**Chumbo Estanho Prata**

**Chumbo Cálcio**

**Envelope de Polietileno microporoso**

**Solução de Ácido Sulfúrico 1250 g/l**

**Polipropileno**

**Sim**

**Tipo "L" com parafuso M8, porcas e arruelas em aço Inox**

## DESENHO DO PRODUTO



**MOURA M**

**SOLAR**

*Estacionária*

Catálogo  
de Produtos





## BOAS IDEIAS E MUITA ENERGIA PARA MUDAR O MUNDO

A Moura leva este pensamento adiante, com muita seriedade e competência para desenvolver baterias há mais de 60 anos.

Líder de mercado na América do Sul, o Grupo Moura nasceu em 1957, na cidade de Belo Jardim, em Pernambuco, concretizando o sonho dos visionários empreendedores Edson Mororó Moura e sua esposa, Conceição Moura. Voltada inicialmente para o ramo automotivo, a Moura ampliou a sua atuação para outros segmentos, produzindo, hoje, baterias e sistemas de acumulação de energia para as mais diversas aplicações, como em motos, barcos, empilhadeiras, nobreaks, metrô, trens, estações de telefonia, sistemas de armazenagem, entre outros. A Moura produz a energia que move o futuro.

Contando com sete plantas industriais – seis no Brasil e uma na Argentina – fabrica cerca de 10 milhões de baterias por ano e conta com mais de 6 mil colaboradores. A cidade de Belo Jardim, a 184 quilômetros do Recife, é o maior polo produtivo de baterias da América do Sul.

O Grupo Moura é orientado pela qualidade, pré-requisito para sustentar os fortes vínculos criados pela Empresa com seus clientes. O avançado nível tecnológico e *expertise* Moura lhe conferem credibilidade para orientar as decisões de negócios de seus clientes, especialmente no mercado da América do Sul. As baterias desenvolvidas pelo Grupo Moura são *benchmarking* e atendem às características climáticas do continente, entregando maior resistência, durabilidade e economia.

Nos últimos 10 anos, o Grupo Moura investiu cerca de R\$ 1 bilhão em expansão de capacidade produtiva, contribuindo ativamente para a redução de desigualdades regionais ao promover a geração de novas oportunidades profissionais diretas e indiretas no Nordeste brasileiro.

O aporte mais recente foi a nova unidade fabril de baterias automotivas, cujas operações tiveram início no primeiro semestre de 2018. A nova planta reúne 2 mil melhorias de processo desenvolvidas nas demais seis unidades industriais Moura e contou com a contribuição de todos os colaboradores da Empresa nas etapas de concepção, desenvolvimento e implementação.

Autossustentável, com linhas ergonômicas e automatizadas, flexibilidade produtiva, desenho logístico eficiente e pronta para expansão, a nova fábrica, no pico de operação, terá capacidade para quase dobrar a produção anual do Grupo Moura.



MAIOR REICLADORA DE  
CHUMBO DA AMÉRICA DO SUL



COMPROMISSO COM AS  
LEGISLAÇÕES AMBIENTAIS  
INTERNACIONAIS



NENHUM CUSTO LOGÍSTICO  
PARA O CLIENTE



EMIÇÃO DO CERTIFICADO  
DE DESTINAÇÃO FINAL

SOLICITE  
SUA COLETA  
COM A GENTE.



## Pode contar com a nossa energia

Focada na performance durante as aplicações de armazenamento de energia gerada a partir de fontes renováveis, apresenta produtos projetados para suportar ambientes sem qualquer controle de temperatura.



### Série MS

Oferece melhor desempenho e durabilidade para sistemas de geração fotovoltaica de pequeno e médio portes. É projetada para suportar três vezes mais ciclos do que o padrão de mercado para a categoria. Possui uma excelente aceitação de carga, permitindo uma recarga mais rápida e eficiente. Não possui necessidade de reposição de água, tendo seu custo de operação e manutenção próximo a zero, oferecendo mais economia ao seu sistema.

### Série MFV

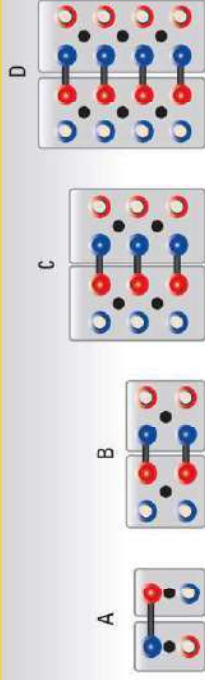
Voltada para sistemas de geração fotovoltaica de médio e grande portes, é produto projetado para ter uma maior durabilidade nesta aplicação. Possui vasos transparentes para auxiliar na manutenção do produto, visando melhorar o planejamento de troca dos bancos de bateria sem interrupção do abastecimento de energia elétrica. Seu projeto de fabricação visa ter o maior intervalo de reposição de água da categoria. Destaca-se por ser um produto que oferece a segurança e a autonomia necessárias para sistemas de energia renovável.





Invista no melhor desempenho para o seu negócio. A série MFV traz a inovação Moura para o mercado brasileiro. Possui tecnologia chumbo-carbono e excelente aceitação de carga, operando em regimes de ciclagem e em estado parcial de carga.

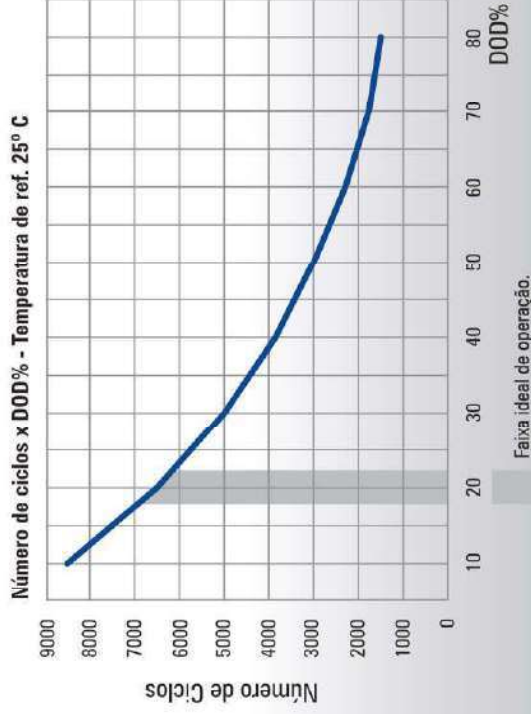
Principais características técnicas



Características elétricas elementos MFV - Capacidade em Ah - 25°C

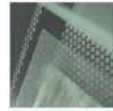
TIPO DE ELEMENTO	CONDIÇÃO DE ATÉ 15% V.C.	CAPACIDADE NOMINAL - DESCARGA ATÉ 1,25 V/FV - 25°C										DIMENSÕES (mm)			PESO [Kg]	ELETRÓLITO [Litros]	CÓDIGO
		C20	C10	C8	C5	C3	C1	Comp.	Larg.	Alt.	Abt.						
MFV 100	150	110	100	96	84	67	48	103	216	430	14,5	4,3	A				
MFV 150	225	165	150	144	126	100	72	103	216	430	16,3	3,7	A				
MFV 200	300	220	200	192	168	134	96	103	216	430	18,2	3,2	A				
MFV 250	375	275	250	240	210	168	120	124	216	430	23,2	5,1	A				
MFV 300	450	330	300	288	262	201	145	145	216	430	26,5	5,6	A				
MFV 350	525	425	350	335	294	235	159	124	216	545	30,6	6,2	A				
MFV 420	630	510	420	402	362	292	202	145	216	545	36,7	8,1	A				
MFV 480	735	595	480	469	411	329	236	166	216	545	40,2	8,0	A				
MFV 600	900	690	600	570	504	403	274	145	216	720	48,4	9,4	A				
MFV 800	1200	920	800	760	672	537	365	210	111	720	63,6	10,2	B				
MFV 1000	1500	1150	1000	960	840	672	486	210	213	720	78,3	13,5	B				
MFV 1200	1800	1350	1200	1160	1008	800	568	210	215	720	88,1	16,3	B				
MFV 1500	2250	1650	1500	1416	1260	1008	695	210	215	870	104,4	23,2	B				
MFV 1750	2625	2100	1750	1652	1482	1186	753	210	319	870	114,5	21,5	B				
MFV 2000	2960	2400	2000	1888	1686	1344	873	214	319	846	160,8	34,3	C				
MFV 2250	3330	2700	2250	2124	1906	1512	952	214	319	846	170,7	32,4	C				
MFV 2500	3700	3000	2500	2360	2106	1680	1077	212	437	846	206,4	41,7	D				
MFV 2750	4070	3300	2750	2596	2316	1848	1201	212	437	846	215,9	39,6	D				
MFV 3000	4440	3600	3000	2832	2526	2016	1310	212	437	846	225,2	37,2	D				

Características dimensionais e elétricas



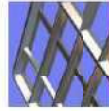
Benefícios do produto

Blindagem Multicamada das placas positivas



- Mais de 2.700 ciclos (Ensaio conforme Norma NBR 14200 e Norma IEC 61427)
- Eficiência de recarga até 15% maior
- Performance em altas temperaturas

Design inovador da grade



Tecnologia PbC



Maior volume de material ativo



Descarga em corrente constante (A)

TIPO DE ELEMENTO	1,85 VPE - 25°C					1,75 VPE - 25°C				
	C120	C20	C10	C8	C5	C3	C1			
MFV 100	1,3	5,5	10	12	16,8	22,3	48			
MFV 150	1,9	8,3	15	18	25,2	33,3	72			
MFV 200	2,5	11	20	24	33,6	44,7	96			
MFV 250	3,1	14	25	30	42	56	120			
MFV 300	3,8	17	30	36	50	67	145			
MFV 350	4,4	21	35	42	59	78	169			
MFV 420	5,3	26	42	50	70	94	202			
MFV 490	6,1	30	49	59	82	110	236			
MFV 600	7,5	35	60	71	101	134	274			
MFV 800	10,0	46	80	95	134	179	365			
MFV 1000	12,5	58	100	119	168	224	456			
MFV 1200	15,0	69	120	143	202	269	548			
MFV 1250	15,4	75	125	148	210	280	556			
MFV 1500	18,5	90	150	177	252	336	655			
MFV 1750	21,6	105	175	207	296	395	753			
MFV 2000	24,7	120	200	236	336	448	873			
MFV 2250	27,8	135	225	266	378	504	982			
MFV 2500	30,8	150	250	295	420	560	1077			
MFV 2750	33,9	165	275	325	462	616	1201			
MFV 3000	37,0	180	300	364	504	672	1310			

Descarga em potência constante (W)

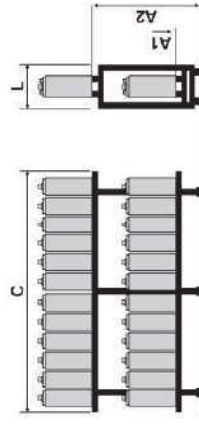
TIPO DE ELEMENTO	1,85 VPE - 25°C					1,75 VPE - 25°C				
	C120	C20	C10	C8	C5	C3	C1			
MFV 100	2,4	10,5	19	23	31,8	41,8	87			
MFV 150	3,7	15,8	29	34	47,9	62,3	130			
MFV 200	4,9	21	38	46	63,8	83,5	174			
MFV 250	6,1	26	48	57	80	105	217			
MFV 300	7,3	32	57	69	96	125	262			
MFV 350	8,5	41	67	80	112	146	306			
MFV 420	10,2	49	80	96	134	176	366			
MFV 490	11,9	57	94	112	156	205	427			
MFV 600	14,6	66	115	136	192	251	496			
MFV 800	19,5	88	153	182	255	335	661			
MFV 1000	24,4	110	192	227	319	419	825			
MFV 1200	29,3	132	230	273	383	502	992			
MFV 1250	30,1	144	239	282	399	524	1006			
MFV 1500	36,1	172	287	339	479	628	1186			
MFV 1750	42,1	201	335	385	563	739	1363			
MFV 2000	48,1	230	383	452	638	838	1580			
MFV 2250	54,1	259	431	508	718	942	1777			
MFV 2500	60,1	287	479	565	798	1047	1949			
MFV 2750	66,1	316	527	621	878	1152	2174			
MFV 3000	72,2	345	575	678	958	1257	2371			

Configuração e dimensional das estantes metálicas

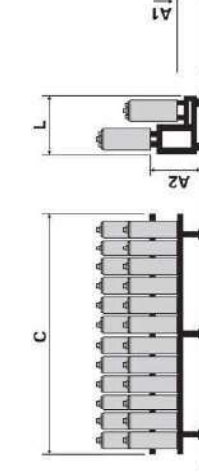
TIPO DE BATERIA	COMPRIMENTO DA ESTANTE (C)			LARGURA DA ESTANTE (L)			ALTURA DA ESTANTE (A1 / A2)				QUANT. ESTANTES		
	TENSAO NOMINAL DA BATERIA		TIPO DE ESTANTE	SOBRE		NIVEL	SOBRE		NIVEL	DEGRAUS			
	24V	48V		60V	120V		A1	A2		A1		A2	
MFV 100	770	1450	1750	3450	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 150	770	1450	1750	3450	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 200	770	1450	1750	3450	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 250	900	1700	2100	4100	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 300	1000	1950	2400	4750	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 350	900	1700	2100	4100	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 420	1000	1950	2400	4750	380	500	560	300	1080	550	300	735	1
MFV 490	1150	2200	2700	5350	380	500	560	300	1370	550	300	735	1
MFV 600	1000	1950	2400	4750	450	500	560	300	1370	350	300	735	1
MFV 800	1400	2700	3400	*	450	500	560	300	1370	350	300	600	1
MFV 1000	1400	2700	3400	*	450	525	565	300	1370	350	300	600	1
MFV 1200	1400	2700	3400	*	450	525	565	300	1370	350	300	600	1
MFV 1250	1400	2700	3400	*	450	570	620	300	1520	350	300	600	1
MFV 1500	1400	2700	3400	*	450	570	620	300	1520	350	300	600	1
MFV 1750	1400	2750	3450	*	585	410	860	300	1500	145	360	710	1
MFV 2000	1400	2750	3450	*	585	410	860	300	1500	145	360	710	1
MFV 2250	1400	2750	3450	*	585	410	860	300	1500	145	360	710	1
MFV 2500	1400	2750	3450	*	800	590	1010	300	1550	145	360	710	2
MFV 2750	1400	2750	3450	*	800	590	*	300	1550	145	*	*	2
MFV 3000	1400	2750	3450	*	800	590	*	300	1550	145	*	*	2

Dimensiones das estantes

DUAS FILAS SOBREPOSTAS



DUAS FILAS EM DEGRAUS



DUAS FILAS EM NÍVEL



DUAS FILAS EM NÍVEL (BATERIAS 2750 a 3000 Ah)





A série MS possui a durabilidade e o desempenho de que o seu negócio precisa. Especialmente projetada para ser utilizada em aplicações de ciclagem, possui a tecnologia chumbo-carbono. Assim, é ideal para a maioria dos sistemas de energia fotovoltaica off-grid.

### Benefícios do produto



Liga especial anticorrosão



Tampa anti-rugosidade



Tecnologia PbC

- Mais de 450 ciclos
- Recarga até 50% mais eficiente
- Excelente desempenho em ciclagens profundas
- Performance em altas temperaturas
- Livre de manutenção



Tecnologia de ácido livre

### Principais características técnicas

Modelo (C120)	Tensão nominal (V)	Capacidade a 25°C (Ah) / 1,75Vpe			Dimensões (mm)				Peso (Kg)
		(C10)	(C20)	(C120)	Comp.	Larg.	Alt. com polo	Alt. sem polo	
12MS32	12	27	30	33,6	197	130	184	158	8,9
12MS38	12	33	36	40	212	175	175	175	11,36
12MS48A	12	41	45	50,4	212	175	190	190	12,8
12MS58	12	50	55	61,2	242	175	175	175	14,4
12MS64A	12	52	60	67,1	242	175	190	190	15,5
12MS68	12	56	63	70,8	282	175	175	175	17,8
12MS74	12	63	70	77,4	282	175	190	190	19,3
12MS85	12	74	80	88,8	306	172	227	202	22,4
12MS111	12	95	105	116,4	330	172	244	219	26,5
12MS162	12	135	150	169,2	508	211	246	221	42,5
12MS186	12	160	175	194,4	517	212	246	221	52,15
12MS234	12	200	220	244,8	517	212	246	221	57,35

# SOLAR

Podemos contar com a nossa energia.



**Descarga em corrente constante (A)**

MODELOS	1,75 VPE - 25°C														
	C120	C100	C24	C20	C10	C8	C5	C4	C3	C2	C1				
12MS32	0,27	0,33	1,30	1,50	2,70	3,30	4,80	5,90	7,40	10,30	18,40				
12MS38	0,32	0,40	1,60	1,80	3,30	3,90	5,40	6,40	8,50	12,00	20,80				
12MS48A	0,40	0,42	1,90	2,30	4,10	5,00	7,40	8,90	11,30	15,80	27,80				
12MS58	0,49	0,51	2,40	2,80	5,00	6,10	8,80	10,90	13,70	19,20	33,70				
12MS64A	0,53	0,56	2,62	3,05	5,45	6,65	9,59	11,88	14,93	20,93	36,73				
12MS68	0,58	0,59	2,70	3,20	5,70	6,90	10,50	12,90	16,45	23,10	40,20				
12MS74	0,62	0,64	2,94	3,49	6,21	7,52	11,45	14,06	17,88	25,18	43,82				
12MS85	0,71	0,74	3,50	4,00	7,20	8,50	12,10	14,60	18,70	26,10	45,60				
12MS111	0,93	0,97	4,50	5,30	9,50	11,70	17,40	20,80	26,10	35,70	61,40				
12MS162	1,35	1,41	6,50	7,50	13,50	15,90	23,10	27,50	34,50	47,40	79,10				
12MS186	1,55	1,62	7,50	8,80	16,00	19,10	27,30	33,10	41,70	56,10	104,20				
12MS234	1,95	2,04	9,50	11,00	20,00	24,00	35,90	43,50	55,60	76,90	131,00				

**Descarga em potência constante (W)**

MODELOS	1,75 VPE - 25°C														
	C120	C100	C24	C20	C10	C8	C5	C4	C3	C2	C1				
12MS32	0,48	3,20	5,40	16,70	17,80	31,50	37,50	66,60	84,80	122,00	215,00				
12MS38	0,57	4,30	5,90	19,50	23,60	39,50	46,60	77,90	96,50	130,00	218,00				
12MS48A	0,72	4,90	7,00	24,10	27,40	48,90	58,30	106,00	130,00	174,00	308,00				
12MS58	0,88	6,60	9,00	29,70	36,10	60,30	71,20	119,00	147,00	199,00	341,00				
12MS64A	0,96	7,19	9,81	32,37	39,35	66,73	77,61	129,71	160,23	216,91	371,69				
12MS68	1,02	7,30	10,40	35,10	40,40	71,60	85,10	144,00	189,00	265,00	465,00				
12MS74	1,11	7,96	11,34	38,26	44,04	78,04	92,76	156,96	206,01	289,94	506,85				
12MS85	1,27	9,70	13,10	43,20	52,50	87,60	104,00	173,00	214,00	290,00	484,00				
12MS111	1,67	12,70	18,60	59,80	68,70	111,00	126,00	223,00	287,00	382,00	624,00				
12MS162	2,43	17,20	23,80	74,80	92,00	154,00	181,00	310,00	378,00	516,00	880,00				
12MS186	2,79	21,20	28,20	94,20	115,00	192,00	227,00	379,00	469,00	633,00	1059,00				
12MS234	3,51	25,60	31,30	116,0	151,00	249,00	287,00	408,00	487,00	738,00	1207,00				

**Número de ciclos em função da profundidade de descarga**



Faixa ideal de operação.



## INFORMAÇÕES IMPORTANTES

### Informações básicas para dimensionamento da bateria

- Consumo (Wh/dia): Calcular o consumo médio diário de energia elétrica do aparelho. Basta multiplicar a potência do aparelho pelo número de horas que ele ficará ligado por dia.
- Cargas CC e CA: Calcular os totais separados de todas as cargas em corrente alternada e contínua.
- Tensão (V): Anotar as respectivas tensões em CC e CA.
- Potência (W): Somar separadamente as potências em CC e CA de cada aparelho.
- Perdas no inversor: Depende das características do inversor e da forma operativa.
- Consumo (Wh/dia): Considerar 20% do total dos consumos das cargas CA.
- Total: Consumo (Wh/dia): Somar os consumos das cargas em CC, CA e as perdas no inversor.
- Fator de envelhecimento da bateria.
- Profundidade de descarga da bateria diária e total em função do número de dias de autonomia (% DOD – Depth of Discharge).
- O sistema de geração deverá ser dimensionado de forma a garantir a tensão de equalização das baterias, prevenindo assim a boa manutenção e equalização das baterias a executar mensalmente, que deverá atingir uma tensão de até 2,60 vezes o número de elementos da bateria, evitando que esta entre em processo de sulfatação.
- Para a linha MS recomendamos um banco de baterias de no máximo 20 baterias em série e 6 conjuntos em paralelo. Para sistemas que demandem um número maior de baterias, recomendamos a série MFV.

#### Método de cálculo da bateria:

$$\text{Capacidade C20} = \frac{E_d \times K_e \times K_t \times Q_d}{K_p \times K_c \times V_{cc}}$$

Onde temos:

- Capacidade C20: É a capacidade mínima em Ah – regime de 20 horas
- $E_d$ : É o consumo diário = Wh
- $K_e$ : Fator de envelhecimento da bateria
- $K_t$ : Fator de correção da capacidade com a temperatura 25°C
- $Q_d$ : Quantidade de dias sem irradiação suficiente para se gerar energia através do Arranjo FV
- $K_p$ : Máxima profundidade de descarga permitida para a bateria (DOD<sub>max</sub>)
- $K_c$ : Eficiência coulômbica da bateria quando em carga
- $V_{cc}$ : Tensão nominal da bateria Vcc

Recomenda-se:

- Fator de envelhecimento 1,25
- Fator de correção da capacidade com a temperatura: T > = 25°C = 1,00, 15°C = 1,12, 10°C = 1,19
- Profundidade de descarga diária: 20%, consultar a engenharia para aplicações específicas
- Eficiência coulômbica de 80% a 90%

#### Vida útil

Conforme ilustrado nos gráficos de número de ciclos versus profundidade de descarga dos modelos, a vida útil da bateria será prolongada quanto menor for a quantidade de carga retirada a cada ciclo. Recomendamos que apenas 20% da capacidade nominal da bateria seja retirada a cada ciclo, submetendo-a à plena carga antes de uma próxima descarga. Esta prática irá evitar que a bateria atinja estados de descarga profunda, o que reduz sobremaneira sua vida útil. Temperaturas elevadas também contribuem para a redução da vida útil da bateria, portanto, devem ser evitadas no local de sua instalação.

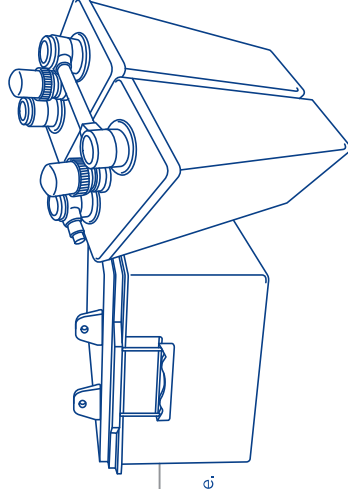
O dimensionamento permite avaliar criteriosamente a aplicação e ajuda a escolher a bateria que melhor se aplica ao projeto fotovoltaico.

**Solicite já um projeto de dimensionamento do banco de baterias gratuitamente e personalizado para sua demanda com o time de especialistas da Moura!**

### Conte com a Moura durante todo o ciclo de vida do produto

A Moura possui um rigoroso padrão de qualidade em seus produtos. Cada produto que deixa a fábrica é cuidadosamente inspecionado e testado dentro dos padrões internacionais de qualidade.

Além dos melhores produtos para o setor estacionário, a Moura oferece portfólio completo de serviços, que vai desde a instalação de baterias, passando pelo monitoramento até a logística reversa gratuita. Com um acompanhamento personalizado durante todo o ciclo de vida do produto, a Moura maximiza sua produtividade e garante a energia que seu negócio precisa.



#### Séries MS e MFV

A melhor solução para sistemas de energia renovável de pequeno, médio e grande porte.

### Solução completa em armazenamento de energia para a sua empresa

