



Universidade Federal do Maranhão - UFMA
Centro de Ciências Exatas e Tecnologias
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade
Sistemas de Energia Elétrica

Influência da Intermitência Solar na Vida Útil do Sistema de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Geração Fotovoltaica

Juarez Rocha Silva Neto

São Luís – MA, Brasil

2019

Influência da Intermitência Solar na Vida Útil do Sistema de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Geração Fotovoltaica

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia.

Área de concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez,
Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Pedro Bezerra Leite Neto,
Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Rocha Silva Neto, Juarez.

Influência da Intermitência Solar na Vida Útil do Sistema de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Geração Fotovoltaica / Juarez Rocha Silva Neto. - 2019. 108 f.

Coorientador(a): Pedro Bezerra Leite Neto.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

1. Bateria de Chumbo-Ácido. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Microrredes Isoladas. 4. Sistema de Armazenamento de Energia. 5. Vida Útil. I. Leite Neto, Pedro Bezerra. II. Saavedra Mendez, Osvaldo Ronald. III. Título.

Influência da Intermittência Solar na Vida Útil do Sistema de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Geração Fotovoltaica

Juarez Rocha Silva Neto

Dissertação aprovada em 10 de Maio de 2019

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Pedro Bezerra Leite Neto
UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
UFPA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Shigeaki Leite de Lima
UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Este trabalho é dedicado à minha mãe, Giovana, ao meu pai, Carlos Adalton, e à minha irmã, Ana Kalena por todo apoio e de confiança em mim. à minha noiva, Naiara, que é minha motivação, suporte e força em busca de novas conquistas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que guiou meus passos durante toda a minha vida, mas em especial durante esses dois anos de dificuldades, alegrias e realizações. Ele sempre foi e será minha fonte de fé e força;

Aos meus pais, Carlos Adalton e Giovana Maria, por todo amor, carinho e dedicação durante toda a minha vida. Por acreditarem e confiarem em mim todos os momentos;

À minha irmã Ana Kalena, pelo carinho, compreensão e apoio durante esse período;

À minha noiva, Naiara Mapurunga, por estar sempre ao meu lado me ajudando e apoiando em todas as ocasiões difíceis. Por me ajudar a sonhar a cada dia, e nunca desistir desses sonhos;

Aos meus avôs e avós, pois sem a sua ajuda não teria conseguido concluir esta etapa;

Ao meu orientador e professor, Osvaldo Saavedra, pela colaboração e orientação. Agradeço a ajuda dele nessa etapa da minha vida, por todo conhecimento passado tanto profissional quanto no desenvolvimento como ser humano. Sou muito grato pela honra de tê-lo como orientador.

Ao meu coorientador, professor Pedro Bezerra, por toda a paciência e conversas nos momentos de dificuldades. Obrigado por sempre me mostra um caminho nos momentos difíceis.

Aos meus queridos amigos e companheiros de lutas diárias, Thiago, Jéssica, Bruno, Ítalo, Lucas, Caio, Luís e Daniel, pois juntos conseguimos vencer cada etapa, contando sempre uns com os outros;

E a todos aqueles que, de alguma maneira, contribuíram para realização de mais uma etapa importante na minha vida.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e INEOF (Instituto Nacional de Energia Oceânica e Fluvial pelo apoio financeiro.

“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê”

Arthur Schopenhauer

RESUMO

Os sistemas de armazenamento continuam a ser uma parcela significativa no custo total de investimento e operação de microrredes isoladas baseadas em fontes renováveis. Isto tem levado a fortes investimentos em pesquisa de procedimentos, métodos e tecnologias que conduzam à preservação da vida útil desses sistemas. As baterias de chumbo ácido continuam a dominar este tipo de aplicações, entretanto vida útil é fortemente impactada pelo regime de utilização. As intermitências nas fontes renováveis em sistemas isolados são a justificativa da necessidade de baterias, entretanto são razão da perda da vida útil destes componentes. Em geral, o efeito de intermitências de curta duração é desprezado nos estudos com baterias de chumbo ácido. Neste trabalho é investigado o impacto desta variação da radiação solar diária na vida útil de um sistema de armazenamento baseado em baterias de chumbo ácido. A partir de dados reais, são construídos quatro cenários: o primeiro que representa o melhor dia medido, sendo considerado o dia “ideal” prático; o segundo, representando um cenário intermediário; o terceiro, dias com forte incidência de nuvens passageiras, causando significativa intermitência de curta duração. No quarto cenário, uma análise de sensibilidade é realizada, combinando os casos anteriores com um fator de ponderação. As simulações são realizadas utilizando dados da microrrede real de Ilha Grande – MA, com o processo de carga/descarga do banco representado pelo modelo de Schiffer. Os resultados mostram que a intermitência de curta duração tem significativo impacto na vida útil do banco. Ignorar este efeito pode ocasionar a erros grosseiros de estimativas de vida útil dos bancos de baterias. Adicionalmente, é sugerido um procedimento para identificar o valor mais apropriado para a frequência de equalização do sistema de armazenamento.

Palavras-chaves: Sistema de Armazenamento de Energia, Bateria de Chumbo-Ácido, Microrredes Isoladas, Vida Útil, Energia Solar Fotovoltaica.

ABSTRACT

Storage systems have a significant portion of the total O&M costs in isolated microgrids with renewable sources, leading to strong investments in research on procedures, methods, and technology that lead to the preservation of the lifespan of such systems. Lead acid batteries continue to dominate this type of applications; however, their lifespan is strongly impacted by the usage regime. The intermittence in renewable sources in isolated systems requires the use of storage systems, however, this phenomenon is the main cause of premature aging of the batteries. In general, the effect of short-term flickering is neglected in studies with acid-lead batteries. This work investigates the impact of this variation of daily solar radiation on the useful life of a storage system based on acid lead batteries. From real data, four scenarios are constructed: the first one represents the best measured day, being considered the practical "ideal" day; the second, representing an intermediate scenario; the third, days with a high incidence of passing clouds, causing significant short-term intermittence. In the fourth and last scenario, a sensitivity analysis is performed, combining the previous cases with a weighting factor. The simulations are carried out using data from the real microregion of Ilha Grande - MA, with the bank charge/discharge process represented by the Schiffer model with an equalization period of 7 days. The results show that short-term intermittence has a significant impact on the Bank's lifespan. Ignoring this effect leads to errors in battery life estimates. The effect of the solar day type is also analyzed and discussed. In addition, a procedure is suggested to identify the most appropriate value for the equalization frequency of the storage system.

Index Terms — Energy Storage Systems, Schiffer Model, Lifespan, Lead Acid Batteries, Energy Solar Photovoltaic, Isolate Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Matriz energética mundial 2016.	11
Figura 2.2 – Matriz energética brasileira 2016.	11
Figura 2.3 – Tensão e corrente de módulos conectados em paralelo.	12
Figura 2.4 – Tensão e corrente de módulos conectados em série.	12
Figura 2.5 – Arranjo de módulos conectados em série e paralelo.	13
Figura 2.6 – Curva característica tensão versus corrente e potência gerada... 14	
Figura 2.7 – Influência da radiação solar na tensão e corrente de um módulo FV.	14
Figura 2.8 – Influência da temperatura na tensão e corrente de um módulo FV.	15
Figura 2.9 – Sistema FV básico.	17
Figura 2.10 – Sistema FV para aplicação autônoma.	17
Figura 2.11 – Sistema FV para aplicação conectada à rede.	18
Figura 2.12 – Sistema híbrido isolado utilizando arranjo FV.	19
Figura 2.13 – Radiação solar média diário no Brasil.	21
Figura 2.14 – Instalação e conexão de sistemas FV nos estados brasileiros...21	
Figura 3.1 – Pilha de Volta.	22
Figura 3.2 – Classificação do sistema de armazenamento.	24
Figura 3.3 – Corte de uma bateria de Chumbo Ácido.	30
Figura 3.4 – Estado da bateria completamente carregada.	30
Figura 3.5 – Processo de descarga da bateria.	30
Figura 3.6 – Classificação e tipos de baterias de PbA.	32
Figura 3.7 – Bateria Plana.	32
Figura 3.8 – Bateria Tubular.	32
Figura 3.9 – Bateria Espiral.	33

Figura 3.10 – Ciclo de falha vs profundidade de descarga.....	37
Figura 3.11 – Sequência do envelhecimento da bateria.....	38
Figura 3.12 – Diagrama simplificado do modelo Schiffer	43
Figura 4.1 – Topologia de microrrede isolada com fonte FV	56
Figura 4.2 - Sistema fotovoltaico instalado em Ilha Grande	59
Figura 4.3 - Detalhes da operação da microrrede de Ilha Grandes.....	61
Figura 4.4 – Perfis de geração e demanda de Ilha Grande.....	61
Figura 4.5 – Radiação solar em um dia sem nuvens.....	63
Figura 4.6 – Radiação solar em um dia com poucas nuvens	63
Figura 4.7 – Radiação solar em um dia com alta incidência de nuvens	64
Figura 4.8 - Rampas da geração fotovoltaica	64
Figura 5.1 - Estado de carga do sistema de armazenamento, cenário 1 (a), cenário 2 (b), cenário 3 (c) e cenário 4 (d).	69
Figura 5.2 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 1.....	71
Figura 5.3 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 2.....	73
Figura 5.4 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 3.....	73
Figura 5.5 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 4.....	76
Figura 5.6 - Micro descarga Resultante v.s. Vida Útil.....	77
Figura 5.7 - Custo Total v.s. Micro descarga Resultante v.s. Emissão de CO ₂	79
Figura 5.8 - Gráfico consumo v.s. emissão de CO ₂ v.s. custo total.....	83
Figura 5.9 - Relação custo do banco de baterias v.s. participação do gerador.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Características dos tipos de armazenamento.....	26
Tabela 2.2 – Indicadores de desempenho.	27
Tabela 3.1 – Regiões de ciclagem parcial	40
Tabela 3.2 – Parâmetros utilizados no método Schiffer	48
Tabela 4.1 – Características de cada cenário utilizado	66
Tabela 5.1 – Resumo energético do primeiro cenário	71
Tabela 5.2 - Resultados do sistema de armazenamento do primeiro cenário..	71
Tabela 5.3 – Resumo energético do segundo cenário	72
Tabela 5.4 - Resultados do sistema de armazenamento do segundo cenário .	72
Tabela 5.5 – Resumo energético do terceiro cenário	74
Tabela 5.6- Resultados do sistema de armazenamento do terceiro cenário	74
Tabela 5.7 – Resumo energético do quarto cenário.....	75
Tabela 5.8 - Resultados do sistema de armazenamento do quarto cenário.....	75
Tabela 5.9 – Pesos utilizados nas faixas de intensidade de micro descarga ...	77
Tabela 5.10 – Micro descarga Resultante dos cenários.....	77
Tabela 5.11 - Resultados financeiro e ambiental	79
Tabela 5.12 - Resultados da equalização do banco de baterias	80
Tabela 5.13 - Resultados financeiro e ambiental da equalização	82

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1 Descrição do Problema	3
1.2 Justificativa.....	5
1.3 Estudo da intermitência no sistema de armazenamento de baterias de chumbo ácido.....	6
1.4 Objetivos	7
1.4.1 Objetivos Gerais	7
1.4.2 Objetivos Específicos	8
1.5 Metodologia.....	8
1.6 Estrutura do Trabalho.....	8
2. Energia Fotovoltaica	10
2.1 Sistemas Fotovoltaicos	12
2.2 Aplicações de Sistemas Fotovoltaicos	16
2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico	20
2.4 Cenário da Energia Fotovoltaica no Brasil	20
3. Sistemas de armazenamento	23
3.1 Baterias de Chumbo-Ácido.....	27
3.1.1 Composição e Princípios de Funcionamento das Baterias de Chumbo-Ácido	28
3.1.2 Tipos de Baterias de Chumbo-Ácido.....	31
3.2 Estimação do Estado de Carga da Bateria	34
3.3 Estimação da Vida Útil de Baterias de Chumbo Ácido	35
3.3.1 Fatores de Estresse das Baterias.....	37
3.3.2 Processos de Envelhecimento.....	41
3.3.3 Método Schiffer.....	42

3.4	Novos Desenvolvimentos e Aplicações para Baterias de Chumbo-Ácido	49
3.4.1	Baterias de Chumbo-Ácido Avançadas.....	49
3.4.2	Outros Aspectos Construtivos.....	50
3.4.3	Novas Aplicações – Veículos Elétricos	51
3.5	Comparativo entre as Baterias de Chumbo-Ácido e outras Tecnologias de Armazenamento.....	52
3.5.1	Baterias de Lítio.....	52
3.5.2	Baterias de Níquel-Cádmio e Níquel-Ferro.....	53
3.5.3	Bateria de Sódio Enxofre (NaS).....	54
3.5.4	Bateria de Fluxo Redox	54
4.	Formulação do Problema.....	56
4.1	Microrredes Isoladas com Fontes Renováveis.....	56
4.2	Modelagem do Gerador à Diesel.....	58
4.3	Sistema de Ilha Grande.....	59
4.3.1	Cenários Avaliados.....	61
4.3.2	Caracterização dos dados de radiação solar.....	65
4.4	Estudo da equalização do sistema de armazenamento para a preservação da vida útil banco de baterias de chumbo ácido.....	66
5.	Resultados e discussões	68
5.1	Resultados do Impacto da Intermitência de Curta Duração na Vida Útil do Sistema de Baterias de Chumbo Ácido.....	68
5.1.1	Análise Ambiental e Financeira	78
5.2	Periodicidade do Processo de Equalização na Vida Útil do Sistema de Baterias de Chumbo-Ácido	79
5.2.1	Impacto Financeiro do Processo de Equalização do Sistema	80
6.	Conclusão.....	85
6.1	Contribuições do Trabalho	86

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros	87
REFERÊNCIAS	88

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um país, estado ou cidade traz consigo o constante aumento do consumo de energia elétrica. Esta evolução faz com que os órgãos responsáveis pelo fornecimento de energia estejam sempre buscando diversificar a matriz energética do país, com objetivo de captar grandes potenciais energéticos, impactando da menor forma possível o meio ambiente.

Entre 1860 a 1900 se iniciou uma grande utilização do carvão, petróleo e eletricidade como combustíveis para alimentar dispositivos. Devido ao uso deliberado do carvão e petróleo como fonte de energia, os índices de poluição atmosférica cresceram drasticamente, surgindo diversos problemas ambientais em proporção mundial. Dentre os problemas, é citado: o efeito estufa, na qual parte do calor emitido na superfície terrestre é absorvida por gases encontrados na atmosfera e irradiado de volta para a superfície; e a chuva ácida, que são precipitações atmosféricas que possuem acidez maior que a resultante do dióxido de carbono (CO₂) dissolvido na água precipitada.

Desse modo, entidades internacionais iniciaram a criação de tratados que tivessem como compromisso a redução na emissão de gases poluentes na atmosfera. Um desses tratados foi conhecido como o Protocolo de Kyoto, que teve a participação de 55 países, com o objetivo de reduzir em até 5,2% a emissão dos gases do efeito estufa, em relação aos níveis de 1990. Portanto, a criação desse tipo de acordos foi um dos motivos que gerou a necessidade de uma reformulação no setor energético mundial, promovendo o uso das fontes energéticas renováveis (solar, eólica e oceânicas, entre outros) em maior quantidade e de formas mais eficientes.

Dessa forma, o desenvolvimento de geração de energias renováveis ajuda no suprimento crescente demanda, além de proporcionar benefícios econômicos e ambientais.

Quando o uso de novas fontes renováveis se tornou mais evidente, o estudo nas áreas de energia solar e eólica obtiveram grande visibilidade do mercado, devido à possibilidade de geração de pequenos ou grandes pacotes

de energia. Atualmente, estudos nessas áreas vem crescendo devido aos avanços tecnológicos que vem tornando estes recursos energéticos mais acessíveis.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, EPE, o consumo de energia elétrica no mundo em 2014 foi estimado em 20.730,6 TWh [1], ressaltando ainda mais a importância da utilização de diferentes fontes de energia na matriz energética. De acordo com [2], em 2017 o crescimento mundial da energia solar chegou a 98 GW de potência instalada, representando 38 % de toda a nova capacidade instalada de geração, considerando as fontes renováveis, combustíveis fósseis e nuclear.

Apesar do setor elétrico está bem consolidado em áreas urbanas, novos desafios relacionados ao suprimento da demanda de energia elétrica vêm surgindo ao redor do mundo, especialmente em áreas remotas tais como ilhas marítimas, em que o acesso à rede elétrica convencional se torna impraticável. Com isso, surgiu a necessidade do surgimento de novas alternativas para o sistema elétrico.

Não obstante, surge a ideia de microrredes que tem como um dos objetivos principais atender a uma demanda localizada próxima da geração. A microrrede possui particularidades, tais como, o uso de fontes renováveis, ausência de sistemas de transmissão e grandes centrais geradoras. Uma característica marcante desse tipo de sistema é a presença expressiva de fontes renováveis, sendo na maioria fotovoltaica ou eólica.

As vantagens apresentadas pelas microrredes fez com que investimentos nesta área se tornasse mais expressivos. Embora este seja um cenário promissor, o conhecimento acerca do dimensionamento, controle e operação das microrredes ainda requer estudos adicionais.

Um dos principais objetivos nos sistemas elétricos de potência é o atendimento a demanda de forma ininterrupta, com confiabilidade e qualidade. Por outro lado, as fontes renováveis em geral apresentam um comportamento inerentemente intermitente, de modo que ações adicionais devem ser adotadas afim de condiciona às restrições para o atendimento à demanda.

Dessa forma, para preservar a confiabilidade e eficiência das microrredes e possibilitar a viabilidade econômica do projeto, é necessária a utilização de

recursos energéticos despacháveis, tais como geradores à diesel e bancos de baterias, para comporem a matriz de geração da microrrede.

O sistema de armazenamento desempenha um papel fundamental para atenuar os efeitos da natureza intermitente das fontes renováveis, de modo a garantir o balanço instantâneo entre geração e demanda.

À vista disso, os sistemas de armazenamento são parte imprescindível das microrredes isoladas, tendo como principais aplicações a regulação da tensão e o fornecimento de energia, quando a fonte geradora não for capaz de suprir à demanda.

Dentro do mercado de sistemas de armazenamento as baterias de chumbo ácido continuam a dominar este tipo de aplicação, entretanto vida útil é fortemente impactada pelo regime de utilização. A intermitências na fonte renováveis em sistemas isolados são a justificativa da necessidade de baterias, entretanto são razão da perda da vida útil.

Levando em conta que o custo do sistema de armazenamento pode chegar a até 50 % do investimento inicial total [3], logo preservar a vida útil deste sistema, reduzindo o impacto da intermitência da fonte de geração no regime de operação, pode fazer a diferença entre um sistema ser economicamente viável ou não.

Logo, para que um sistema isolado seja sustentável e economicamente acessível, a utilização do sistema de armazenamento se torna imprescindível, pois devido a intermitência pode garantir um atendimento contínuo à demanda melhorando a eficiência do fornecimento.

1.1 Descrição do Problema

Como a maioria das fontes renováveis possuem características estocásticas, os dispositivos de armazenamento visam maximizar o aproveitamento dessas fontes, garantindo confiabilidade ao sistema sem a necessidade do uso da geração a diesel.

Dessa forma, devido as baterias serem submetidas a regimes de várias micro-descargas de curta duração, acabam por terem vida útil reduzidas de forma precoce, o que encarece o projeto devido à necessidade de substituição

mais frequente, elevando os custos de operação e manutenção (O&M) da microrrede. Em geral, o efeito de intermitências de curta duração é desprezado nos estudos com baterias de chumbo ácido. Entretanto, esse efeito ocorre constantemente ao longo do dia estressando a operação do banco.

Uma prática comum na operação de microrredes isoladas é a realização periódica de cargas de equalização do banco de baterias. Para tanto, é utilizado um gerador à diesel como fonte de geração até que todas as baterias sejam totalmente carregadas. Essa prática visa reduzir o tempo médio de operação das baterias em baixo SoC (state of charge), além de reduzir os efeitos da sulfatação do eletrólito.

Embora o procedimento de cargas periódicas de equalização seja necessário, a contribuição em preservar a vida útil do banco de baterias é onerosa, uma vez que é necessário que tal procedimento seja realizado em maior frequência, o que irá implicar em maior consumo de combustível por parte do gerador à diesel. Desta forma, soluções adicionais para preservação da vida útil devem ser investigadas.

Neste contexto, é proposto neste trabalho, investigar de que forma os efeitos da intermitência da fonte de geração solar fotovoltaica podem impactar no desempenho de operação do banco de baterias.

A partir de dados reais, são construídos quatro cenários: o primeiro que representa o melhor dia medido, sendo considerado o dia “ideal” prático; o segundo, representando um cenário intermediário; o terceiro, dias com forte incidência de nuvens passageiras, causando significativa intermitência de curta duração e o quarto, uma análise de sensibilidade, colocando uma porcentagem de cada caso anterior juntos. A partir desses cenários foram analisados os impactos sobre a geração e o banco de baterias.

Como estudo de caso foi considerada a microrrede isolada fotovoltaica localizada em Ilha Grande, no município de Humberto de Campos, Maranhão, com propósito de analisar o impacto da intermitência de curta duração na vida útil dos sistemas de armazenamento baseado em baterias de chumbo-ácido. Adicionalmente, foi realizado um estudo para determinar o período ótimo para a realização de cargas de equalização do banco de baterias.

1.2 Justificativa

Como consequência da crescente participação das fontes renováveis solar e eólica na geração de energia, tanto em sistemas on-grid como isolados, a importância dos sistemas de armazenamento com baterias também aumenta, estimulando a pesquisa em tecnologias mais eficientes e economicamente competitivas. Nas microrredes isoladas a disponibilidade de sistemas de baterias é mandatório na ausência de algumas fontes despacháveis. Aspectos econômicos e de confiabilidade dificultam o fornecimento de energia elétrica para locais isolados, conseqüentemente, tais locais geralmente são abastecidos somente com geradores a diesel [4], [5].

No entanto, o excessivo consumo de combustíveis fósseis para suprimento de energia nesses locais eleva as taxas de poluição nessa região e aumenta os custos operacionais. De fato, o fornecimento de energia para uma região isolada utilizando apenas gerador a diesel não é vantajoso, pois o alto custo do combustível juntamente com o transporte dele requer uma grande logística e segurança, encarecendo o valor final.

Portanto o uso de grupos geradores em microrredes habitualmente são para complementar o fornecimento a demanda quando nem a fontes renováveis ou o banco de baterias são capazes de realizar o atendimento. Por outro lado, a aplicação de sistemas renováveis, além de reduzir a emissão de poluentes, preserva e favorece o meio ambiente [7].

No entanto, considerando que o sistema de armazenamento de uma microrrede pode custar mais da metade do valor total, a preservação é essencial. Uma maior expectativa de vida útil do banco de baterias remete a um menor número de trocas do equipamento, reduzindo o custo de O&M do projeto.

Em sistemas fotovoltaico, o efeito do sombreamento nos painéis faz com que o banco de baterias necessite fornecer energia em curtos períodos de tempo, de modo que os efeitos da intermitência da fonte de geração são projetados sobre o perfil de operação das baterias.

Esta dissertação analisa conseqüências da intermitência no sistema de armazenamento, além de buscar por melhores procedimentos de estimativa de SOC e estabelecer cálculos de custo de O&M.

1.3 Estudo da intermitência no sistema de armazenamento de baterias de chumbo ácido

A radiação solar é a energia emitida pelo Sol que fornece energia para a fonte renovável fotovoltaica, no entanto esta radiação apresenta elevada variabilidade da radiação solar devido a presença de nuvens, que podem ser passageiras ou duradouras. Esses obstáculos causam a redução ou interrupção da radiação solar ocasionando intermitências na geração, que possuem impactos sobre o sistema. Essas intermitências podem ser de curta duração, minutos, ou de longa duração, horas.

Poucos trabalhos têm sido dedicados a caracterizar o impacto da intermitência solar fotovoltaica na vida útil de bancos de baterias. Em artigo recente [34] os autores analisam pesquisas sobre a intermitência apenas de energia eólica, incluindo seus impactos no sistema de energia e soluções através de fazendas eólicas, geração paralela e sistema de armazenamento como forma de mitigação. Em [35] os autores investigam o impacto da operação com geração fotovoltaica variável na vida útil de um sistema de armazenamento através da aplicação do algoritmo “Rainflow Counting” - uma técnica genérica de contagem de ciclos tradicionalmente usada para análise de fadiga de metais. São utilizados dados de uma planta FV real em Singapura. Segundo os autores, o estudo de caso apresentado fornece uma ideia realista da degradação da vida útil que pode ser causada pela variabilidade da geração FV. No entanto o método Rainflow Counting é limitado em aplicações FV.

Por outro lado, em [36] os autores apresentam uma alternativa de mitigar os efeitos desta intermitência utilizando gestão pelo lado da demanda. Em [37] é apresentado uma revisão com métodos de mitigação de potência flutuante em fontes fotovoltaicas, em que ele sugere mitigar o problema da intermitência fotovoltaica através de baterias ou supercapacitores.

Outras aplicações tais como veículos elétricos veem apresentando estudos com a utilização de sistemas de armazenamento e energias fotovoltaica. Em [38] são apresentadas maneiras de mitigar o impacto da fonte FV na capacidade das baterias de veículos elétricos controlando o limite de carga e descarga da bateria e aproveitando da melhor forma a energia fotovoltaica gerada. São utilizados dados de um sistema FV na Austrália. Em [39] o estudo propõe uma taxa de

rampa eficiente e um controle do estado de carga das baterias para sistemas fotovoltaicos.

Na maioria dos estudos, o efeito da intermitência de curta duração em sistemas de armazenamento com baterias de chumbo ácido é desprezado. No entanto, para que o fornecimento ao consumidor não seja interrompido, as variações na geração da fonte primária devem ser compensadas pelo banco de baterias, fazendo com que ocorram micro descargas na bateria e elas carreguem e descarreguem repetidas vezes durante um dia, resultado em um impacto significativo para redução da sua vida útil.

Dessa forma, foram realizadas simulações para analisar o impacto da intermitência de curta duração na vida útil do banco e um modo de operação que preserve a vida útil do banco de baterias, equalização do banco de baterias.

Para verificar o impacto da intermitência de curta duração, foi implementado o algoritmo baseado no método Schiffer no MATLAB®. A simulação foi realizada utilizando um banco de baterias de chumbo ácido com as seguintes especificações: capacidade nominal de 1200 Ah, tensão de cada bateria de 2,12 V, número de baterias por *string*: 60, número de *strings*: 2, estado de carga mínimo 50% e equalização do sistema a cada 7 dias. A potência nominal do arranjo fotovoltaico é de 31 kW e a potência ativa nominal do gerador a diesel 38 kW. A avaliação dos custos é realizada para um período de 25 anos, sendo considerado o valor presente líquido (VPL).

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Gerais

Tipificar e avaliar os impactos da variabilidade da geração de energia elétrica baseada em fonte fotovoltaica na vida útil de sistemas de armazenamento em sistemas isolados.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar a viabilidade das fontes de geração de energia baseada em geração fotovoltaica;
- Estudar e avaliar o comportamento de baterias de chumbo ácido em regime de geração com fonte fotovoltaica;
- Identificar aspectos críticos para bancos de baterias em sistemas isolados;
- Identificar estratégias que preservem a vida útil dos bancos de baterias;

1.5 Metodologia

A metodologia do trabalho proposto será desenvolvida de forma a realizar:

- I) Pesquisa sobre a geração de energia fotovoltaica.
- II) Pesquisa a respeito de sistemas de armazenamento de energia em banco de baterias de chumbo ácido para sistemas isolados.
- III) Especificar o problema, no qual é necessário analisar o impacto da geração intermitente da fonte fotovoltaica na vida útil do sistema de armazenamento.
- IV) Especificar maneiras de preservar a vida útil do sistema de armazenamento.
- V) Elaborar testes computacionais para formalização e validação de resultados

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No Capítulo 2 é realizada uma abordagem geral sobre a fonte renovável fotovoltaica que foi utilizada como base nos estudos elaborados. Mencionando aspectos como matriz energética brasileira e mundial, estruturas de um sistema FV, curvas características e alguns modelos de aplicações de sistemas FV.

No Capítulo 3 são mostradas definições sobre sistemas de armazenamento, em específico sobre baterias de chumbo-ácido. Além disso, tratam os fatores de estresse e processos de envelhecimento das baterias, causa, efeitos e consequências. É apresentado um modelo simples da bateria de chumbo-ácido e o método Schiffer, que avalia o desempenho das baterias de chumbo-ácido e a projeta uma expectativa da vida útil da bateria.

No Capítulo 4 é realizada a caracterização do problema, em que são apresentados os modelos matemáticos do gerador, das baterias, da fonte de geração e da operação do sistema.

No Capítulo 5 é realizado um estudo de caso do projeto FV da Ilha Grande/Humberto de Campos/MA, demonstrando as características do sistema isolado, os dados utilizados, restrições e resultados.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões a partir da análise dos resultados obtidos no estudo de caso e sugestões para futuras pesquisas baseadas neste trabalho.

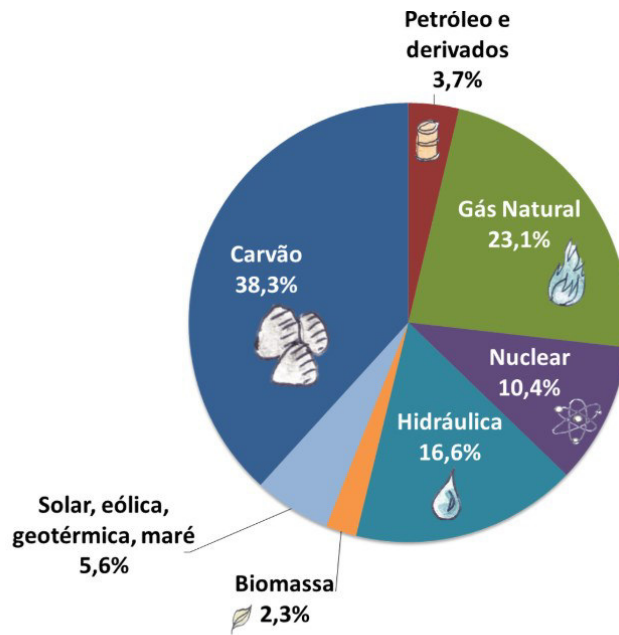
ENERGIA FOTOVOLTAICA

As primeiras observações realizadas sobre a energia fotovoltaica remetem a meados do século XIX, quando o físico Alexandre Edmond Becquerel notou pela primeira vez o efeito fotovoltaico nos experimentos com selênio. No entanto, essa fonte renovável era vista como uma tecnologia distante, pois o custo inicial elevado dificultava a expansão e utilização. Em 1958, a eficiência obtida das células fotovoltaicas era de apenas 11 %, com o custo muito elevado por watt.

A primeira aplicação de células fotovoltaicas foi realizada para estudos no espaço, pois o custo nesse caso não era uma barreira. Cientistas como Albert Einstein, Calvin Fuller e outros, continuaram realizando pesquisas nessa área e aperfeiçoando e desenvolvendo melhorias em células fotovoltaicas.

Atualmente, a matriz energética brasileira e mundial vem sofrendo modificações com a incorporação de fontes não convencionais de energia elétrica. Com o avanço da tecnologia em diversas áreas, a exploração de fontes renováveis de energia vem ganhando cada vez mais espaço na geração de energia elétrica, substituindo assim o uso de combustíveis fósseis e reduzindo a emissão de poluentes na atmosfera. Nas **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e Figura 1.6 são ilustradas as matrizes elétrica mundial e brasileira, [8]. Ainda de acordo com [8], a participação solar, eólica, geotérmica e de maré na matriz mundial corresponde a 5,6 %. Já a matriz elétrica brasileira apresenta características diferentes da mundial, pois o uso de fontes renováveis é maior que na escala mundial, grande parte devido a participação da geração hidráulica. Já a participação solar e eólica corresponde a 6,9 %.

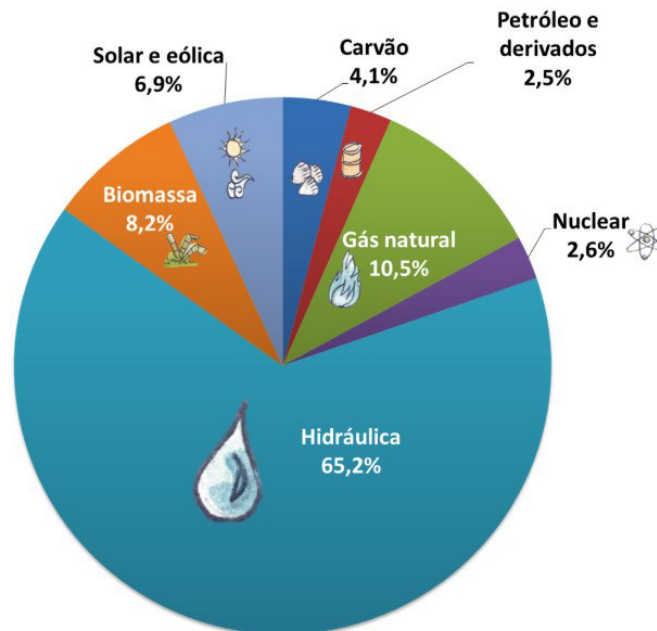
Figura 1.6 – Matriz elétrica mundial 2016.



Matriz Elétrica Mundial 2016 (IEA, 2018)

Fonte: Adaptado [8]

Figura 1.6 – Matriz energética brasileira 2017.



Matriz Elétrica Brasileira 2017 (BEN, 2018)

Fonte: Adaptado [8]

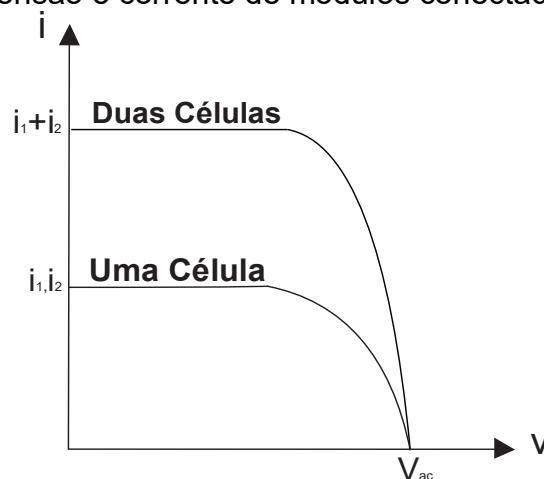
2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos ou sistemas FV, são o conjunto de dispositivos que tem a capacidade de transformar a radiação solar em energia elétrica para alimentar uma carga. Estes sistemas tem a capacidade de gerar energia sem a emissão de gases poluentes, evitando o agravamento dos problemas climáticos. Além disso, são sistemas de longa duração, que requer o mínimo de manutenção, já que são estáticos, e por fim, podem ser expandidos para o aumento de potência gerada.

Os módulos fotovoltaicos são constituídos de células fotovoltaicas que são semicondutores, sendo os materiais mais comuns o silício (Si), sulfeto de cádmio (CdS), sulfeto de cobre (Cu_2S) e arseneto de gálio (GaAs). Vale destacar que os módulos de silício são os mais eficientes. Os módulos FV produzem tensão e corrente quando expostos à radiação solar, podendo ser conectados em série ou paralelo para gerar maior energia. Quando ligados em série, a corrente permanece a mesma e a tensão aumenta, já quando ligados em paralelo a tensão se mantém e a corrente aumenta, como apresenta Figura 2.1 e Fonte: [9]

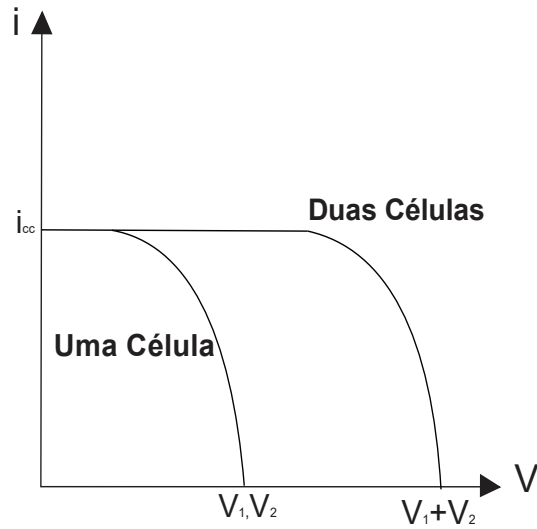
Figura 2.1, respectivamente. Usualmente, os módulos FV são conectados formando arranjos, com o intuito de formarem strings, ou seja, n módulos conectados em série (Ms), podendo cada string ser conectada em paralelo (Mp), como mostra a Figura 2.1.

Figura 2.1 – Tensão e corrente de módulos conectados em paralelo.



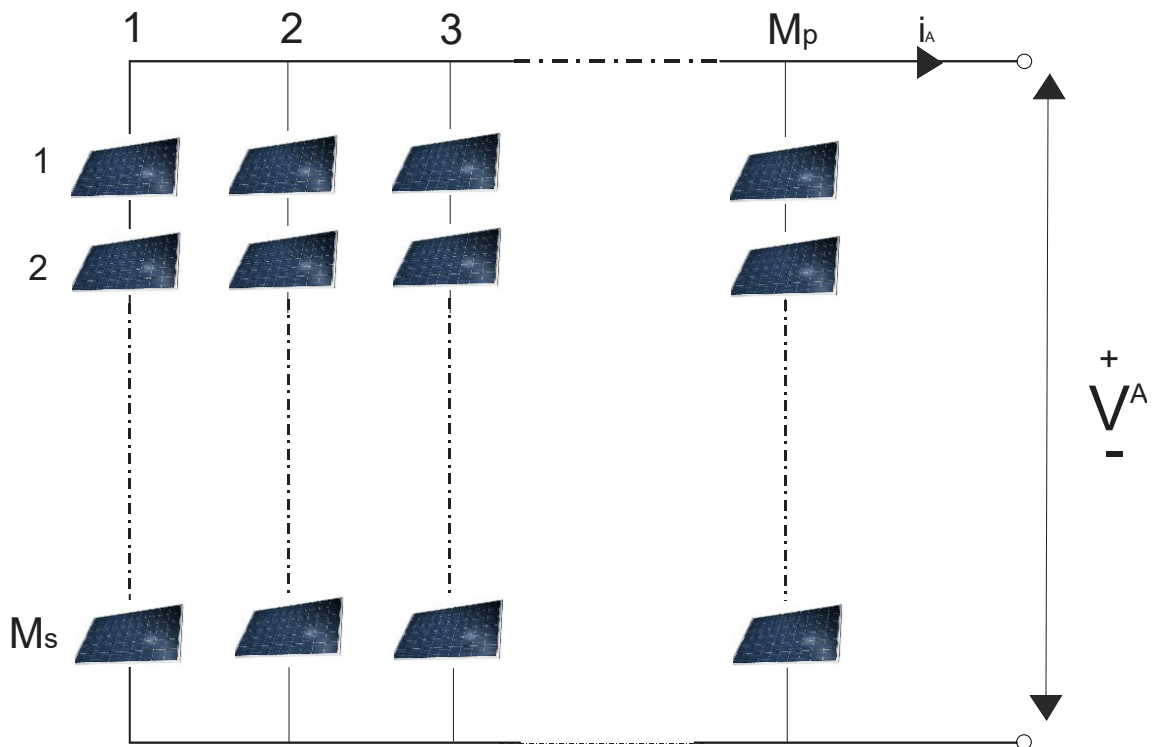
Fonte: [9]

Figura 2.1 – Tensão e corrente de módulos conectados em série.



Fonte: [9]

Figura 2.1 – Arranjo de módulos conectados em série e paralelo.



Fonte: [9]

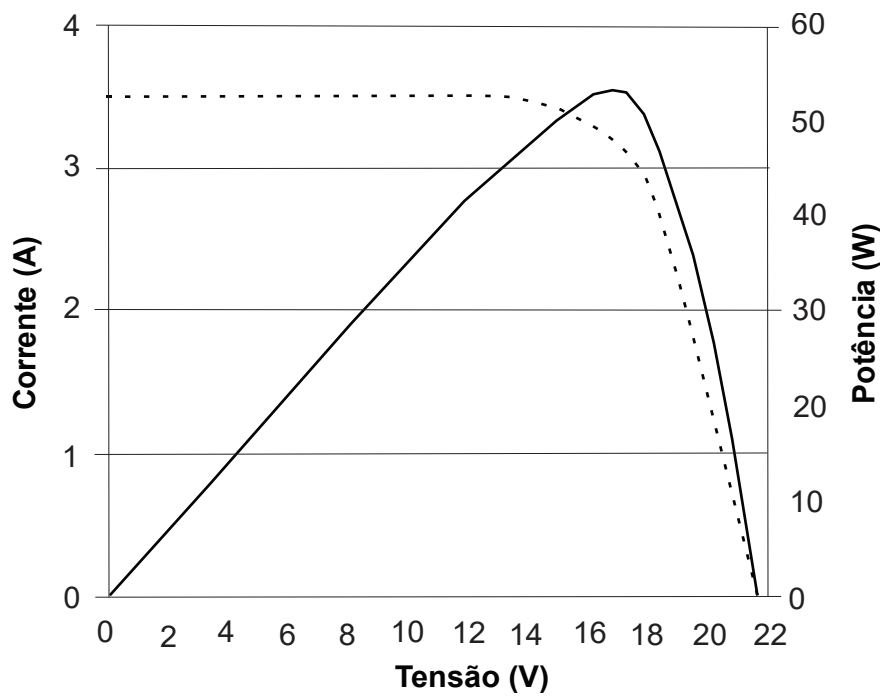
A potência gerada pelos painéis FV varia de acordo com a relação corrente e tensão terminal, um exemplo desse comportamento é dado pela Figura 2.1,

onde é observada uma curva característica para a potência gerada de um módulo FV.

É importante ressaltar que a potência gerada pelos painéis não só depende da curva característica. Fatores como temperatura e principalmente radiação solar também influenciam na geração, como apresentam as Figura 2.1 e Fonte: [10]

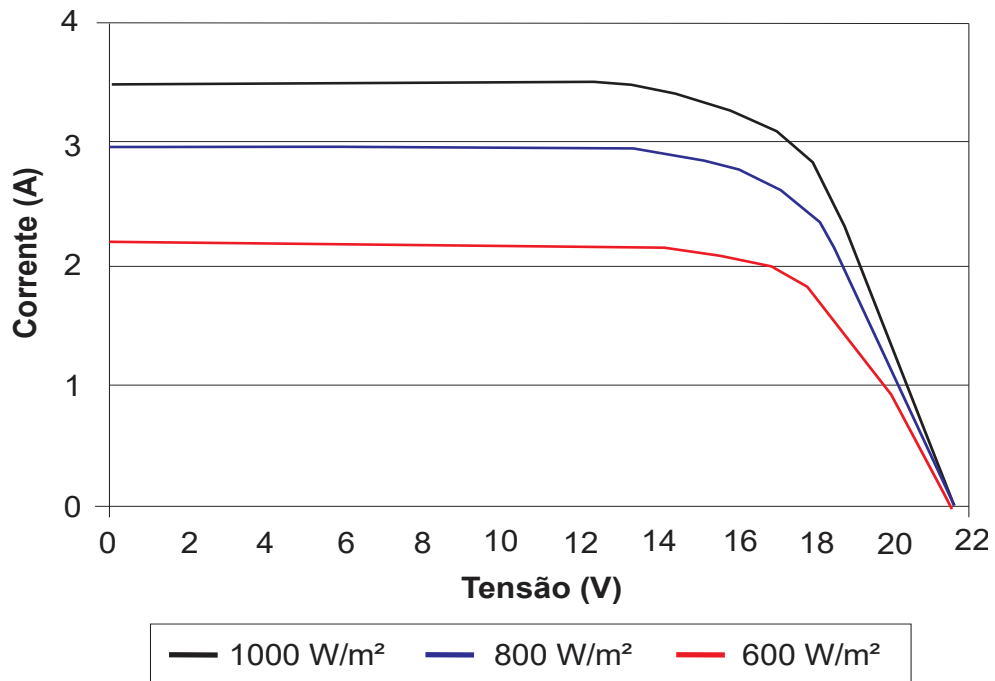
Figura 2.1.

Figura 2.16 – Curva característica tensão versus corrente e potência gerada.



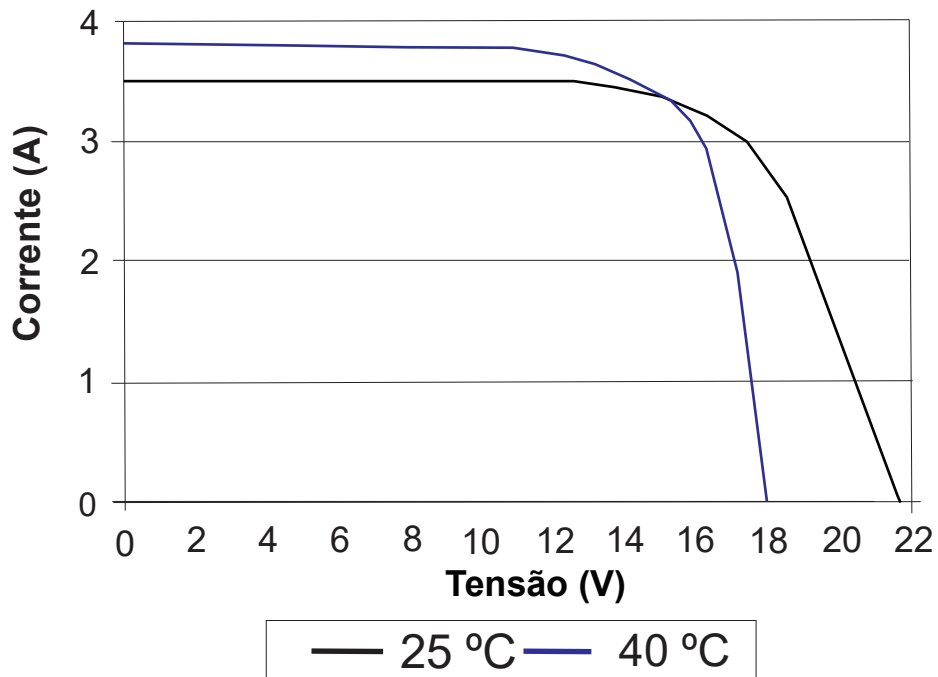
Fonte: [10]

Figura 2.1 – Influência da radiação solar na tensão e corrente de um módulo FV.



Fonte: [10]

Figura 2.1 – Influência da temperatura na tensão e corrente de um módulo FV.



Fonte: [10]

As Equações (1) e (2) apresentam as potências geradas, sendo que apenas a Equação (2) considera a influência da temperatura.

$$P_{PV}(t) = P_{PV,N} f_{PV} \left(\frac{G(t)}{1KW / m^2} \right) \quad (1)$$

$$P_{PV}(t) = P_{PV,N} f_{PV} \left(\frac{G(t)}{1KW / m^2} \right) [1 + \alpha(T_C - T_{STC})] \quad (2)$$

Onde P_{PV} é a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico; $P_{(PV,N)}$ é a potência nominal do arranjo em [KW]; f_{PV} é um fator de redução da geração devido a fatores que diminuem a eficiência dos painéis, como por exemplo, poeira, perdas em conexões, etc [%]; $G(t)$ é a radiação média em relação ao tempo t sobre a placas dado em [KW/m²]; α é o coeficiente de temperatura entre -0,43% °C e -0,47% °C; T_C é a temperatura dos painéis [°C] e T_{STC} é temperatura de operação nominal [°C].

A acessibilidade de tais sistemas vem aumentando, seja em dimensões de pouco watts quanto de megawatts de capacidade de geração [9]. Um sistema FV é constituído de vários componentes, sendo eles: os módulos fotovoltaicos, baterias, controlador de carga e inversores, cada um com custo financeiro específico. No entanto, o desenvolvimento de novas tecnologias vem diminuindo o valor final do sistema ao longo dos anos.

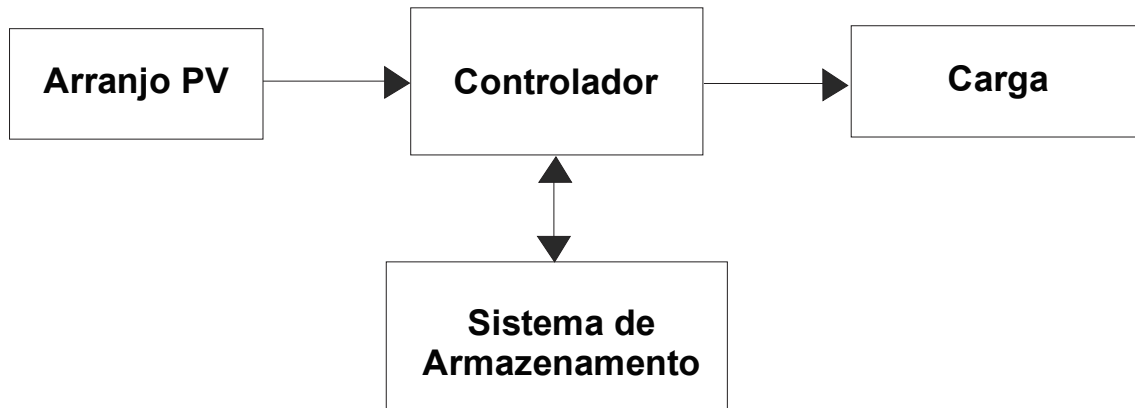
De acordo com [2], existem dois padrões para a instalação de sistemas FV: 1) aproveitando o espaço construído, como telhados e paredes externas; 2) áreas não utilizadas para construção civil ou agricultura. Como esses sistemas não produzem quaisquer tipos de resíduos na geração de energia elétrica, esta produção seria limpa necessitando apenas de manutenções, como limpeza dos painéis, verificação de cabeamento, entre outros fatores externos que podem reduzir a eficiência do sistema. Além disso, existem outras maneiras de aproveitamento da energia solar, podendo ser usado para iluminação natural de ambientes e para o aquecimento térmico de fluídos.

2.2 Aplicações de Sistemas Fotovoltaicos

Aplicações comuns em sistemas FV são de forma autônoma ou interligado à rede. Um esquema inicial para um sistema fotovoltaico é mostrada na Figura 2.2, em que o sistema é formado pelo arranjo FV, um controlador, um sistema de armazenamento e a carga, sendo que o controlador determina se a energia

produzida vai para a carga ou ser armazenada no banco de baterias. Além disso, sempre que não houver produção de energia o controlador usa a energia armazenada para atender a carga.

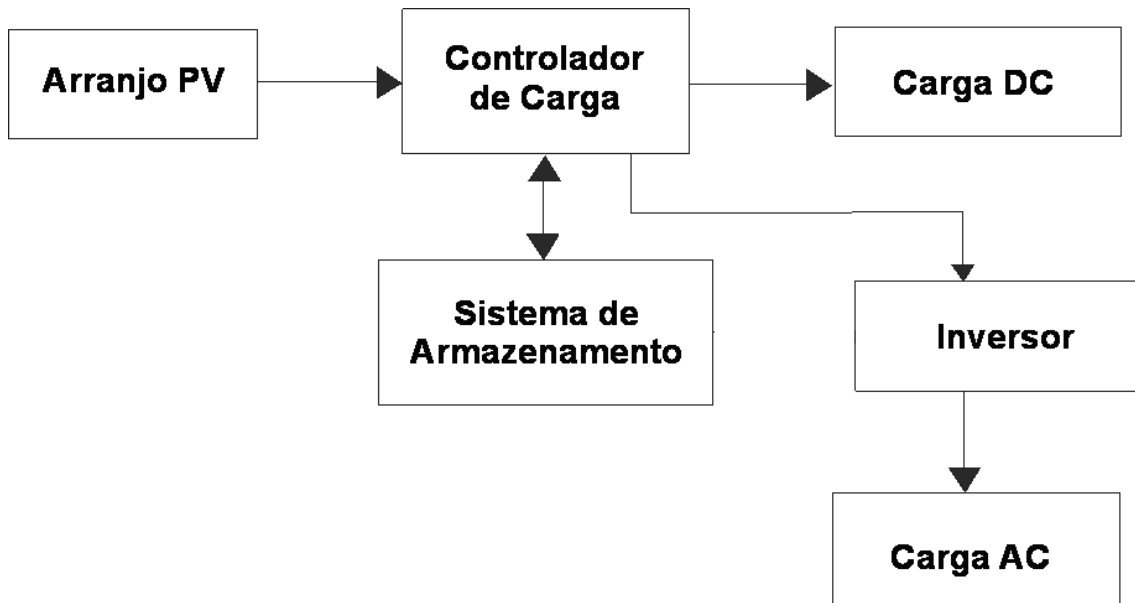
Figura 2.2 – Sistema FV básico.



Fonte: [9]

A primeira forma de aplicação é mais utilizada para áreas remotas, onde não há acesso a uma rede convencional. Este sistema é independente da rede elétrica e utiliza um sistema de baterias, que deve ser utilizado quando a fonte primária não fornece energia suficiente para atender a demanda, ou para a regulação de nível tensão do sistema. Nesse caso, para que as cargas CA possam ser atendidas é necessária a utilização do inversor convertendo a corrente contínua em corrente alternada, como apresentado na Figura 2.2.

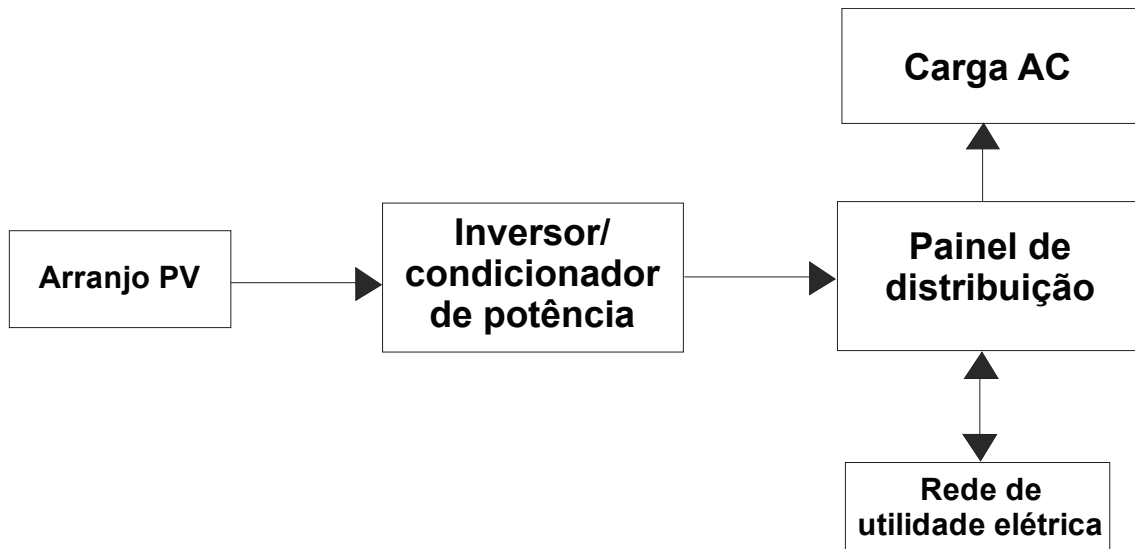
Figura 2.2 – Sistema FV para aplicação autônoma.



Fonte: [9]

O segundo tipo de aplicação mais utilizada é a conexão direta à rede. Nesse caso, a energia produzida pode ser utilizada para atendimento às cargas ou injetada na rede. Um diagrama que representa esse tipo de sistema é o da Figura 2.2.

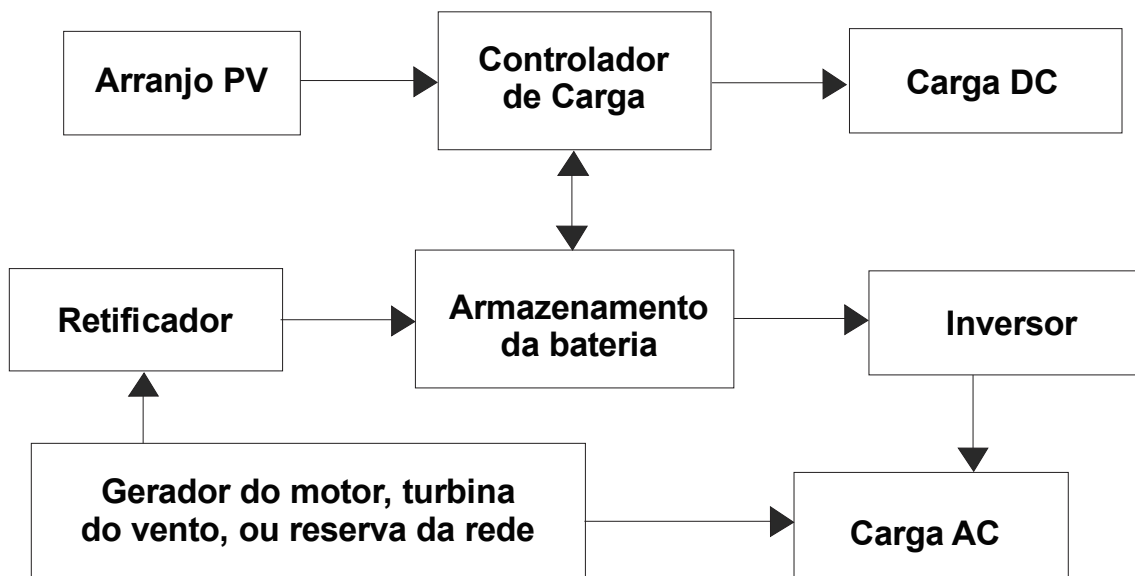
Figura 2.2 – Sistema FV para aplicação conectada à rede.



Fonte: [9]

Outro tipo de sistema existente é o híbrido isolado. Nele tem-se o uso do arranjo fotovoltaico e de mais de um tipo de gerador utilizados no sistema, Figura 2.2. Com esse tipo de sistema também é possível atender a cargas CC e CA.

Figura 2.2 – Sistema híbrido isolado utilizando arranjo FV.



Fonte: [9]

Além dessas aplicações existem outras que também utilizam sistemas FV, alguns exemplos são: carregamento de baterias, bombeamento de água, sistema de comunicações, etc.

2.3 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Relembrando, um sistema fotovoltaico não é formado apenas pelos módulos. O sistema necessita de outros equipamentos, bem como, baterias, controladores de carga e inversores.

A utilização das baterias é para o suprimento da demanda durante a noite ou quando a geração de energia não for o suficiente para atender a carga. Sendo sua principal função armazenar energia em momento em que a geração está maior que o consumo. Outro motivo do uso das baterias é devido a flutuação no sistema FV. Um dos principais tipos de baterias utilizadas para sistemas FV são as de chumbo-ácido, pois são as mais consolidadas no mercado. A capacidade da bateria varia para cada sistema, dependendo do tamanho da carga e do nível de autonomia do sistema.

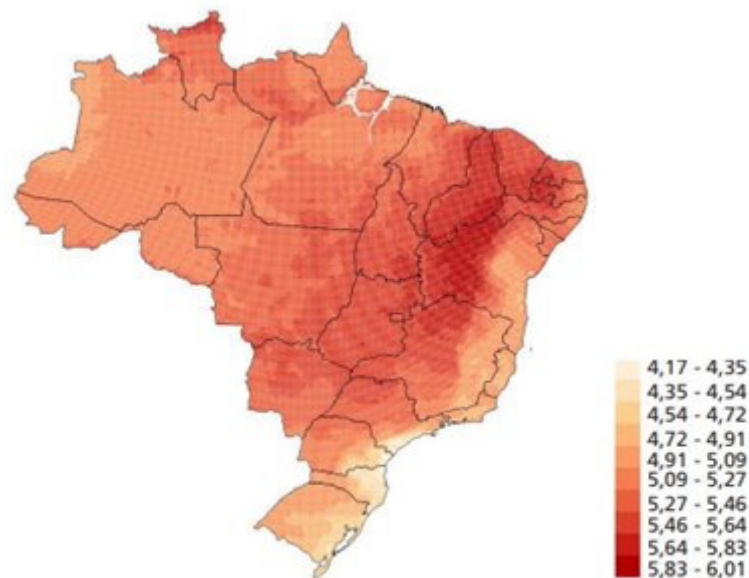
A utilização de inversores no sistema é para a transformação da corrente contínua em corrente alternada, já que a maioria das cargas são em CA [11]. Para evitar sobrecarga nas baterias são utilizados controladores de carga, podendo também desconectar a bateria do sistema como forma de proteção do equipamento. Outra característica do controlador de carga é gerenciar o fluxo de energia para as baterias e carga, sendo os principais modos de operação através da variação máxima e mínimo tensão da bateria ou através da sobrecarga ou sobre-descarga. Os rastreadores, ou seguidores do ponto de máxima potência (MPPT), buscam pelo ponto de maior potência na curva característica de geração FV, fazendo o painel gerar o mais próximo possível do seu ponto de maior eficiência.

2.4 Cenário da Energia Fotovoltaica no Brasil

O Brasil apresenta um alto potencial solar devido à localização geográfica, entretanto quando se trata de aproveitamento dessa fonte, a matriz elétrica

possui menos de 1 % referente a energia solar [12]. A incidência média solar no Brasil apresenta melhores índices principalmente na região Nordeste do país. Estados como Piauí e o oeste da Bahia apresentam os maiores índices médios, como ilustrado na Figura 2.4 [13].

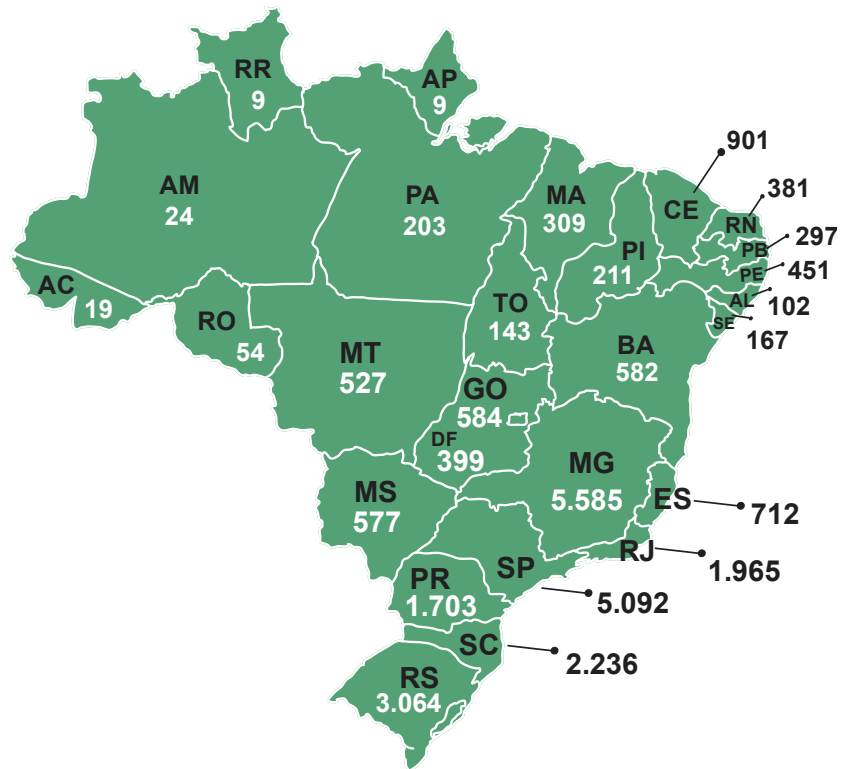
Figura 2.4 – Radiação solar média diário no Brasil.



Fonte: [13]

Decorrente disso, as instalações e conexões de novos sistemas FV vem crescendo, **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, indica a quantidade instalações até o ano de 2018 em cada Estado brasileiro [13]. Atualmente, Minas Gerais e São Paulo, correspondem aos Estados com o maior número de sistemas FV instalados, sendo de 5.585 e 5.092, respectivamente. Em contrapartida, os Estados de Roraima e Amapá são os que possuem o menor número de sistemas instalados com 9 cada.

Figura 2.4 – Instalação e conexão de sistemas FV nos estados brasileiros.



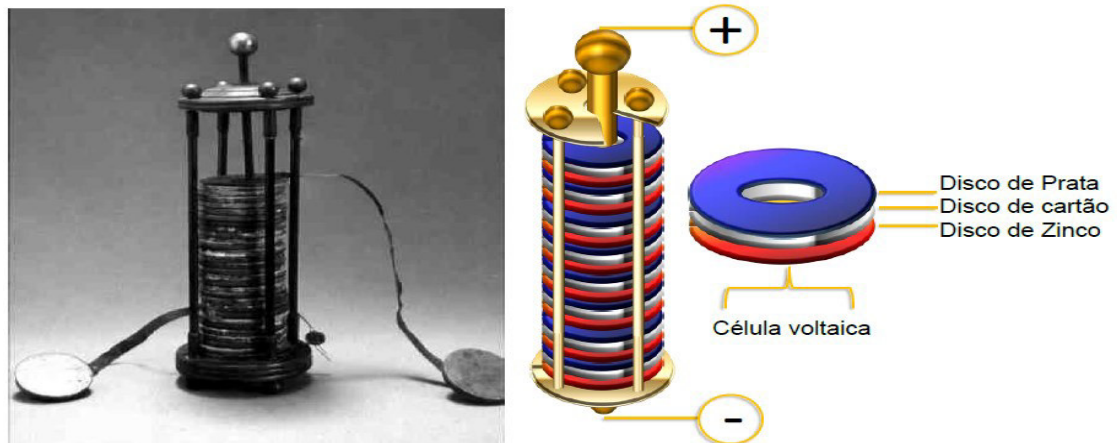
Fonte: Adaptado [13]

Outro fator que demonstra a evolução da energia fotovoltaica no país é o aumento da capacidade instalada (MW) no decorrer dos anos. É possível observar o aumento das energias renováveis na matriz energética, chamando atenção para a eólica e a solar, que apresentam maiores crescimentos no decorrer dos anos.

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Em 1800 o físico italiano Alessandro Volta realizou os primeiros experimentos que deram origem as baterias eletroquímicas. Posteriormente este trabalho ficou conhecido como a “pilha de Volta”. No experimento de Volta, como é conhecido, Alessandro sugeriu que discos de zinco e prata fossem empilhados, sendo intercalados entre eles papeis banhados em água salgada, formando os pares ZAP – Zinco, Prata, condutor, Figura 2.4. Dessa forma, em uma das extremidades ficavam uma placa de zinco e na outra uma de cobre fazendo com que quando em contato com um material condutor a corrente elétrica passasse através deles. A partir disso, foi elaborado o conceito de pilha, sendo um dispositivo formado por dois eletrodos e um eletrólito.

Figura 2.4 – Pilha de Volta



Fonte: [14]

A partir do conceito de pilha foi formulada a definição para baterias, que são um conjunto de pilhas, podendo estas estarem em série ou paralelo.

As baterias, de modo geral, são conhecidas como fontes eletroquímicas capazes de fornecer energia elétrica através da transformação da energia

liberada em uma reação química. A constituição da bateria é dada por um cátodo (parte positiva), um ânodo (parte negativa), um separador poroso e o eletrólito. As baterias químicas são atualmente as mais utilizadas em sistemas elétricos de potência, alguns exemplos são as de chumbo-ácido, íons de lítio, redox de vanádio, etc.

A utilização dos sistemas de armazenamento em microrredes isoladas ocorreu como necessidade de controlar a intermitência e fornecimento ininterrupto de energia [14].

Em sistemas elétricos de potência, aproveita-se os momentos em que a fonte fotovoltaica gera mais energia que o consumo da demanda para armazenar energia em bancos de baterias. Dessa maneira, quando a geração fotovoltaica não conseguir atender a demanda total é utilizada a energia do banco para complementar.

Outra utilização da energia armazenada em banco de baterias através de sistemas renováveis é para venda em momentos que o custo de energia da rede estiver elevado. Outra forma é para a redução da demanda nos períodos de ponta, reduzindo o custo.

De modo geral, as baterias podem ser classificadas quanto ao tipo de reação eletroquímica que ocorre em seu interior, podendo ser:

- Primárias
- Secundárias

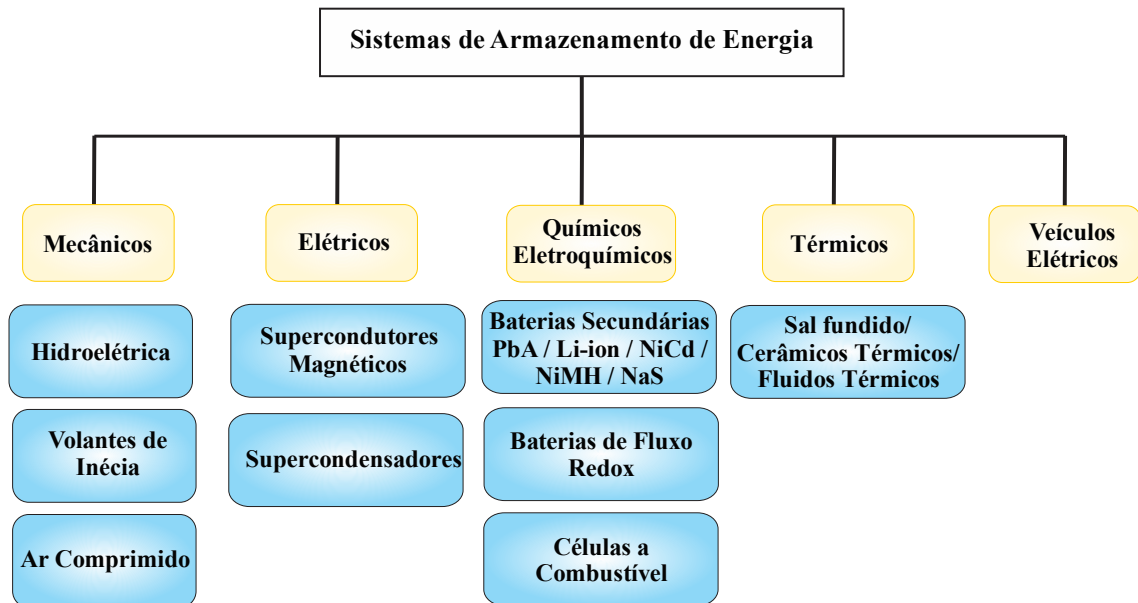
O primeiro grupo é caracterizado por não permitir a inversão das reações eletrolíticas durante a descarga, ou seja, as reações eletroquímicas que ocorrem são irreversíveis. Os reagentes químicos não regressam ao estado inicial, através da passagem da corrente elétrica, após sofrerem o processo de descarga. Portanto, esse é o grupo de baterias que não podem ser recarregadas.

O segundo grupo de baterias não apenas utiliza as reações eletroquímicas para o fornecimento de eletricidade, mas também, através da passagem de corrente elétrica no interior, os reagentes químicos voltam ao estado inicial, ou o mais próximo dele. Assim, elas são consideradas eletricamente invertíveis.

De acordo com [15], os sistemas de armazenamento são classificados com a forma de energia que utilizam (Figura 2.4). Neste trabalho foram utilizados os sistemas de armazenamento químicos/eletroquímicos. Dentro dessa

classificação, existem vários tipos de baterias, como apresentado na Figura 2.4. Cada tecnologia apresenta diferentes características, variando em eficiência energética, densidade de energia, densidade de potência, ciclos de vida e taxas de auto descargas, conforme apresenta a Tabela 3. [16].

Figura 2.4 – Classificação do sistema de armazenamento.



Fonte: [15]

Tipo	Eficiência energética (%)	Densidade Energética (Wh/kg)	Densidade de Potência (W/kg)	Ciclos de Vida (Ciclos)	Auto Descarga
Chumbo Ácido	70-80	20-35	25	200-2000	Baixa
Níquel Cádmio	60-90	40-60	140-180	500-2000	Baixa
Níquel Hidreto Metálico	50-80	60-80	220	<3000	Alta
Íon Lítio	70-85	100-200	360	500-2000	Média
Polímero de Lítio	70	200	250-1000	>1200	Média
Sódio Enxofre	70	120	120	2000	-
Redox Vanádio	80	25	80-150	>16000	Negligenciável
EDLC	95	<50	4000	>50000	Muito alta
Flywheel (Metal)	95	5-30	1000	>20000	Muito alta
Flywheel (Composito)	95	>50	5000	>20000	Muito alta

Tabela 3.1 – Características dos tipos de armazenamento.

Fonte: Adaptado de [16]

Os Sistema de Armazenamento Elétrico (SAE) possuem indicadores de desempenho (

Tabela 3.2) que fornecem aos usuários informações sobre o funcionamento do sistema. Esses indicadores são de extrema importância em análises de banco de baterias, pois permitem a tomada de decisões quanto à melhor estratégia de operação destes dispositivos. Dentre esses indicadores o State of Charge (SoC) e State of Health (SoH) possuem elevado destaque, pois apresentam o estado de carga atual da bateria e a capacidade atual em relação à capacidade nominal, respectivamente.

Indicadores	Descrição
C-Rate	Relação de descarga da bateria comparado a capacidade máxima.
SoH	Capacidade atual frente a capacidade inicial [%].
CycleLifetime	Quantidade teórica máxima de ciclos de carga e descarga.
Taxa de auto descarga	Descarga da energia com o equipamento em standby [%/mês].
Fim de vida	Fim da performance técnica não podendo mais ser utilizado.
Potência	Potência máxima disponível [kW].
Capacidade de Energia	Energia máxima disponível [kWh].
Tempo Resposta	Tempo de reação a um comando e disponibilização da potência [ms].
RampRate	Aumento máximo de potência por unidade de tempo [kW/s]
Eficiência do SAE	Relação entre a energia útil disponível e toda a energia armazenada.
Eficiência RoundTrip	Eficiência do SAE em um ciclo com SoC igual, e com DoD constante.
Disponibilidade	Porcentagem de tempo disponível.
Temperatura	Temperatura da bateria [°C].
Tempo	Tempo desde a instalação [h].
Utilização	Quantidade de ciclos de carregamento.
DoD	Descarga em cada ciclo [%].
SoC	Estado atual do armazenamento do SAE [%].

Tabela 3.2 – Indicadores de desempenho.

Fonte: Adaptado de [17]

Nesta dissertação serão utilizadas como sistema de armazenamento de energia, as baterias de chumbo-ácido para análise do estudo de caso.

3.1 Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido (PbA) se enquadram na categoria de baterias secundárias, pois apresentam reações eletroquímicas reversíveis. As baterias PbA estão presentes no mercado a mais tempo se comparado com as demais, fazendo delas o tipo mais utilizado atualmente no mercado mundial.

Em 1854, o físico alemão Wilhelm Josef Sinsteden, apresentou o primeiro resultado transformando de energia química em elétrica utilizando o chumbo e o ácido sulfúrico. Em 1859, o físico francês Gaston Planté produziu a primeira bateria recarregável de chumbo-ácido submersa em ácido sulfúrico [18]. Posteriormente, outras adaptações foram implementadas no processo de fabricação, operação e ciclagem.

Com o desenvolvimento da tecnologia, equipamentos que necessitam de constante suprimento de energia foram apresentando melhor eficiência. O mesmo ocorreu com as baterias de chumbo-ácido, que tiveram muitas mudanças no decorrer dos anos, devido ao aumento da necessidade do mercado.

Deste modo, começaram a ser utilizadas as ligas de chumbo nas baterias, que são a mistura de diferentes componentes químicos para a criação de um terceiro com características e vantagens de ambos. Um exemplo disso foi a adição de Estibio (Sb), componente químico presente na tabela periódica, nas grades das baterias com propósito de aumentar a resistência mecânica, elevando assim a durabilidade do equipamento.

3.1.1 Composição e Princípios de Funcionamento das Baterias de Chumbo-Ácido

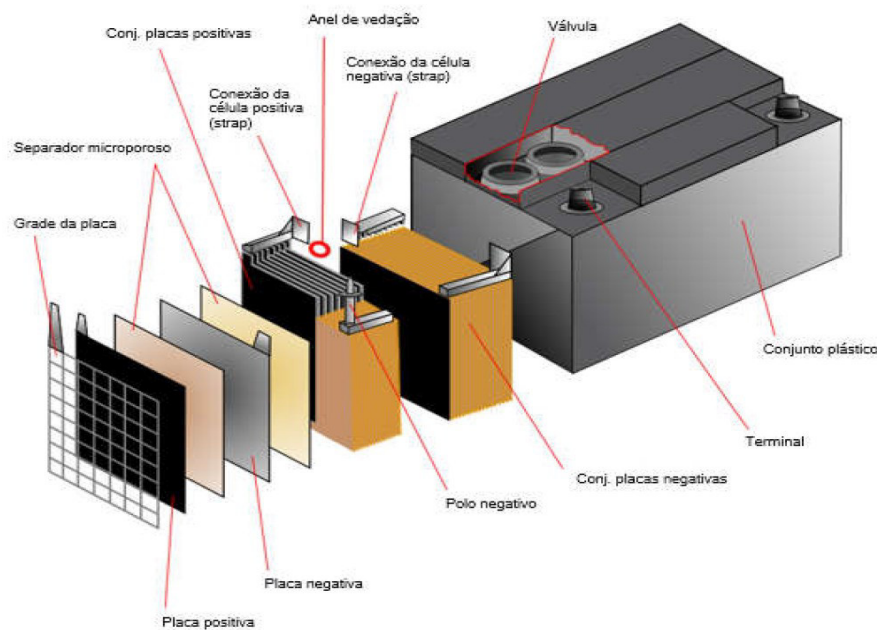
As baterias de Chumbo-Ácido são constituídas pelos seguintes componentes:

- Eletrodos – Cátodo e ânodo
- Eletrólito – Ácido Sulfúrico
- Separador
- Selos

Os eletrodos, ou placas, são formados pelas grades e massa ativa agregada a grade. A massa ativa corresponde aos elementos que participam da transformação de energia química em energia elétrica, fornecendo ou armazenando energia. Nas baterias PbA a massa presente no cátodo é constituída de dióxido de chumbo (PbO_2) e a do ânodo de chumbo (Pb). O eletrólito presente é composto de 1/3 de ácido sulfúrico (H_2SO_4) e 2/3 de água destilada. Como as grades e a massa ativa ficam imersos no eletrólito devem ser quimicamente resistentes a esse composto. A função das placas é de conduzir

a corrente elétrica para os *straps* da bateria, que são pontos de conexão de todas as placas presentes dentro da bateria, fazendo assim com a bateria seka descarregada ou carregada através deles. Entre cada placa há um separador microporoso que permite a transição dos íons, mas que também é resistente ao H_2SO_4 , O_2 e H_2 presentes no eletrólito. Na Figura 3.1 é ilustrado o corte de uma célula de bateria [19].

Figura 3.1 – Corte de uma bateria de Chumbo-Ácido.



Fonte: [19]

Cada célula presente na bateria possui uma tensão nominal de 2,12 V, que pode variar dependendo do estado de carga da bateria e da temperatura a qual ela está submetida. Usualmente, a bateria mais popular no mercado é a composta por 6 células interligadas em série, formando assim 12,72 V, conhecida comumente como uma bateria de 12 V.

No interior da bateria o funcionamento ocorre através da interação entre os dois eletrodos e o eletrólito. Inicialmente, uma bateria completamente carregada, pode ser representada pelo cátodo com PbO_2 , pelo ânodo com Pb e pelo eletrólito com H_2SO_4 , como apresentado na Figura 3.1 que ilustra de forma fictícia o estado inicial da bateria de chumbo-ácido.

Figura 3.1 – Estado da bateria completamente carregada.



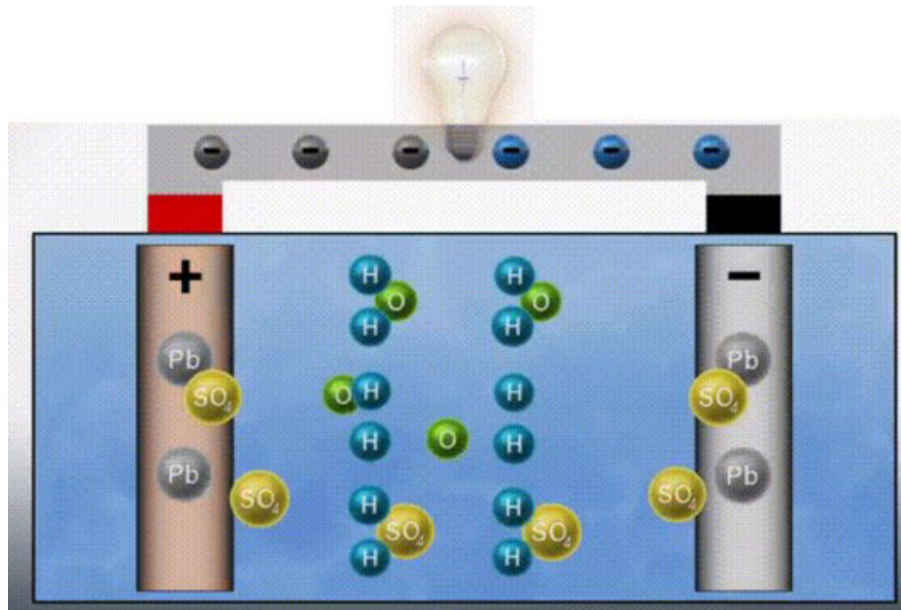
O processo de carga e descarga da bateria obedece à “equação geral dos processos da bateria de chumbo-ácido”, descrita como:



O lado esquerdo de (3) representa o estado inicial da bateria, antes de ser descarregada. Já o lado direito, representa o estado da bateria após ser descarregada, ou seja, o estado que os eletrodos e o eletrólito ficam posteriormente a descarga. Logo, (3) da esquerda para a direita representa o processo de descarga, e da direita para esquerda representa o processo de carga da bateria.

Durante o processo de descarga o ácido sulfúrico reage diretamente com dióxido de chumbo e o chumbo presentes nos eletrodos, atraindo as moléculas de oxigênio do cátodo e “entregando” as moléculas de SO_4 para as duas placas. Como resultado dessa reação no eletrólito fica presente a água (H_2O) e nas placas o sulfato de chumbo (PbSO_4), (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

Figura 3.5 – Processo de descarga da bateria



Durante o processo inverso, o de carregamento da bateria, temos que através da passagem de corrente elétrica o sulfato de chumbo (PbSO_4) presente nos eletrodos é dissociado fazendo com que o SO_4 retorne para o eletrólito e o oxigênio presente no eletrólito volte para o cátodo, fazendo com que todo o sistema retorne ao estado inicial.

É importante ressaltar que no processo de carregamento, o SoC da bateria nunca volta a 100 % do estado de origem, pois ocorrem processos de envelhecimento e fatores de estresse que reduzem a vida útil e a capacidade de carga da bateria. Entretanto, tal situação pode ser retardada através de medidas adicionais quanto à operação das baterias.

3.1.2 Tipos de Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo ácido possuem classificações e tipos, que variam quanto ao design da placa, ao tipo de bateria e tipo do eletrólito presente, como ilustrado a Figura 3.1.2. Outros tipos de baterias são ilustradas em Figura 3.1.2, Figura 3.1.2 e Figura 3.1.2, sendo de baterias, plana, tubular e espiral.

Figura 3.1.2 – Classificação e tipos de baterias de PbA

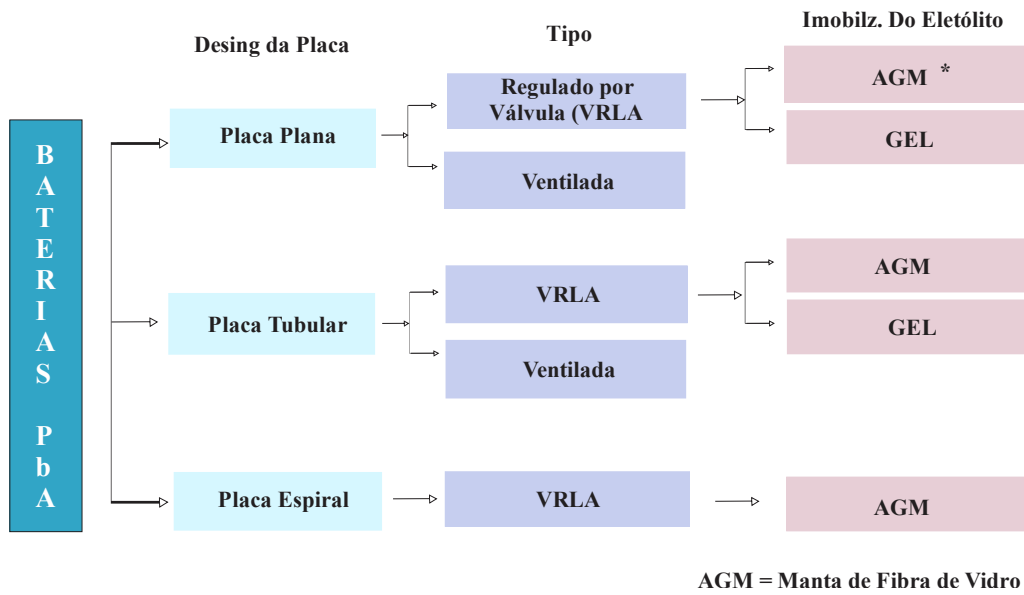


Figura 3.1.2 – Bateria Plana



Figura 3.1.2 – Bateria Tubular



Figura 3.1.2 – Bateria Espiral



As baterias de chumbo ácido variam dependendo da aplicação e da situação as quais elas serão submetidas, sendo assim classificadas de quatro formas: baterias de arranque, baterias estacionárias, baterias tracionarias e baterias de VLRA.

As baterias de arranque, conhecidas também como SLI (*Starting Lighting and Ignition*) ou automotivas. São utilizadas para a combustão interna de motores e para suprimento de energia para a parte elétrica de veículos. Estas baterias são comumente utilizadas em caminhões e ônibus com variação de tamanho para suportar maiores condições de trabalho.

As baterias de arranque são classificadas de duas formas, baterias ventiladas ou baterias seladas. As baterias ventiladas possuem na construção da grade chumbo-antimônio (Pb-Sb), fazendo com que ela perca água mais rapidamente, sendo necessária à sua reposição para resfriamento. O aspecto positivo dessa bateria é que o antimônio facilita na fundição e melhora as propriedades mecânicas da bateria. As baterias seladas têm como características principais a inacessibilidade ao eletrólito da bateria e uma menor perda de água [20].

As baterias tracionarias funcionam em condições mais severas, precisando possuir uma potência, energia e ciclo de vida maiores. O funcionamento delas possui ciclo de descarga profundo e recarga rápida. Algumas alterações na estrutura dessas baterias podem prolongar a sua vida útil, por exemplo placas de maior espessura e massa ativa de alta densidade [20].

As baterias estacionárias são utilizadas como reserva de energia sendo adequadas para uso em *no breaks*, iluminação de emergência ou subestações de energia. São baterias que normalmente ficam conectadas ao componente e

quando este tem o suprimento de energia interrompido passa a ser alimentado pela bateria [20].

Baterias VRLA, baterias reguladas por válvulas, são baterias seladas com baixa necessidade de manutenção e reposição de água, devido as reações químicas internas entre hidrogênio e o oxigênio. São baterias que podem trabalhar em ambientes fechados, com segurança e que possuem um número elevado de ciclos de carga e descarga. Esta bateria pode ser classificada quanto ao tipo de eletrólito, que pode ser de duas maneiras, gel ou AGM.

As baterias a gel são baterias que possuem o eletrólito gelatinoso devido a mistura do eletrólito com dióxido de silício e oxido de alumínio, permitindo que trabalhe em elevadas temperaturas e em regime de vibração. Este tipo de bateria precisa ser carregado de forma lenta para evitar danos às células. Já as baterias AGM (*Absorbed Glass Mat*) possuem o eletrólito misturado com o separador, absorvendo o ácido necessário para a reação. Esta bateria é resistente a baixas temperaturas, possui alta eficiência e baixo nível de auto descarga [20].

3.2 Estimação do Estado de Carga da Bateria

A estimação do estado de carga (SoC) representa, em porcentagem, quanto de energia útil disponível a bateria está disponível. Quando a bateria está completamente carregada, apresenta um SoC de 100 %, em contrapartida, uma bateria completamente descarregada apresenta o SoC 0 %. Esta estimativa auxilia na escolha de estratégias para carga e descarga do sistema de armazenamento, o que traz um impacto na aplicação da bateria [21].

Em meados dos anos 80 surgiram alguns métodos para estimação do SoC. O mais clássico método é o de integração de corrente, que é calculado pela razão entre a capacidade atual e a capacidade nominal da bateria [21]. Neste caso, a capacidade atual é dada pela integral da corrente em relação ao tempo, como segue:

$$SOC = 1 - \frac{\int idt}{C_n} \quad (4)$$

Em que i representa a corrente no instante t ; C_n a capacidade nominal da bateria; t o tempo.

De modo complementar ao estado de carga, é obtido a profundidade de descarga, DoD que também é dado em porcentagem. O DoD representa a quantidade de energia já utilizada pela bateria, após a última carga completa. Com este indicador é possível determinar o quanto de descarga a bateria está sofrendo em cada ciclo. Outros métodos utilizados para estimação do estado de carga das baterias são através do método da espectropia da impedância eletroquímica ou do método da tensão.

O método da espectropia da impedância eletroquímica (EIS) se baseia na resposta da aplicação de um pequeno sinal, usualmente senoidal, realizado em uma ampla faixa de frequência e em vários potenciais. Em [22], foi realizado um estudo usando EIS para medição do estado de carga da bateria de chumbo ácido, em que foi medido a frequência da célula e dependendo da faixa que ela estivesse era realizada uma estimativa do estado de carga da bateria. Através da frequência entre 853 Hz e 351 mHz foi possível estimar a estado de carga da bateria. A determinação do SoC através deste método apresenta a vantagem de não necessitar do conhecimento prévio do SoC inicial [22].

Outro método de estimação é por tensão, logo neste caso a tensão da bateria precisa ser medida em dois instantes, uma em circuito aberto e outra durante o momento de carga ou descarga da bateria. No entanto, este método depende do da temperatura atual, de intervalo de tempo para realização da medição da tensão, da idade e tipo das células das baterias de chumbo ácido. Devido a esses fatores que influenciam no resultado da estimação este método não apresenta grande precisão [21] [22].

3.3 Estimação da Vida Útil de Baterias de Chumbo Ácido

As baterias de chumbo ácido estão constantemente melhorando, alguns exemplos são a otimização da estrutura dos eletrodos que contribuem diretamente para uma melhor distribuição da corrente neles, a busca por novos materiais, massa ativa ou eletrólitos [23]. As pesquisas realizadas buscam melhorar o desempenho da bateria. Dentre algumas das principais características da bateria de chumbo ácido temos o *state of health* – SOH que é definida como

a razão entre a capacidade atual da bateria e a capacidade da bateria quando nova [23]

$$SOH = \frac{C_n}{C_{n0}} \quad (5)$$

A estimativa da vida útil da bateria de chumbo ácido depende de fatores como a corrosão, degradação da massa ativa, perda de material, sulfatação, estratificação e outros fatores, sendo muitos desses processos dependentes entre si.

A estimativa realizada pelos fabricantes varia entre 300 a 2000 ciclos completos dependendo da tecnologia usada, no entanto estes valores consideram condições ideais de uso da bateria e ambientes adequados. Entretanto, trazendo para aspectos reais as condições as quais as baterias são submetidas tendem a ser diferentes das ideias recomendadas pela fabricante, alterando assim a quantidade de ciclos completos que a bateria realiza. Um exemplo de envelhecimento precoce seria uma bateria estacionária operando em flutuação de carga, pois esta tende a envelhecer mais rápido devido a corrosão da grade positiva.

Alguns métodos de estimativa de vida útil das baterias são, de ciclo completo, *cycle rainflow* e um mais específico o método Schiffer. O método de estimação pelo ciclo completo é baseado na quantidade de ciclos completos, carga e descarga, realizado pela bateria. O fim da vida útil é definido quando o número de ciclos alcança a quantidade máxima de ciclos especificada, Z_{IEC} . Matematicamente, o método consiste na adição do ciclo de carga pela bateria e o número de ciclos completos realizados

$$Z_N(t + \Delta t) = Z_N(t) + \frac{|I_{desca_bat}(t)| \cdot \Delta t}{C_N} \quad (6)$$

em que, Z_N é a quantidade de ciclos completos, I_{desca_bat} é o valor absoluto da corrente de descarga e C_N é a capacidade nominal da bateria. Quando $Z_N(t) = Z_{IEC}$ a bateria alcançaria a fim da vida útil [24].

O método “rainflow” é mais complexo e preciso que o anterior. Neste modelo a contagem de ciclos é baseada nos ciclos de carga/descarga, Z_i , correspondentes a cada faixa do DOD por ano, este dividido em m intervalos. Para cada intervalo existe um número de ciclos por falha, C_{Fi} , Figura 3.3. A duração da bateria em ano pode ser calculada como: [24] [31]

$$V_{\text{útil}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{Z_i}{C_{Fi}}} \quad (7)$$

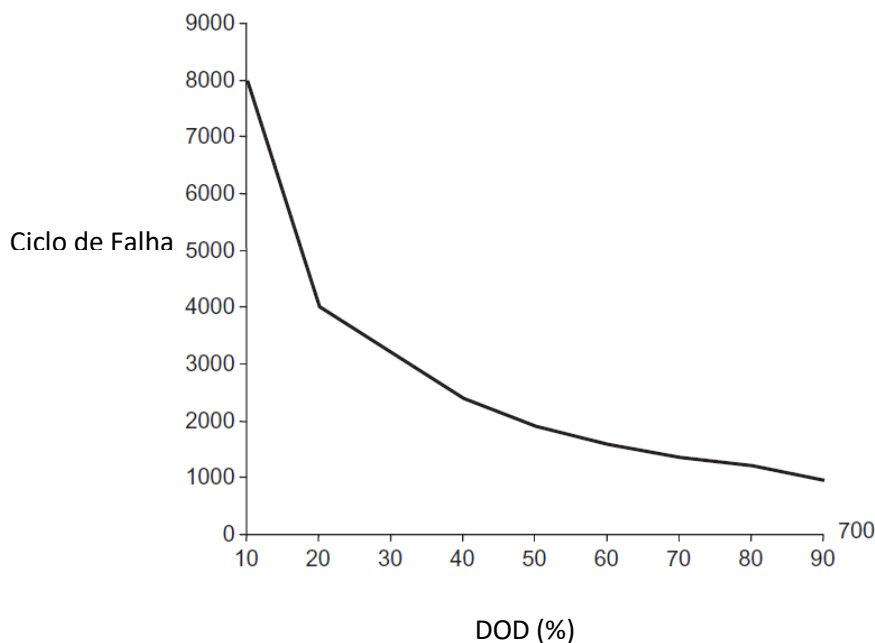


Figura 3.3 – Ciclo de falha vs profundidade de descarga

Para estimação da vida útil considerando sistemas fotovoltaicos o método mais apropriado é o Schiffer, por se tratar de um método mais completo e preciso se comparado com os anteriores. Devido a isso, será utilizado neste trabalho para estimar a vida útil do sistema de armazenamento.

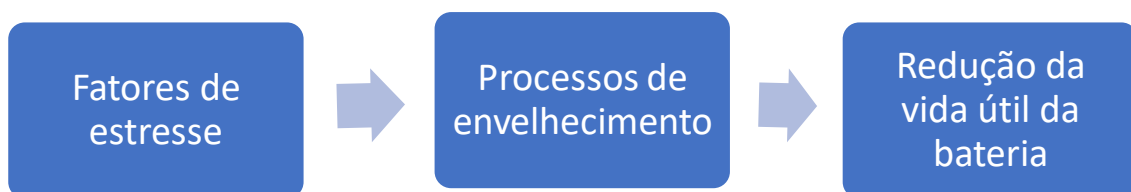
3.3.1 Fatores de Estresse das Baterias

Durante a operação da bateria é natural que o desempenho diminua devido à degradação que ocorre naturalmente. No entanto, o regime de operação e

forma de uso podem acelerar o processo de envelhecimento da bateria. São situações que estão relacionados ao regime de operação da bateria e condições às quais é submetida [17].

O modo que a bateria é utilizada provoca diferentes consequências no seu desempenho de operação. Desta forma, os fatores de estresse desencadeiam os processos de envelhecimento, que são alterações nas características físico-químicas que comprometem o desempenho e vida útil das baterias, Figura 3.3.

Figura 3.3 – Sequência do envelhecimento da bateria.



Dentre os fatores de estresse, os principais são:

- Fator de carga: Corresponde à razão entre a quantidade de ampères-horas (Ah) carregados e descarregados pela bateria. Valores baixos desse parâmetro ocasionam problemas como sulfatação e estratificação do eletrólito. Em contrapartida, valores elevados geram degradação da matéria ativa e corrosão [17]. De acordo com [18], valores usuais estão entre 102% e 130%.

Matematicamente, este fator é representado como segue:

$$CF = \frac{Ah_{charged}}{Ah_{discharged}} = \frac{\int_{t-1}^T i_{(t)} H(i_{(t)}) dt}{\int_{t-1}^T i_{(t)} H(-i_{(t)}) dt} \quad (8)$$

$$H(I_{(t)}) = \begin{cases} 0; i_{(t)} < 0 \\ 1; i_{(t)} \geq 0 \end{cases} \forall t = 1, \dots, T \quad (9)$$

- Quantidade de Ah extraídos: Representa a quantidade de ampères-hora entregues pela bateria ao longo de um período de tempo (tipicamente um ano). Valores típicos deste fator estão 10 e 100 vezes a capacidade nominal. Matematicamente, é representado como:

$$Q_{Ah} = - \frac{\int_{t=0}^T i(t)H(-i(t))dt}{C_{10}} \quad (10)$$

- Maior taxa de descarga: Corresponde à média das maiores correntes de descargas sofrida pela bateria. São considerados os efeitos de altas descargas no processo de envelhecimento da bateria.
- Tempo médio entre cargas completas: É o tempo médio entre duas cargas completas. Quanto maior for esse tempo, mais cristais de sulfato de chumbo irão ser criados no fundo da bateria, fazendo assim com que a capacidade nominal seja reduzida. Além disso, quanto maior o cristal menor a probabilidade de reversão do mesmo em matéria ativa durante o processo de carregamento. De acordo com [26] valores típicos deste fator são entre 0,7 a 10 dias. O tempo médio, em dias, para duas cargas é definido por:

$$t_{cc} = \frac{\int_{t=0}^T H[SOC_{full} - SOC(t)]dt}{\eta_{full}} \quad (11)$$

- Tempo em baixo SoC: Representado pela Equação (12), este fator possui como valor de referência o estado de carga igual a 30 % [27]. Elevados períodos de tempo com um baixo estado de carga (menor do que 30%) prejudicam o funcionamento da bateria, acelerando o processo de sulfatação.

$$t_{lowSOC} = 100 \left(\frac{\int_{t=0}^T H(0,3 - SOC(t)) dt}{T} \right) \quad (12)$$

- Ciclagem parcial: A operação real da bateria proporciona a existência de microciclos de carga/descarga em regiões de SoC intermediário. Microciclos em baixo SoC tendem a ser mais severos. Portanto, este fator de estresses avalia o impacto dos microciclos em diferentes regiões de SoC, como apresentado na Tabela 3.1.1 [9]. Cada região dada na Tabela 3.1.1 possui um fator de ponderação, quanto menor o SoC maior este fator. Os valores usuais para este fator estão entre 20 % e 70 %. O procedimento de cálculo do impacto dos microciclos que ocorrem na região A. O mesmo procedimento deve ser realizado para cada uma das cinco regiões descritas na Tabela 3.1.1.

Tabela 3.1 – Regiões de ciclagem parcial [9].

Região	Intervalo de SoC (%)
A	85-100
B	70-85
C	55-70
D	40-55
E	0-40

$$A = \frac{\int_{t=0}^T i_{bat} H(SOC(t) - 0,85) H(1 - SOC(t)) H(-T_{bat}) dt}{\int_{t=0}^T I_{bat} H(-I_{bat}) dt} * 100\% \quad (13)$$

$$CP = \frac{(A*1 + B*2 + C*3 + D*4 + E*5)}{5} \quad (14)$$

- Temperatura: A temperatura tem uma importância muito significativa na vida útil da bateria. Estima-se que a cada 10 °C adicionados, a vida útil reduz cerca de 50 %.

3.3.2 Processos de Envelhecimento

À medida em que os fatores de estresse se intensificam nas baterias, os processos de envelhecimento se aceleram. Estes processos alteram diretamente as características físico-químicas da bateria de chumbo-ácido, alterando propriedades básicas tais como capacidade nominal e vida útil [27].

Os principais processos de envelhecimento são:

- Corrosão da placa positiva: A corrosão acontece quando há conversão do chumbo, presente na grade positiva do eletrodo, em diferentes óxidos de chumbos. Estes óxidos de chumbos acumulam-se na grade reduzindo a condutividade e aumentando a resistência entre a grade e a matéria ativa. Isso resulta no aumento do estresse mecânico (dado que os óxidos de chumbo apresentam volume maior do que o eletrólito) e perda de até 20 % da capacidade nominal da bateria [27].
- Estratificação do ácido: Acelera o envelhecimento da bateria, pois ocorre por causa da diferença de densidade do eletrólito devido as baterias estarem estáticas. O fato de as baterias estarem paradas faz com que o haja uma diferença de concentração do ácido no eletrólito, concentrando uma menor densidade na parte superior. Com isso, o processo de carga da bateria tende a se concentrar na parte superior do eletrólito, pois possui menor densidade e menor potencial e o processo de descarga tende a se concentrar na parte inferior da bateria, parte de maior densidade. Conseqüentemente, a parte inferior do eletrodo fica com SoC menor que a parte superior, acelerando o processo de sulfatação e reduzindo o estado de carga em até 30 % [27].
- Sulfatação: Durante o processo de descarga da bateria de chumbo-ácido, há criação natural de cristais de sulfato de chumbo (PbSO_4)

em ambos os eletrodos. No entanto, durante o processo de carga estes cristais são convertidos novamente em matéria ativa, voltando para cada eletrodo correspondente. O problema da sulfatação acontece quando esses cristais não são completamente dissolvidos durante o processo de carga e se acumulam no fundo do vaso. Com isso a cada ciclo de carga e descarga estes cristais aumentam e tendem a se acumularem onde já existem outros cristais, aumentando o volume total e tornando processo de dissolução irreversível. Longos períodos em baixo SoC aumentam a criação de cristais, que reduzem a capacidade nominal da bateria e aumentam a resistência elétrica [27].

- Gaseificação: Considerado como o efeito secundário mais relevante no processo de envelhecimento, a gaseificação aumenta a corrente com o aumento da tensão nas células. Como consequência ocorre o aumento da temperatura, que reduz a vida útil das baterias [27].
- Degradação da massa ativa: A degradação da massa ativa ocorre quando o eletrodo positivo sofre mudanças estruturais e de composição, ocasionando a perda de material, quando se desprende e deposita no fundo do eletrólito [27].

Todos esses processos são prejudiciais à bateria, fazendo com que a sua vida útil seja reduzida, refletindo em custos adicionais de O&M de todo o sistema.

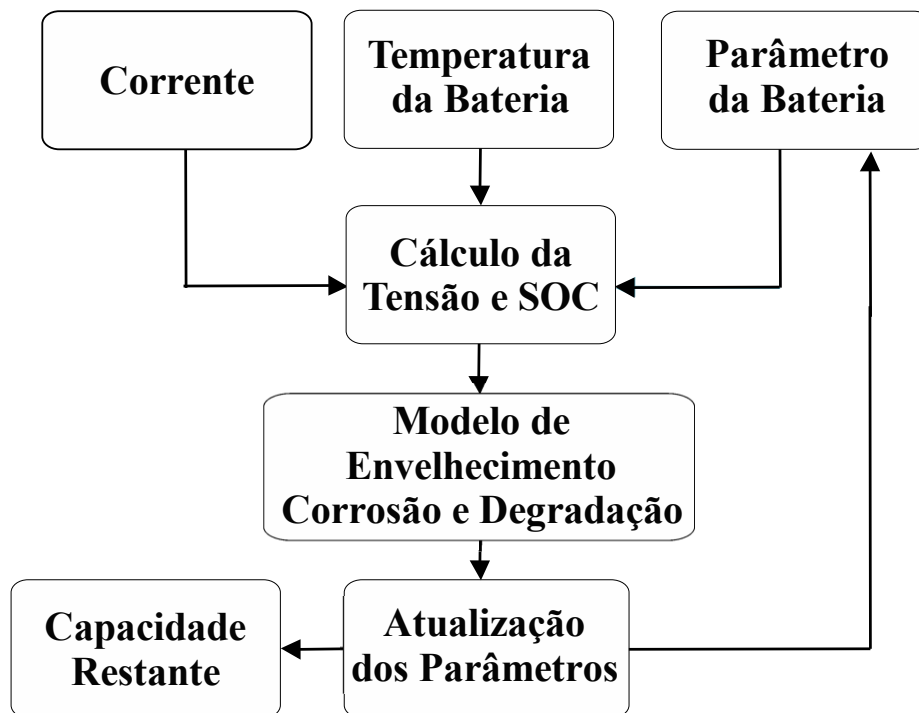
3.3.3 Método Schiffer

O modelo Schiffer, de forma sintetizada, apresenta uma estimativa sobre as condições atuais de desempenho das baterias, considerando os fatores de estresse e processo de envelhecimento. Para estudo de estimação da vida útil das baterias, existem três modelos que podem ser utilizados: processos físico-químicos, Ah ponderado e os modelos orientados a eventos. Cada estudo apresenta graus de precisão e modelos matemáticos diferentes. O método Schiffer se enquadra no modelo Ah ponderado, que possui um grau de precisão, complexidade e custo computacional em nível médio [26 - 30].

Na Figura 3.3 é ilustrado um fluxograma simplificado do modelo Schiffer [27] no qual, o fator de ponderação é igual a um, e à medida que a bateria vai sendo utilizada este fator vai sendo incrementando. Dentro deste modelo os principais processos de envelhecimento considerados são: corrosão da placa positiva e degradação da matéria ativa.

Entretanto, outros processos são considerados de forma secundária, entre eles: grandes períodos entre cargas completas, ciclagem com SoC em baixo percentual, elevadas temperaturas, estratificação do ácido e gaseificação. Cada um desses efeitos foi modelado empiricamente com expressões matemáticas que são utilizadas para determinar a capacidade restante da bateria [27].

Figura 3.3 – Diagrama simplificado do modelo Schiffer [27].



Seguindo o fluxograma, inicialmente são considerados a corrente, temperatura e parâmetros da bateria, para calcular a tensão e o estado de carga atuais. Após esse cálculo, são determinados os graus de corrosão e degradação, posteriormente os parâmetros são atualizados e por fim determinado a capacidade remanescente.

De acordo com a norma IEEE 1188a-2014, uma bateria é considerada em condições de uso quando ela pode entregar um estado de carga acima de 80%

da capacidade nominal [26, 28, 29]. A formulação matemática do método Schiffer, pode ser expresso como:

$$U(t) = U_0 - g \cdot DoD(t) + \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \quad (15)$$

$$U(t) = U_0 - g \cdot DoD(t) + \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0$$

$$I_{gas} = \frac{C_N}{100Ah} \cdot I_{gas,0} \cdot e^{(c_u \cdot (U - U_{gas,0}) + c_T \cdot (T - T_{gas,0}))} \quad (16)$$

$$SoC(t) = SoC(0) + \int_0^t \frac{I(t) - I_{gas}(t)}{C_N} dt \quad (17)$$

Na Equação (15) $U[V]$: representa a tensão terminal da célula, $U_0[V]$: é a tensão da célula em circuito aberto com a bateria completamente carregada, $g[V]$: constante de proporcionalidade do eletrólito, ρ_c/ρ_d : $[\Omega \text{ Ah}]$ são resistências internas, M_c/M_d : coeficientes de sobretensão de transferência de carga C_c/C_d : capacidade de normalização C_N capacidade nominal. Sendo os índices 'c' (carregando) e 'd' (descarregando) [23].

A Equação (16) representa a corrente de gaseificação normalizada das baterias para uma capacidade nominal de 100 Ah e que aumenta proporcionalmente com o aumento da resistência interna. $U_{gas,0}$: tensão nominal da bateria e $T_{gas,0}$: temperatura nominal. C_u e C_t são, respectivamente, coeficientes de tensão e temperatura. T é a temperatura da bateria [27].

A Equação (17) apresenta o cálculo do estado de carga da bateria considerando os efeitos da parcela da corrente que resulta em gaseificação do eletrólito – $I_{gas}(t)$. O SoC igual a 1 implica dizer que todos os cristais de sulfato que contribuem para o processo de carga e descarga são convertidos completamente de volta para seus eletrodos [27].

Dentre os processos de envelhecimento, a corrosão está presente apenas no eletrodo positivo, por isso a formulação matemática apresentada nas

Equações (18) a (22) trata apenas da tensão de corrosão da placa positiva. A equação (18) mostra a tensão de corrosão, (19) a resistência da camada de corrosão, (20) perda da capacidade devido a corrosão e as Equações (21) e (22) calculam a variação da camada de corrosão, onde ΔW é a variação sofrida pela camada de corrosão. A Equação (22) é uma representação da Lei de Arrhenius para incluir os efeitos da temperatura sobre a degradação da bateria [27].

$$U_{corr}(t) = U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \quad (18)$$

$$U_{corr}(t) = U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0$$

$$\rho_{corr}(t) = \rho_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \quad (19)$$

$$C_{corr}(t) = C_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \quad (20)$$

$$\Delta w(t) = k_s \cdot x^{0,6}, x = \left(\frac{\Delta w(t - \Delta t)}{k_s} \right)^{1/0,6} + \Delta t, \forall U_{corr} < 1,74 \quad (21)$$

$$\Delta w(t) = \Delta w(t - 1) + k_s \cdot \Delta t, \forall U_{corr} \geq 1,74$$

$$k_s(U_{corr}, T) = k(U_{corr}) \cdot e^{[k_{s,T}(T - T_{corr0})]}, k_{s,T} = \frac{\ln(2)}{15} \quad (22)$$

Além da corrosão, outro efeito considerado no método Schiffer é a degradação das baterias. A Equação (23) indica a diminuição da capacidade da bateria devido aos efeitos da degradação, onde C_{deg} é a redução da capacidade devido a degradação, $C_{deglimite}$ é o efeito máximo da degradação sobre a capacidade restante da bateria.

A Equação (24) corresponde à quantidade ponderada de ciclos, onde Z_w é o número de ciclos ponderados, f_{SoC} é o fator de influência do SoC no ciclo, f_{acid} é a influência da estratificação do ácido no ciclo.

A Equação (25) representa a influência da degradação sobre o SoC, onde $c_{SoC,0}$ representa o impacto sofrido pela bateria quando o SoC = 0 e $c_{SoC,min}$ com o SoC no mínimo.

A Equação (26) representa o número de cargas consideradas ruins, que são cargas que não atingem a porcentagem mínima para serem consideradas cargas completas, onde n é o número de ciclos ruins.

A Equação (27) é o fator de corrente utilizada na Equação (25), a Equação (27) representa o impacto da estratificação do ácido sobre a matéria ativa.

A Equação (28) é um fator utilizado na Equação (27). As equações (30) e (31) representam o crescimento e redução da estratificação, respectivamente.

A Equação (32) é o fator de redução da estratificação através da gaseificação e a Equação (33) representa a redução da estratificação a partir da difusão do eletrólito, onde D é a constante de difusão do eletrólito [27].

Utilizando essas Equações é estimada a capacidade restante da bateria, como mostrado na Equação (34).

$$C_{deg}(t) = C_{deg,limite} \cdot e^{-5 \cdot [1 - \frac{Z_w(t)}{1,6 \cdot Z_{IEC}}]} \quad (23)$$

$$Z_w(t) = \frac{1}{C_N} \cdot \int_0^t |I_d(t)| \cdot f_{SoC}(t) \cdot f_{acid}(t) dt \quad (24)$$

$$f_{SoC}(t) = \begin{cases} 1 \rightarrow (\text{carregamento_pleno}) \\ 1 + [c_{SoC,0} + c_{SoC,min} (1 - SoC_{min}(t) |_{t_0}^t)] \cdot f_i(I, n) \cdot \Delta t_{SoC} \rightarrow (\text{caso_contrário}) \end{cases} \quad (25)$$

$$n(t+1) = \begin{cases} n(t), \forall SoC < 0,9 \\ n(t) + \frac{0,0025 - (0,95 - SoC(t))^2}{0,0025}, \forall 0,9 \geq SoC \geq 0,9999 \\ 0, \forall SoC \geq 0,9999 \end{cases} \quad (26)$$

$$f_i(I, n) = \sqrt{\frac{I_{ref}}{I}} \cdot \sqrt[3]{e^{\frac{n}{3,6}}} \quad (27)$$

$$f_{acid}(t) = 1 + f_{st}(t) \cdot \sqrt{\frac{I_{ref}}{|I|}} \quad (28)$$

$$f_{st}(t+1) = f_{st}(t) + [f_+(t) - f_-(t)] \cdot \Delta t \quad (29)$$

$$f_+(t) = c_+ (1 - SoC_{min} |_{t_0}^t) \cdot e^{(-3 \cdot f_{st}(t))} \cdot \frac{|I_d(t)|}{I_{ref}} \quad (30)$$

$$f_-(t) = f_{-,gas}(t) + f_{-,dif}(t) \quad (31)$$

$$f_{-,gas}(t) = c_- \cdot \sqrt{\frac{100Ah}{C_N}} \cdot \frac{I_{gas}(t)}{I_{gas0}} \cdot e^{[c_u \cdot (U_{cell}(t) - U_{ref}) + c_T \cdot (T - T_{as0})]} \quad (32)$$

$$f_{-,dif}(t) = \frac{8D}{z^2} \cdot f_{st}(t) \cdot 2^{(T-20^\circ C)/10K} \quad (33)$$

$$C_{res\ tan\ te}(t) = C_d(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad (34)$$

Por fim, este modelo apresenta uma estimativa mais realista sobre a durabilidade das baterias de chumbo-ácido, considerando as diferentes formas de operação e condições a quais elas são submetidas.

A Tabela 3.2 apresenta os parâmetros utilizados no método Schiffer para aplicações envolvendo fonte fotovoltaica.

Tabela 3.2 – Parâmetros utilizados no método Schiffer [27].

Parâmetro	Descrição	Valor
C_N	Capacidade nominal	54 Ah
Z_{IEC}	Número de ciclos em condição padrão	600
L	Vida útil em regime de flutuação	10 anos
U_O	Tensão com carga total de circuito aberto	2.1 V
G	Gradiente de mudança no OCV com estado de carga	0.076 V
ρ_C/ρ_d	Efeito da resistência interna	0,42 Ω Ah/0,699 Ω /Ah
M_c/M_d	Resistência que representa o processo de transferência de carga que depende do SOC	0,888/0,0464
C_c/C_d	Capacidade normalizada da bateria	1,001/1,75
I_{ref}	Corrente de referência normalizada para o fator de corrente	- 55 A
z	Altura da bateria	20 cm
$U_{corr,0}$	Tensão de corrosão da bateria totalmente carregada sem fluxo de corrente	1,75
$I_{gas,0}$	Corrente de gaseificação normalizada por U e T	20 mA
c_u	Coefficiente de tensão da corrente de gaseificação	11 V ⁻¹
c_T	Coefficiente de temperatura da corrente de gaseificação	0,06 K ⁻¹
$U_{gas,0}$	Tensão nominal de gaseificação	2,23 V
$T_{corr,0}/T_{corr,0}$	Temperatura nominal de gaseificação e corrosão	298 K
$k_{s,T}$	Coefficiente de temperatura da velocidade de corrosão	$\ln(2)/15$ K ⁻¹
$c_{soc,0}$	Constante de inclinação do fator do SOC	$6,614 \cdot 10^{-5} h^{-1}$
$c_{soc,min}$	Impacto do SOC mínimo no fator do SOC	$3,307 \cdot 10^{-3} h^{-1}$
SOC_{limit}	Mínimo estado de carga para maus carregamentos	0,9
SOC_{ref}	Estado de carga referência para maus carregamentos	0,95
c_{plus}	Fator de incremento na estratificação do ácido	1/30
c_{minus}	Fator de decremento na estratificação do ácido com gaseificação	0,1
U_{ref}	Tensão de referência para decremento de estratificação do ácido	2,5 V
$U_{aciddec}$	Tensão no qual a gaseificação inicia a remover a estratificação do ácido	2,3 V
D	Constante de difusão do ácido sulfúrico	$20 \cdot 10^{-9} m^2 s^{-1}$
c_z	Expoente para cálculo da perda de capacidade devido a degradação	5
z_o	Coefficiente do número de cristais de sulfatos	$2,961 \cdot 10^{11} cm^{-3}$

3.4 Novos Desenvolvimentos e Aplicações para Baterias de Chumbo-Ácido

3.4.1 Baterias de Chumbo-Ácido Avançadas

Um dos aprimoramentos nas baterias de chumbo-ácido é a adição de carbono no eletrodo negativo. O resultado dessa inovação é a bateria tipo PbC – Chumbo Carbono ou também conhecida como chumbo ácida avançada. Neste novo modelo é adicionado carbono nas placas com o objetivo de reduzir o desgaste da bateria e permitir que trabalhe em maiores taxas de carga e descarga. Como comentado anteriormente, o estado de carga parcial prejudica principalmente esse componente da bateria de chumbo ácido, dessa forma a adição de carbono neste eletrodo pode aumentar significativamente a vida útil da bateria, retardando o processo de sulfatação [32].

De acordo com [32], os carbonos estudados mundialmente com esse intuito são os carbonos grafites, ativados e negros de fumo. Grande parte das pesquisas adicionam entre 0% a 2,0% de carbono no material ativo e o tipo de tecnologia utilizadas são as baterias VRLA.

Existem duas teorias que explicam o efeito do carbono no material ativo que justificam os benefícios trazidos por ele na vida útil da bateria.

De acordo com [32], a presença do carbono no material ativo faz com que os cristais formados no processo de descarga possuam tamanhos menores, facilitando a dissolução deles durante o processo de carregamento da bateria, dessa forma reduzindo o processo de sulfatação da bateria. Além disso, a alta condutividade do carbono aumenta a superfície eletroquímica, onde ocorre as reações de carga, melhorando a eficiência no processo de carga do eletrodo negativo.

A segunda teoria é descrita em [32] a adição de carbono no eletrodo negativo cria um efeito super capacitivo no interior da bateria, facilitando a liberação e absorção de energia em um curto espaço de tempo. Segundo [32], a capacitância da placa positiva gira em torno de 40-60 $\mu\text{F}\cdot\text{cm}^{-2}$ e a capacitância da placa negativa é de 17 $\mu\text{F}\cdot\text{cm}^{-2}$, dessa forma a adição de carbono no material

negativo aumenta a capacitância no eletrodo negativo devido à alta área superficial.

É possível perceber que a adição de carbono em bateria de chumbo-ácido possui efeitos benéficos no âmbito do desempenho e durabilidade da bateria, quando estão submetidas a modo de operações em estado parcial de carga. No entanto, alguns pontos ainda merecem estudos mais detalhados para que os contra efeitos da adição do carbono não acarretem em problemas para o equipamento.

A aplicação ideal para esse tipo de bateria é em sistemas elétricos de potência, onde o peso e o volume não são um fator limitante, além de funcionarem melhor em sistema que trabalham em estado de carga parcial e possuem rápidas recargas.

3.4.2 Outros Aspectos Construtivos

Afim de contornar os problemas decorrentes das novas aplicações das baterias de chumbo-ácido, outras soluções têm sido propostas, tais como ultrabaterias, baterias híbridas ou baterias de chumbo ácido 'bipolar'.

A ultrabateria é um equipamento híbrido formado pela união de uma bateria de chumbo ácido e de um capacitor assimétrico, onde ambos são embebecidos em uma mesma célula, ou seja, um de seus eletrodos é formado por PbO_2 e o outro é formado pela combinação em paralelo de Pb e eletrodo capacitor.

Dessa forma, a ultrabateria é capaz de ser usada em modos de operação que seriam inadequados para a bateria de chumbo ácido tradicionais, como em estado de carga parcial e elevada taxa de carga e descarga. Em [31], foram realizados teste com ultrabaterias e notado que ela possui uma melhor característica de fornecimento e absorção de energia, podendo trabalhar em faixas maiores de profundidade de descarga se comparada com as de chumbo ácido tradicionais. Além disso foi constatado superioridade na quantidade de ciclos e maior durabilidade em condições parciais de estado de carga.

A bateria bipolar tem sido estudada a mais tempo, no entanto recentemente ela vem apresentando resultados promissores tecnicamente e comercialmente.

3.4.3 Novas Aplicações – Veículos Elétricos

Com o avanço do mercado industrial faz-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias para as baterias de chumbo-ácido. A indústria automotiva caminha para um futuro onde acha um menor consumo de combustíveis fósseis, visando reduzir a emissão de poluentes na atmosfera. Dessa maneira, o uso de baterias em carros elétricos vem se tornando cada vez mais comum. No entanto, tradicionalmente as baterias de chumbo ácido utilizadas em automóveis são projetadas para o suprimento elétrico do carro no momento da partida do veículo, permitindo que ela trabalhe repetidas vezes. O desgaste neste caso ocorre de forma gradual e lenta, permitindo o funcionamento dela por um longo período.

Com o avanço desse setor o uso das baterias deixou de ser apenas no momento da partida dos veículos, passando a ser a força motriz para o carro elétrico. Dessa forma, o modo de operação da bateria passou a ter altas taxas de estado de carga parcial, o que reduz a performance e duração da bateria, caso ela não esteja adequada para este modo de operação.

Como a utilização das baterias em veículos elétricos mais contínuas pesquisas visam aprimorar o uso das baterias de chumbo ácido em carros elétricos devido ao maior conhecimento sobre elas, com procedimentos de carregamento mais rápidos ou de mais durabilidade da bateria de chumbo ácido.

Existe um grande esforço em pesquisas para o aprimoramento das baterias de chumbo ácido, em busca de novas aplicações. Pesquisas de novos designs de baterias VRLA são um exemplo, pois estas podem melhor se adequarem aos requisitos necessários para novas aplicações em estado de carga parcial [31].

Problemas semelhantes acontecem com o sistema de armazenamento em microrredes, especialmente quando há grande penetração de fontes renováveis como a solar fotovoltaica, portanto, muito dos estudos voltados para o setor automotivo podem contribuir para o avanço de baterias usadas em sistemas elétricos.

3.5 Comparativo entre as Baterias de Chumbo-Ácido e outras Tecnologias de Armazenamento

Além da bateria de chumbo-ácido avançada já citada anteriormente, existem outras tecnologias que podem ser comparadas com a bateria de chumbo-ácido. Algumas delas são, as baterias de íons de lítio (Li-on), as baterias de níquel-cádmio (NiCd), níquel-ferro, bateria de sódio enxofre, bateria de fluxo redox, entre outras tecnologias.

3.5.1 Baterias de Lítio

A tecnologia da bateria de lítio é mais recente que a de chumbo-ácido, sua pesquisa teve início no final da década 1950. Esta bateria possui baixa auto-descarga, o que é um ponto favorável quando se trata de bateria estocadas. Com sucessivos estudos a densidade energética da bateria li-on aumento de 75 Wh/kg para 200 Wh/kg e uma melhora na eficiência para até 97%.

A estrutura dessa bateria é feita por um cátodo de metal com lítio, um ânodo composto de camadas de carbono grafitico e um eletrólito de sais de lítio sendo estes dissolvidos em carbonatos orgânicos. No processo de carga e descarga a transferência de carga ocorre através circulação dos íons através do eletrólito e dos elétrons através de um condutor externo ligado aos terminais da célula. Durante o processo de carga da bateria os íons de lítio se movem do cátodo para o ânodo, já no processo de descarga, ocorre a circulação inversa, os íons se movem do ânodo para o cátodo.

O ciclo de vida das baterias de lítio varia de acordo com o tipo de tecnologia empregada, podendo variar de 200 a 25000 ciclos de vida e o seu custo está entre 250 a 2200 US\$/KWh. Vale ressaltar que quanto maior a densidade energética e ciclos de vida a bateria possuir maior será o seu custo.

Dentre as principais vantagens da bateria de lítio podemos citar a alta densidade de energia, tolerância elevados picos de corrente, baixo tempo de recarga, elevada eficiência, não emite gases e bom desempenho em aplicações que exigem ciclagem parcial. No entanto, são baterias que apresentam maiores riscos de explosão precisando de um maior investimento em segurança, além de

possuírem alto custo e precisam ter sua tecnologia mais amadurecida. O desenvolvimento desta tecnologia acarretará em boas aplicações para os projetos de rede elétrica, seja nas áreas de geração, transmissão, distribuição ou demanda.

3.5.2 Baterias de Níquel-Cádmio e Níquel-Ferro

A bateria de níquel-cádmio (NiCd) possui um nível de maturidade e popularidade próximo ao da bateria de chumbo-ácido, devido a serem utilizadas em pequenos aparelhos eletroeletrônicos. A composição da bateria de níquel-cádmio pode ser de duas formas, usando placas compactas ou placas sintetizadas, diferenciando-se pela forma que o material ativo é colocado. A bateria de níquel-cádmio é formada por hidróxido de níquel no eletrodo positivo e hidróxido de cádmio no eletrodo negativo.

A densidade energética dessa bateria varia entre 50 Wh/kg a 75 Wh/kg, com físico robusto, de baixa manutenção e alta confiabilidade. A ciclagem dessa bateria varia entre 2000 a 2500 ciclos, o que representam uma quantidade pequena se comparada com as anteriores, outro motivo que dificultou o maior uso delas são o elevado custo, aproximadamente US\$ 1000/kWh. Outros aspectos negativos são com relação ao perigo que o cádmio exerce, esse elemento químico é considerado um metal pesado por isso necessita de uma melhor forma de descarte, e o efeito memória, que faz com que essa bateria precise de uma operação de carga e descarga completo.

A bateria de níquel-cádmio possui algumas modificações quanto aos elementos químicos usados, dentre elas tem-se a bateria de níquel-ferro. Nesse caso há substituição do cádmio pelo ferro, buscando reduzir o custo do equipamento. Esta bateria, quando usada para operações estacionárias, tende a ter vida útil de até 20 anos devido a resiliência à sobrecargas e vibrações. Esta tecnologia apresenta como vantagem alta durabilidade, no entanto, sua densidade energética de 50 Wh/kg, a alta taxa de descarga e o elevado custo contrapõem para o uso dessa tecnologia.

3.5.3 Bateria de Sódio Enxofre (NaS)

Esta tecnologia, conhecida por usar sal fundido como eletrólito, é composta por materiais perigosos que se em contato com água podem se tornar combustíveis, por isso a constituição dela considera elevada segurança contra incêndio. A bateria de sódio enxofre possui autonomia superior a 5 horas, por isso são ideais para demandas com longo período de descarga, além disso possuem rápida resposta quando exigida.

Esta bateria é formada principalmente por sódio, enxofre e o eletrólito, formado por beta-alumina cerâmica e poli-sulfetos de enxofre. O ciclo de vida usualmente varia entre 1500 a 4500 ciclos, a densidade energética é de aproximadamente 117 Wh/kg e seu custo de fabricação de USD 600/KWh. O grande desafio desta bateria é com relação segurança devido ao risco de incêndio, no entanto vantagens como matéria prima abundante, longos períodos de descarga, resposta rápida, vida útil longa, baixa manutenção e ser reciclável faz dela uma boa alternativa.

3.5.4 Bateria de Fluxo Redox

Este tipo de bateria é diferente das demais, ela é formada por dois tanques de eletrólito e uma série de células onde ocorre a reação, este eletrólito não fica selado na bateria de modo que é possível injetar mais a medida que se necessita de mais energia. As células dessa bateria são formadas pelos eletrodos separados por uma membrana que as isola, mas permitindo a passagem dos íons que reagem para a transformação de energia.

Um diferencial desta bateria é que a capacidade de energia oferecida por ela pode variar à medida em que os reservatórios dos eletrólitos variam, dessa forma é possível controlar a capacidade de armazenamento energético delas, sem a necessidade de alterar os eletrodos. Assim, para regimes de descarga superiores a 5 horas esta tecnologia apresenta uma certa vantagem se comparada com as demais.

Outra característica a ser ressaltada é a não relação da vida útil com o DoD e o número de ciclos, devido ao fato de os eletrodos não sofrerem alterações físicas durante as reações químicas.

Dentre outras vantagens presentes tem-se a rápida resposta, não é explosiva e pode operar em vários estados de carga sem sofrer danos. Já os contrapontos dela são o grande espaço que os tanques ocupam, alto custo, a degradação das membranas e necessidade de um controle de estado de carga.

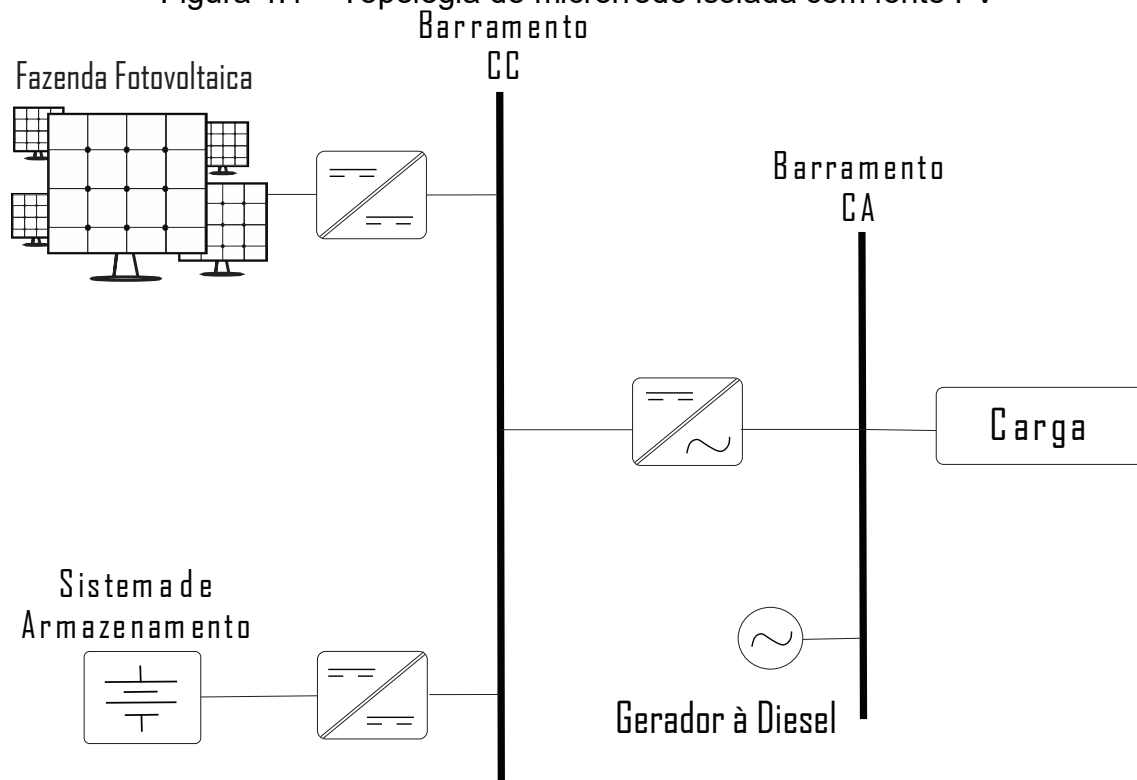
FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A preservação da vida útil das baterias em microrredes isoladas é de grande importância para redução do custo de O&M da microrrede. O problema trata do impacto da intermitência de curta duração da fonte de geração FV na vida útil das baterias. Por isso, é apresentada uma metodologia para caracterização dos impactos da intermitência da fonte de geração e determinar uma referência “ótima” para realizar o procedimento de equalização do banco.

4.1 Microrredes Isoladas com Fontes Renováveis

A Figura 4.1 apresenta uma topologia típica para microrredes isoladas com fonte fotovoltaica, um banco de baterias, um gerador a Diesel, a carga a ser atendida e uma “vazão” para a energia vertida. A topologia pode apresentar como função objetivo minimizar o custo, combustível ou energia vertida, dependendo de cada estudo de acordo com a seguinte formulação:

Figura 4.1 – Topologia de microrrede isolada com fonte FV



$$\min CT_s = CI_{fixo} + \sum_1^n CMO_{variável} \quad (35)$$

$$P_{FV}(t) + \alpha P_G(t) + \beta P_B(t) = P_L(t) \quad (36)$$

$$P_G(t) \leq P_G^{Max}(t) \quad (37)$$

$$I_B^{Ch}(t) \leq \min(I_B^{ref}, I_B^{v-max}) \quad (38)$$

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (39)$$

Em que CT_s representa o custo total do sistema considerando o valor investido inicialmente e o valor variável para manutenção e operação do sistema; CI_{fixo} é o custo do sistema fotovoltaico instalado mais o custo do grupo gerador mais o custo do banco de baterias de chumbo ácido e o custo do conversor utilizado; $CMO_{variável}$ representa o custo anual de manutenção e operação do sistema, até o ano n , que consiste no período de análise econômica do sistema.

$P_{PV}(t)$ é a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico no instante t [kW]; $P_G(t)$ é a potência gerada pelo gerador à diesel no instante t [kW]; $P_B(t)$ é a potência absorvida (negativa) ou injetada (positiva) pelo banco de baterias no instante t [kW]; $P_L(t)$ é a potência consumida pela carga no instante t [kW]; P_G^{Max} é a potência máxima fornecida pelo gerador à diesel [kW]; $I_B^{Ch}(t)$ é a corrente máxima permitida para o carregamento do banco de baterias no instante t [A].

I_B^{ref} é a corrente de referência para o carregamento das baterias (taxa C_{10}) [A]; I_B^{v-max} é a máxima corrente de carga permitida para evitar sobretensão nas baterias [A]; $SoC(t)$ é o estado de carga das baterias no instante t , que deve estar entre valores mínimo e máximo: SoC_{min} e SoC_{max} , respectivamente.

A Equação (35) contém duas variáveis de controle, α e β , que determinam a estratégia de operação do gerador a Diesel e do banco de baterias. No qual:

$$\alpha = \begin{cases} 1 & \text{se o gerador está ligado} \\ 0 & \text{se o gerador está desligado} \end{cases}$$

$$\beta = \begin{cases} 1 & \text{se o banco de baterias estão carregando/descarregando} \\ 0 & \text{se o banco de baterias está em standby} \end{cases}$$

A operação da microrrede deve satisfazer as seguintes diretrizes:

1. Quando a geração FV é menor do que a demanda, o banco de baterias deverá ser acionado como fonte de geração enquanto $SoC(t) \geq SoC_{min}$ ($\beta = 1$);
2. Caso a geração FV permaneça menor do que a demanda e o banco de baterias tenham alcançado SoC mínimo, o gerador à diesel então deverá ser despachado unicamente para atender à demanda ($\alpha = 1$) e o banco de baterias deverá ficar em standby até que possa ser recarregado ($\beta = 0$) pela fonte FV;
3. Quando a geração FV é maior do que a demanda, o gerador à diesel deverá ser desligado ($\alpha = 0$), e o banco de baterias poderá ser carregado ($\beta = 1$) até que atinja o SoC máximo;
4. Caso a geração FV permaneça maior do que a demanda e o banco de baterias tenha alcançado SoC máximo, será feita a desconexão gradual da fonte FV;
5. Cargas de equalização do banco de baterias devem ser realizadas periodicamente. Neste caso, o gerador à diesel deverá ser despachado para carregar as baterias ($\alpha = 1$) até sejam totalmente carregadas ($\beta = 1$).

A modelagem matemática da fonte renovável fotovoltaica foi descrita no Capítulo 2, onde em que (1) e (2) determinam a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico.

4.2 Modelagem do Gerador à Diesel

A utilização de microrredes isoladas do sistema convencional tem como objetivo atender regiões isoladas ou de difícil acesso para a expansão do sistema de transmissão. Levando em consideração a dificuldade atribuída por aspectos

geográficos se faz necessária a garantia do suprimento a demanda através de sistemas reservas, que possam ser despacháveis em caso da falta da alimentação primária. Dessa forma, visando minimizar a falta de energia é necessária a utilização de geradores à diesel, com capacidade de atender a demanda local com autonomia de algumas horas.

De acordo com [9] a determinação da capacidade do gerador em um sistema isolado, caso ligado diretamente à carga deve ser pelo menos igual à máxima demanda local, por outro lado, caso o gerador seja conectado também ao banco de baterias deve ser capaz de suprir a demanda e também carregar o banco de baterias.

De acordo com [33] o consumo de combustível do gerador diesel pode ser representado por:

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad (40)$$

em que, F é o consumo do gerador [L/h]; F_0/F_1 são coeficientes da curva de consumo do gerador [$L/h / kW$]; Y_{gen} é a capacidade nominal do gerador [kW] e P_{gen} é a potência de saída [9].

A eficiência do gerador pode ser expressa em (40), enquanto a razão entre a potência elétrica gerada e a energia química do combustível que é utilizado, dado em função da capacidade nominal do gerador.

$$\eta_g = \frac{3600 P_g}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 P_g) LHV_{fuel}} \quad (41)$$

em que, η_g é a eficiência em relação à potência nominal do gerador e P_g é a razão entre a potência de saída e a potência nominal do gerador a diesel.

4.3 Sistema de Ilha Grande

Para demonstrar os efeitos da intermitência da fonte de geração FV sobre o sistema de armazenamento, este trabalho utilizará como estudo de caso a microrrede instalada em Ilha Grande, município de Humberto de Campos/

Maranhão – Brasil, (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Posteriormente, utilizando do mesmo projeto foi analisado o impacto do processo de equalização na vida útil do banco de baterias.

A microrrede de Ilha Grande é um sistema isolado, o qual entrou em operação em meados de 20 de Março, composto de um arranjo solar FV de 31 kW, um gerador a diesel de 38 kW e um banco de baterias formado por 60 baterias de chumbo-ácido de 1200 Ah cada. A demanda apresenta um comportamento tipicamente residencial e o regime de operação da microrrede é de acordo com o descrito na Seção 4.2, sendo as cargas de equalização do banco de baterias realizadas periodicamente a cada 7 dias.

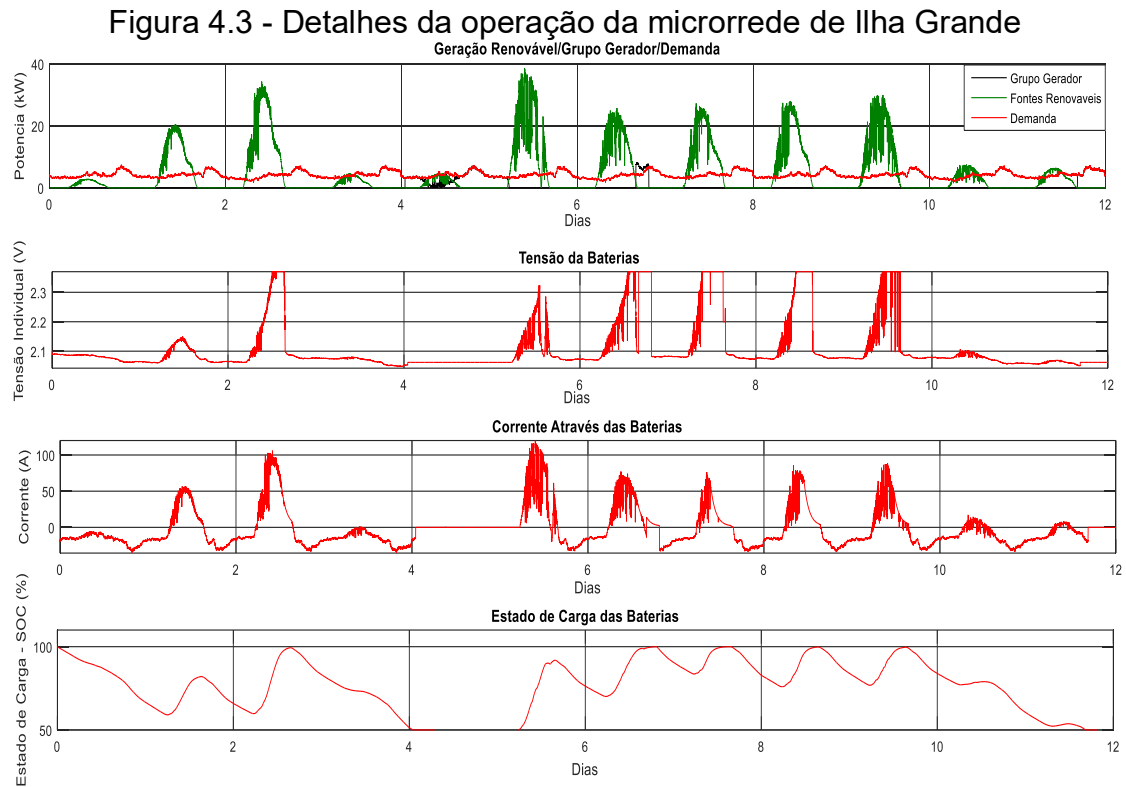
Figura 4.2 - Sistema fotovoltaico instalado em Ilha Grande [9]



Na Figura 4.3 ilustrado [9] detalhes da operação de microrrede de Ilha Grande durante um intervalo de 12 dias. Na parte (a) é apresentada a geração da fonte FV, do gerador a diesel e demanda. Os gráficos (b) e (c) apresentam a tensão e a corrente em cada bateria, respectivamente e (d) mostra o estado de carga de cada bateria variando de acordo com a geração FV.

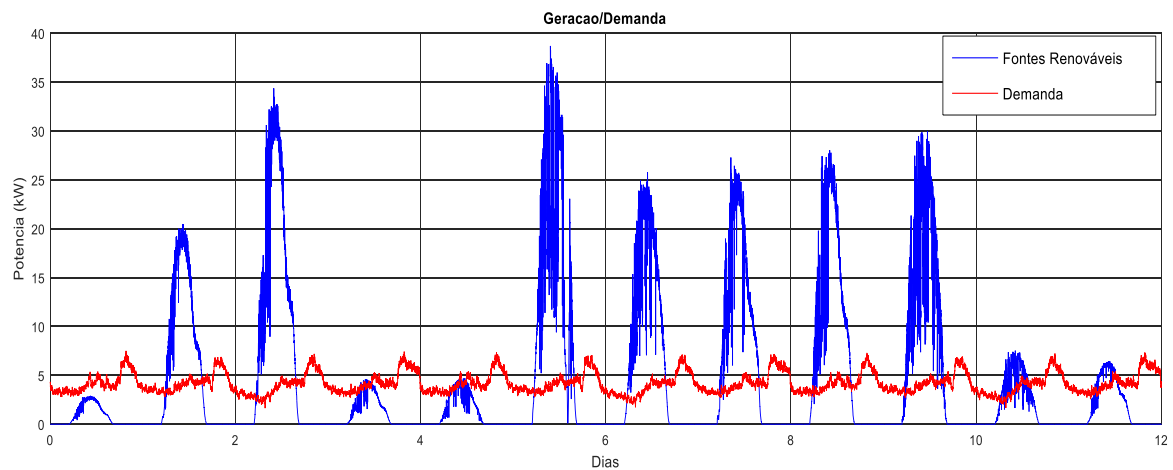
Os dados coletados do projeto de Ilha Grande possuem intervalos discretos de minuto a minuto, minimizando assim a perda de informações entre cada captura de dados.

Assim, para uma melhor análise do efeito da intermitência foram elaborados quatro cenários com diferentes variações ocasionados pelo sombreamento.



A Figura 4.3 apresenta os perfis de geração e demanda da microrrede medidos entre os dias 02 e 14 de Setembro de 2016.

Figura 4.3 – Perfis de geração e demanda de Ilha Grande



4.3.1 Cenários Avaliados

Os dados utilizados foram coletados no projeto da Ilha Grande, Humberto de Campos – MA realizado pelo Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (IEE/UFMA). Através do *software* Homer [40] foi gerada

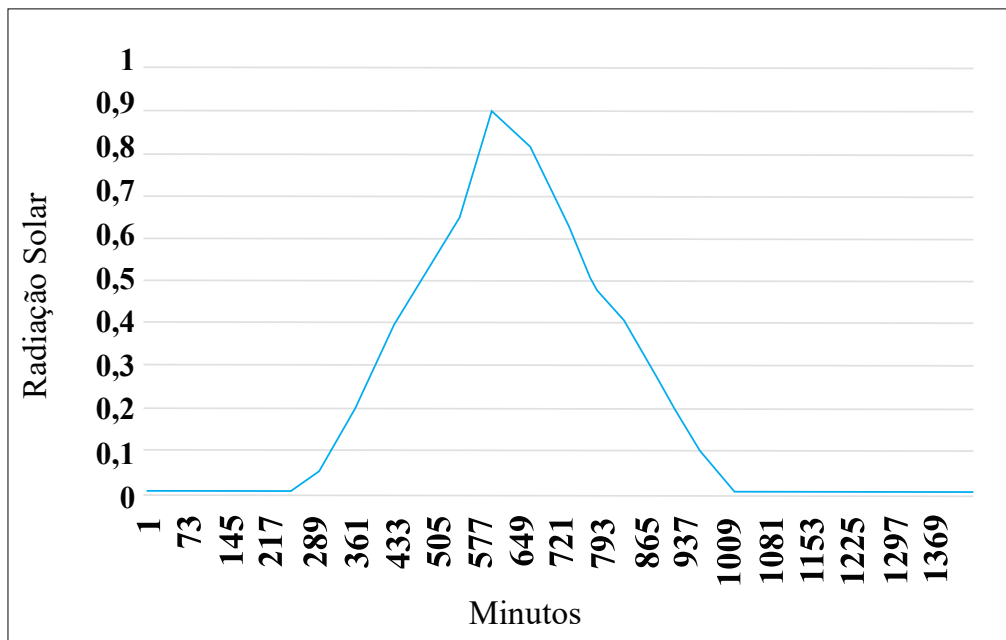
uma série horária de radiação solar com duração de um ano. Esta série foi criada a partir de dados médios mensais de radiação solar na região [41]. A série resultante foi reamostrada para assumir um perfil de intermitências com as mesmas características das medições reais que foram realizadas *in loco*. Nesta projeção foram incluídas variações diárias e mensais para representar os dias com maior ou menor intensidade solar, além de dias nublados.

A partir dessa projeção anual, foram determinados três cenários para as simulações e baseado nesta projeção foram filtrados um dia sem nuvens e outro com baixa variação na radiação solar para a elaboração dos cenários abaixo:

Cenário 1: este representa o melhor dia possível, considerado “ideal”, para o banco de baterias, onde não há presença de nuvens, dessa forma a radiação solar cresce até determinada hora do dia e depois passa a decrescer como ilustrado na Figura 4.5. Este dia foi replicado durante um ano para ser o dado de entrada.

Figura 4.3 – Radiação solar em um dia sem nuvens

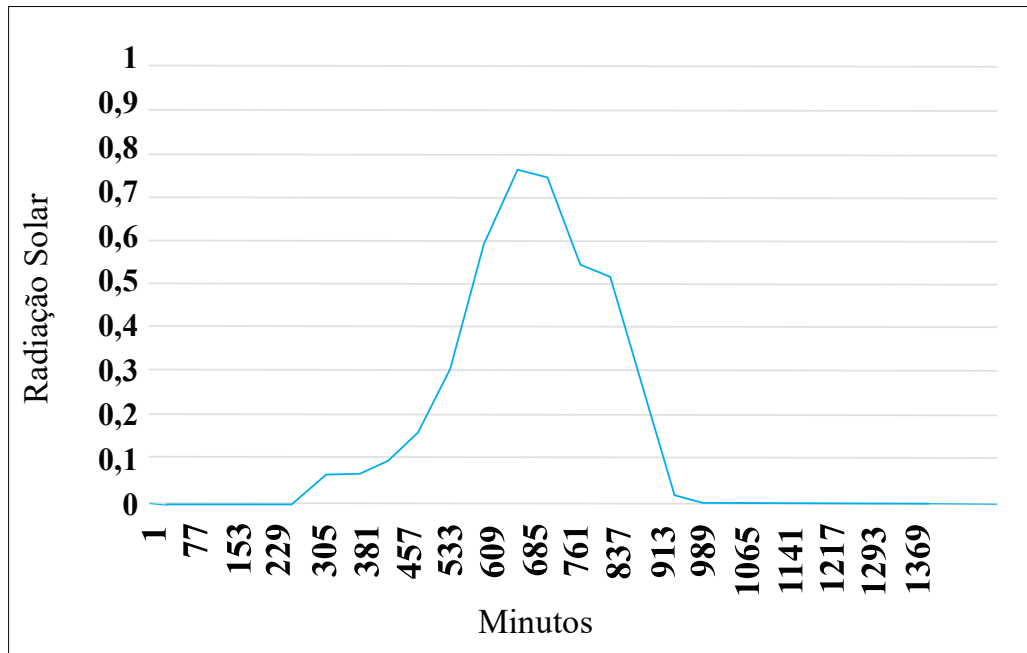
Fonte: Instituto de Engenharia Elétrica – (IEE/UFMA)



Cenário 2: é caracterizado por leve variação na radiação solar durante o dia, representando um dia com nuvens esparsas como mostra a Figura 4.6. Este dia foi replicado durante um ano para ser o dado de entrada.

Figura 4.3 – Radiação solar em um dia com poucas nuvens

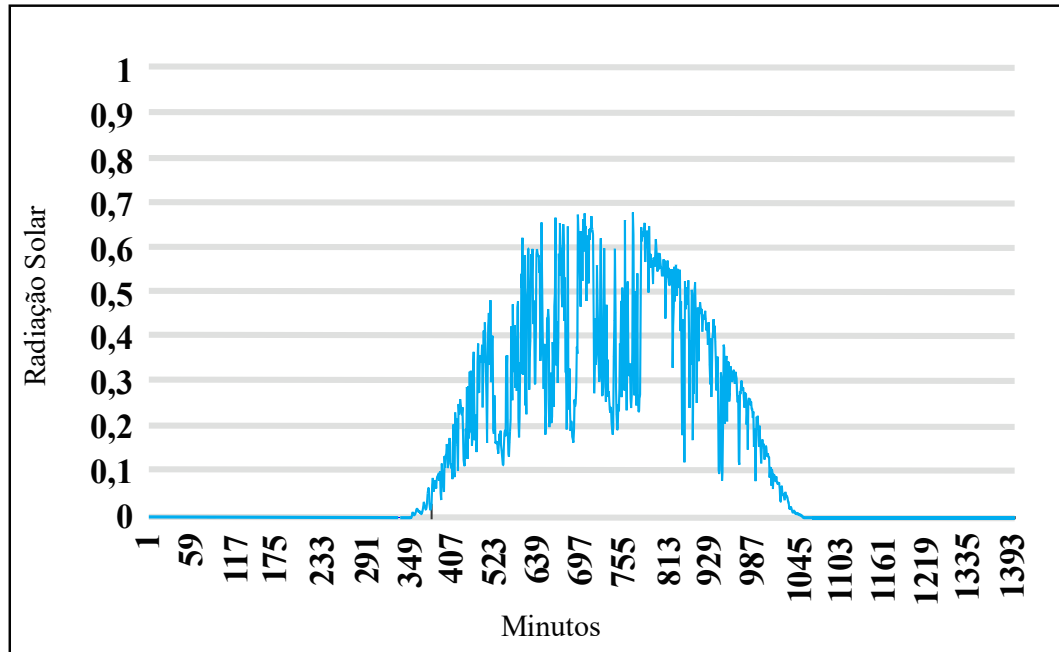
Fonte: Instituto de Engenharia Elétrica – (IEE/UFMA)



Cenário 3: este é a série projetada no Homer com o perfil da medição, caracterizado por uma elevada presença de nuvens passageiras, fazendo a radiação solar variar durante vários momentos do dia, gerando um alto índice de intermitência de curto prazo como ilustrado na Figura 4.7.

Figura 4.3 – Radiação solar em um dia com alta incidência de nuvens

Fonte: Instituto de Engenharia Elétrica – (IEE/UFMA)



Cenário 4: neste é cenário a partir de uma composição aleatória dos cenários anteriores. Este cenário poderá ser utilizado para estimar a sensibilidade marginal desses componentes na vida útil do banco, sendo a composição aleatória gerada por:

$$\mu_{Sen} = \mu_{sn} + \mu_{pn} + \mu_{mn} \quad (42)$$

Em que, μ_{sn} [%] é a quantidade de dias sem nuvens; μ_{pn} [%] é a quantidade de dias com poucas nuvens; μ_{mn} [%] é a quantidade de dias com muitas nuvens e μ_{Sen} [%] é a combinação aleatória de cada cenário anterior. O limite de μ_{Sen} é de 100 % que corresponde a 365 dias.

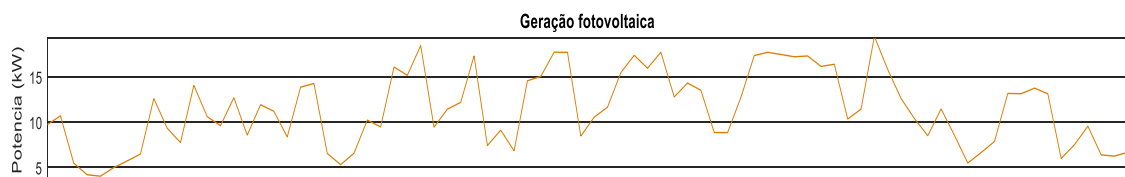
A vida útil do banco de baterias varia de acordo com a característica da radiação solar. Dessa forma, o cenário de sensibilidade é estimado de acordo com os índices de radiação solar de cada localidade. O arranjo assumido para fins de estudo neste trabalho foi de $\mu_{sn} = 0,4$ (40% dos dias sem nuvens), $\mu_{pn} = 0,4$ (30% dos dias com poucas nuvens) e $\mu_{mn} = 0,3$ (30% dos dias com muitas nuvens).

4.3.2 Caracterização dos dados de radiação solar

A caracterização dos dados de entrada utilizados nas simulações visa mapear a quantidade de rampas decrescentes presentes na geração de energia entregue pela fonte primária em cada um dos casos. Dessa forma, uma caracterização estatística foi realizada, determinando quantas rampas decrescentes existem e a intensidade.

A Figura 4.8 apresenta um exemplo de rammas decrescentes para geração fotovoltaica, sendo ela um reflexo direto da radiação solar. A presença das rampas decrescentes possui relação direta com as micro descargas, MD, que ocorrem no interior das baterias de chumbo ácido, pois cada *déficit* de energia ocasionado pela redução da intensidade da radiação solar obriga o acionamento do sistema de armazenamento para suprir esse *déficit*, de forma a manter a confiabilidade do sistema, gerando intermitências de curta duração no banco de baterias.

Figura 4.8 Rampas da geração fotovoltaica



Para tipificar a severidade da intermitência na geração FV, foram estabelecidas faixas (porcentagens) baseadas na taxa de descida de cada rampa, comparando a intensidade da radiação solar do instante atual com a intensidade da radiação solar do instante seguinte. As faixas determinadas foram de quedas de intensidade abaixo de 5 %, entre 5 % e 10 %, entre 10 % e 15 % e acima de 15 %, dado por:

$$\gamma = \left(\frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{\beta_i} \right) * 100 \quad (43)$$

no qual β_i é o valor da radiação no instante i , β_{i+1} é o valor da radiação no instante seguinte e Y é o valor do decréscimo da rampa dado em porcentagem com relação ao primeiro instante.

Na Tabela 4.1 é apresentado os resultados para cada cenário utilizado, em que MD é a quantidade de micro descargas nas respectivas faixas. É importante ressaltar que no caso sem nuvens a presença de rampas se deve à parte do dia em que o sol está se pondo. Após o ápice do meio dia, a radiação solar vai diminuindo aos poucos até se tornar nula, envolvendo um elevado número de rampas inferiores a 5 %.

Tabela 4.1 – Características de cada cenário utilizado

Rampas	MD<5%	5%<MD<10%	10%<MD<15%	MD>15%
Sem Nuvens	158.410	7.665	2.190	4.380
Poucas Nuvens	119.355	7.300	2.555	3.285
Muitas Nuvens	34.675	28.835	12.775	58.765
Sensibilidade	108.306	13.906,5	5.475	20.367

Ainda na Tabela 4.1, para o caso com poucas nuvens, a quantidade de micro descargas é menor se comparado com o caso sem nuvens, ressaltando que as rampas crescentes não são contabilizadas. No caso com muitas nuvens, a variação da intensidade das rampas é maior, apresentando um impacto mais significativo na vida útil do sistema de armazenamento, pois existem mais micro descargas com intensidade maior que 15 %. O caso de sensibilidade, cenário 4, não está na Tabela 4.1 pois deverá seguir.

4.4 Estudo da equalização do sistema de armazenamento para a preservação da vida útil banco de baterias de chumbo ácido

A equalização do banco de baterias é um procedimento operacional que visa preservar a vida útil do sistema de armazenamento. Esta operação evita o acúmulo de cristais de sulfato de chumbo no fundo do eletrólito e no eletrodo positivo, cristais estes que surgem durante todos os ciclos de carga e descarga da bateria de chumbo-ácido. Outro motivo é o fato de os cristais tenderem a se

acumular no local onde já há cristais formados. Além disso, o depósito destes cristais no fundo do equipamento acelera o processo de envelhecimento da bateria, pois ocasiona a sulfatação do eletrólito.

O processo de equalização consiste no carregamento completo das baterias, de forma ininterrupta, em determinados intervalos de tempo. De acordo com [22], o tempo ideal entre cargas completas das baterias é de 0,7 a 10 dias, sendo considerado um carregamento completo quando o estado de carga atingir pelo menos 99 % do total.

Logo durante a carga de equalização, a corrente injetada dissolve os cristais criados durante o processo de descarga, fazendo com que os elementos químicos presentes retornem para os eletrodos originais. Devido a isso, quanto maior o tempo de trabalho ou a permanência da bateria em baixo estado de carga, maiores serão os impactos causados pela sulfatação.

O processo de equalização do banco de baterias tipicamente é realizado usando gerador a diesel. Outra forma para que ocorra a equalização do banco é através da fonte solar fotovoltaica, no entanto neste caso não é possível garantir a operação quando desejado, ou a realização ininterrupta do processo e deve ser realizado como:

$$CT_s = CI_{fixo} + \sum_1^n CMO_{variável} + CE_{co_2} \quad (44)$$

A utilização do grupo gerador para a realização do processo de equalização causa uma maior emissão de CO₂ no meio ambiente. A Equação 44, representa o custo total do sistema incluindo a taxa de emissão de CO₂ na atmosfera, em que CT_s representa o custo total do sistema, CI_{fixo} representa o custo fixo do sistema, $CMO_{variável}$ representa o custo manutenção e operação e CE_{co_2} representa o custo da emissão de CO₂.

Dessa forma, afim de melhorar a vida útil do banco de baterias, foram realizadas simulações baseada no método Schiffer que buscam encontrar uma melhor periodicidade para a equalização do banco de baterias. Como consequência do aumento da vida útil do banco de baterias, é estimado que o custo total do sistema seja minimizado, pois haverá o aumento da duração dos equipamentos de armazenamento, reduzindo a frequência das substituições e consequentemente, os custos de O&M.

RESULTADOS

A importância do sistema de armazenamento baseado em baterias de chumbo ácido para sistemas isolados é imprescindível. Em sistemas isolados que utilizam fonte solar fotovoltaica as baterias são responsáveis pelo fechamento do balanço, pela regulação de tensão e auxiliam no suprimento da demanda para que suprida de forma ininterrupta, com segurança e qualidade.

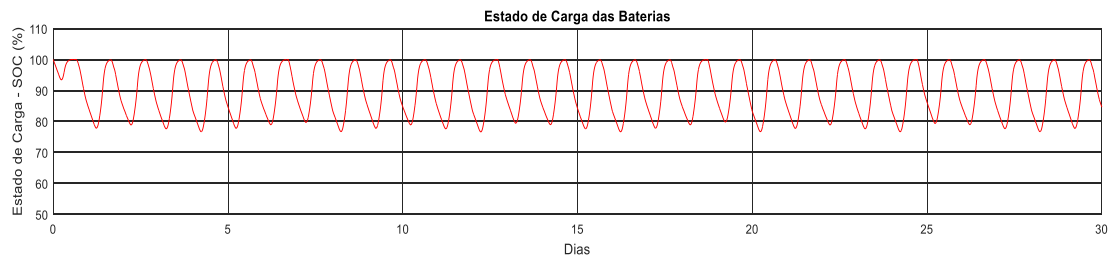
O custo inicial do sistema de armazenamento gira em torno de 52 % do investimento total [15], o que representa um custo alto podendo inviabilizar economicamente o projeto. Uma característica sempre presente na fonte solar fotovoltaica é a constante ocorrência da intermitência, seja de curta duração (sombreamento) ou com longos períodos (sazonalidade).

Dessa forma, as simulações foram realizadas com o propósito de validar a ideia de que a intermitência de curta duração que ocorre sistemas fotovoltaicos prejudica a vida útil das baterias chumbo ácido. Para verificar isto, foi implementado um algoritmo baseado no método Schiffer no software MATLAB®. As simulações foram realizadas utilizando um banco de baterias de chumbo ácido com unidades de 1200 Ah cada, tensão de cada bateria de 2,12 V, 60 baterias por *string*, e duas *strings* em paralelo. O estado de carga mínimo foi de 50 % e equalização do banco a cada 7 dias. A potência nominal do arranjo fotovoltaico é de 31 kW e a potência ativa nominal do gerador a diesel 38 kW. O período de simulação foi 25 anos, sendo considerado o valor presente líquido (VPL) dos custos iniciais e de O&M do sistema.

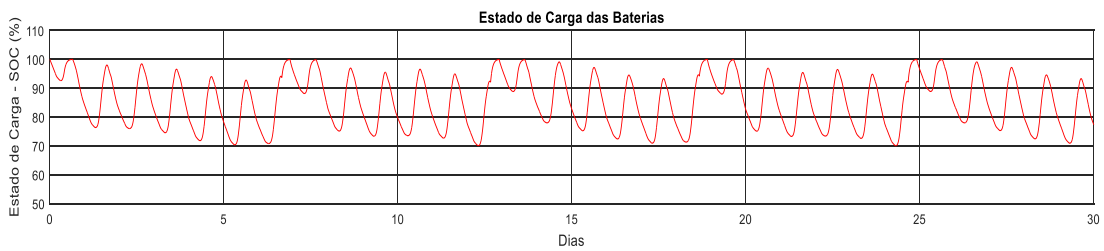
5.1 Resultados do Impacto da Intermitência de Curta Duração na Vida Útil do Sistema de Baterias de Chumbo Ácido

Nesta análise foram utilizados os dados de entrada apresentados na seção 4.4.1. Foi realizada uma análise do SoC das baterias da microrrede da Ilha Grande para cada caso, em que a Figura 5.1 apresenta o estado de carga das baterias durante o período de 30 dias. Os dados utilizados para a simulação são com bases em amostras reais e foram tratados conforme procedimento descrito na Seção 4.4.1, o que justifica o efeito cíclico apresentado na Figura 5.1.

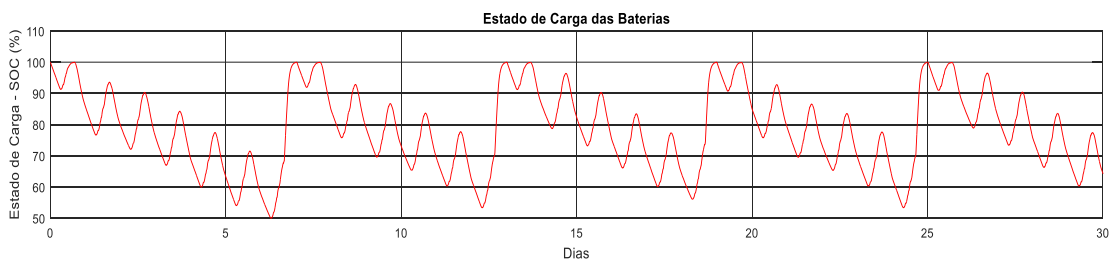
Figura 5.1 - Estado de carga do sistema de armazenamento, cenário 1 (a), cenário 2 (b), cenário 3 (c) e cenário 4 (d).



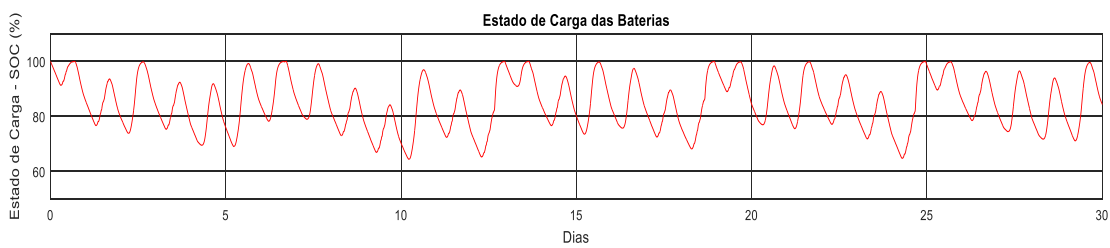
(a)



(b)



(c)



(d)

O primeiro gráfico da Figura 5.1 apresenta um perfil regular da variação do SoC devido à ausência de nuvens no dia cenário 1, pois a radiação solar inicia baixa e cresce com o decorrer das horas até alcançar um ápice e depois começa a diminuir até zerar. Outro ponto a ser observado é que o SoC não chegou ao limite mínimo imposto de 50%, não a utilizando até o limite máximo permitido. Na parte (b) da Figura 5.1, é possível notar uma variação maior no SoC e a maior

utilização do banco de baterias, devido a presença de nuvens esparsas no cenário 2.

No gráfico (c), o banco de baterias é mais solicitado, possuindo ciclos de carga e descarga incompletos repetidas vezes e tem descargas mais profundas fazendo com que o SoC atinja o estado mínimo.

O gráfico (d) da Figura 5.1, apresenta o SoC para o caso de sensibilidade. Em que, apesar da forte variação no estado de carga, não há ocorrência de descargas profundas como ocorre no cenário 3, preservando a vida útil da bateria, como será apresentado nas Tabelas 5.1 e 5.2.

Para cada um dos quatro cenários são apresentados os resumos energéticos do sistema e os resumos do sistema de armazenamento. As Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam os resumos do primeiro cenário, sem nuvens, a partir do qual é verificado que a vida útil estimada para os dias considerados “ideais”, que foi de 3,35 anos, (Tabela 5.2). Este resultado se deve à regularidade no processo de descarga e carga da bateria e a não permanência da bateria durante muito tempo em baixo estado de carga. Outros fatores que contribuíram foram o fornecimento de energia da bateria não ocorrer em regiões de ciclagem parcial que são prejudiciais, (Tabela 3.1) e ao constante carregamento completo da bateria que dilui os cristais de sulfato formados evitando a sulfatação e estratificação do eletrólito.

O arranjo fotovoltaico produz 99,41 % da geração total, enquanto o gerador a diesel gera apenas 0,59 % nessa situação. Da geração total 19,94 % são perdas e 16,94 % são de energia vertida. A demanda utiliza 63,12 % da geração total, de acordo com as Tabelas 5.1.

As Figura 5.2 a 5.5 apresentam a relação entre a intermitência da fonte de geração fotovoltaica e a corrente no banco de baterias, para cada um dos cenários analisados. É possível perceber a relação direta entre a fonte e a corrente de carregamento das baterias, demonstrando que o carregamento micro-variável também é prejudicial à bateria.

Tabela 5.1 – Resumo energético do cenário 1

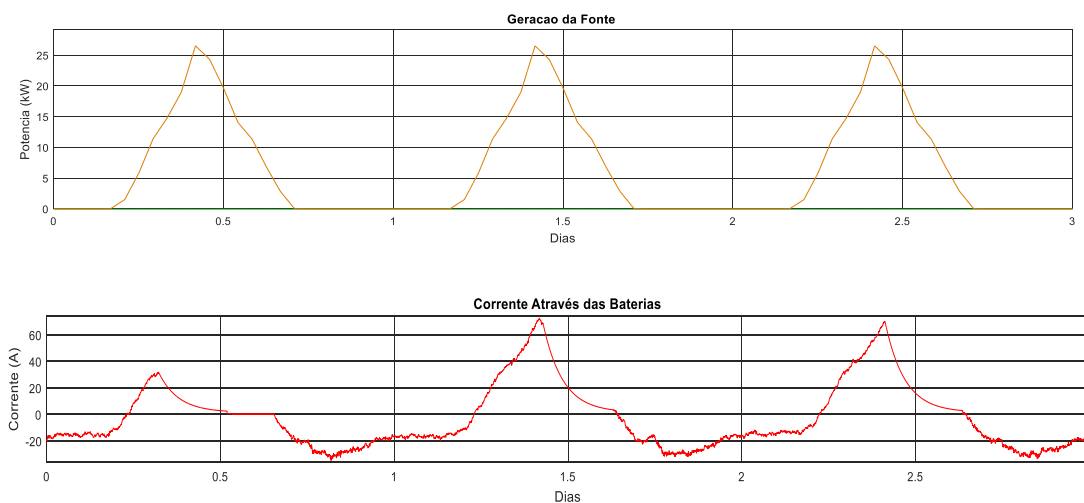
Resumo energético		
	Energia (KWh)	Percentual (%)
Arranjo Fotovoltaico	57.597,44	99,41
Geração à diesel	340,14	0,59
Geração total	57.937,58	100,00
Demanda	36.572,93	63,12
Perdas	11.549,87	19,94
Energia Vertida	9.815,13	16,94

Tabela 5.2 - Resultados do sistema de armazenamento do primeiro cenário

Sistemas de Armazenamento	
Energia Recebida (kWh)	26.926,17
Energia Fornecida (KWh)	23.788,22
Perdas Internas	2.093,58
Ciclagem Parcial (%)	26,31
Vida útil Esperada (Anos)	3,35

Na Figura 5.2 é ilustrada uma corrente de carregamento mais suave, devido às características da geração neste cenário, o que preserva a vida útil da bateria. Vale destacar que valores positivos de corrente indicam carregamento das baterias, enquanto que valores negativos indicam descarga.

Figura 5.1 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 1



Os resultados para o cenário 2 analisado são apresentados nas Tabelas 5.3 e 5.4. Com presença esparsa de nuvens o banco de baterias apresentou estimativa da vida útil em 2,87 anos, já demonstrando que o sombreamento causado pela nuvem impacta na operação e vida útil do banco, além de gerar uma variação na corrente de carregamento, Figura 5.3.

Neste cenário, o arranjo fotovoltaico produz 92,71 % da geração total, enquanto o gerador a diesel gera apenas 7,29 % nessa situação. Da geração total 20,63 % são perdas e 3,82 % são de energia vertida. A demanda utiliza 75,55 % da geração total, de acordo com as Tabelas 5.3.

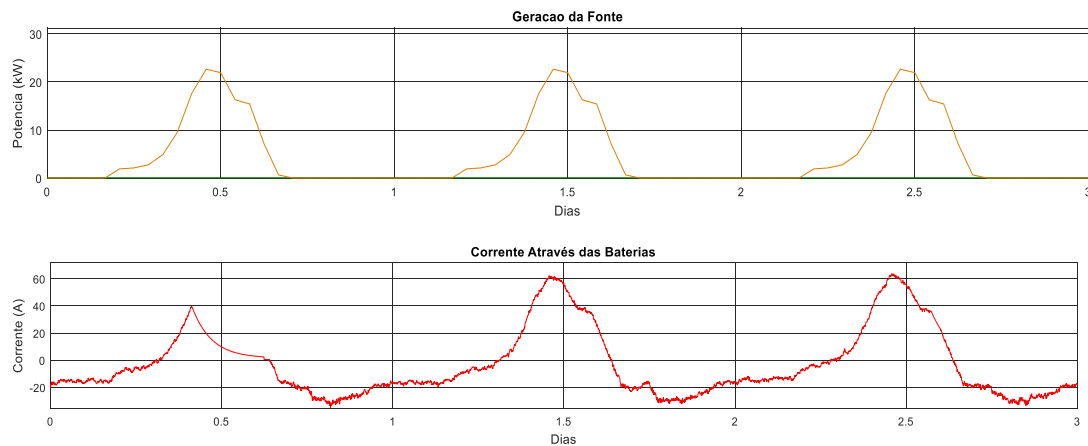
Tabela 5.3 – Resumo energético do segundo cenário

Resumo energético		
	Energia (KWh)	Percentual (%)
Arranjo Fotovoltaico	44.877,41	92,71
Geração à diesel	3.530,99	7,29
Geração total	48.408,40	100,00
Demanda	36.572,93	75,55
Perdas	9.986,79	20,63
Energia Vertida	1.848,68	3,82

Tabela 5.4- Resultados do sistema de armazenamento do segundo cenário

Sistemas de Armazenamento	
Energia Recebida (kWh)	25.717,59
Energia Fornecida (KWh)	23.708,46
Perdas Internas	1.954,38
Ciclagem Parcial (%)	29,77
Vida útil Esperada (Anos)	2,87

Figura 5.1 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 2



O cenário 3, em que a existe uma alta incidência de nuvens durante os dias, apresentou o pior resultado para a expectativa da vida útil do banco, Tabelas 5.5 e 5.6. A vida útil estimada para o banco foi de 2,43 anos, sendo a menor em todos os cenários. Isto se justifica pelo alto índice de micro descargas que acontecem durante os dias, fazendo com que o banco trabalhe em regiões de ciclagem que prejudicam as baterias.

Além disso há presença de cargas incompletas que não dissolvem os cristais de sulfato por completo fazendo que na próxima descarga da bateria os novos cristais gerados se acumulem onde já existem antigos. Isto, dificulta o processo de reversão do eletrodo, reduzindo assim a capacidade nominal do equipamento e acelerando os processos de sulfatação e estratificação do eletrólito [26, 27]. O que é refletido diretamente na vida útil do sistema de armazenamento.

Observa-se também que a intermitência da fonte influi de forma direta na corrente de carregamento, Figura 5.4, fazendo com que a corrente tenha alta intermitência. Nesse caso, mesmo com a realização do processo de equalização do banco não é garantida a dissolução total dos cristais formados, devido ao seu tamanho.

Neste caso, o arranjo fotovoltaico produz 82,64% da geração total, enquanto o gerador a diesel gera apenas 17,36%. Da geração total 20,39% são perdas e 1,46% são de energia vertida. A demanda utiliza 78,15% da geração total, de acordo com as Tabelas 5.5.

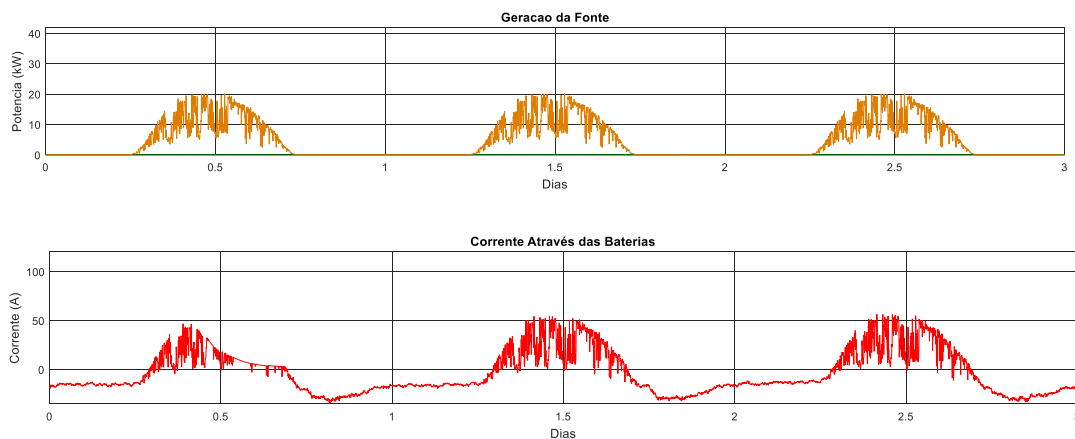
Tabela 5.5 – Resumo energético do terceiro cenário

Resumo energético		
	Energia (KWh)	Percentual (%)
Arranjo Fotovoltaico	38.677,10	82,64
Geração à diesel	8.123,45	17,36
Geração total	46.800,56	100,00
Demanda	36.572,93	78,15
Perdas	9.547,81	20,39
Energia Vertida	681,82	1,46

Tabela 5.6- Resultados do sistema de armazenamento do terceiro cenário

Sistemas de Armazenamento	
Energia Recebida (kWh)	23.350,35
Energia Fornecida (KWh)	21.852,26
Perdas Internas	30,23
Ciclagem Parcial (%)	41,48
Vida útil Esperada (Anos)	2,43

Figura 5.1 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 3



O quarto cenário, criado a partir da composição aleatória de dias dos cenários anteriores, apresentou uma estimativa de vida útil do banco de 2,83 anos, Tabelas 5.7 e 5.8. Este resultado apresenta a estimativa da vida útil para um cenário onde 40 % do ano há presença de poucas nuvens, 30 % do ano de nuvens esparsas e 30 % com alta presença de nuvens. Vale ressaltar que estas características diárias estão misturadas durante o decorrer do ano, fazendo com

que a corrente da bateria também varie de acordo com a característica da fonte, Figura 5.5.

Outro ponto de destaque é que a reorganização dos dias ocasiona diferentes resultados de estimação da vida útil da bateria, no entanto os valores dos resultados estão sempre próximos.

Neste cenário, o arranjo fotovoltaico produz 94,80 % da geração total, enquanto o gerador a diesel gera apenas 5,20 % nessa situação. Da geração total 20,16 % são perdas e 7,16 % são de energia vertida. A demanda utiliza 72,19 % da geração total, de acordo com as Tabelas 5.7.

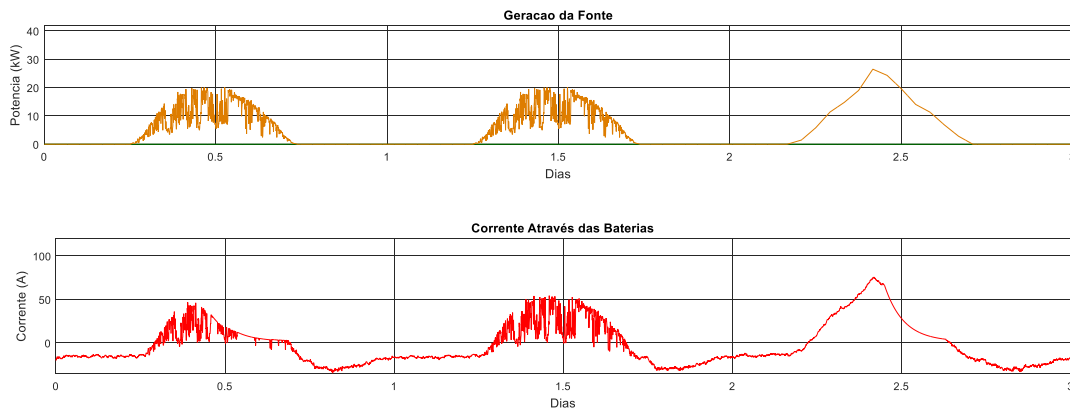
Tabela 5.7 – Resumo energético do quarto cenário

Resumo energético		
	Energia (KWh)	Percentual (%)
Arranjo Fotovoltaico	48.027,14	94,80
Geração à diesel	2.634,12	5,20
Geração total	50.661,26	100,00
Demanda	36.572,93	72,19
Perdas	10.215,07	20,16
Energia Vertida	3.828,94	7,56

Tabela 5.8 - Resultados do sistema de armazenamento do quarto cenário

Sistemas de Armazenamento	
Energia Recebida (kWh)	25.750,25
Energia Fornecida (KWh)	23.572,49
Perdas Internas	2.133,45
Ciclagem Parcial (%)	30,89
Vida útil Esperada (Anos)	2,83

Figura 5.1 - Geração da fonte fotovoltaica e corrente no banco de baterias, cenário 4



Dessa maneira, analisando os resultados apresentados foi possível notar que a expectativa da vida útil do sistema de armazenamento diminui na medida em que a intermitência de curta duração é inserida nos dados de radiação solar, pois o desgaste da bateria ocorre de forma mais intensa como apresentado na Figura 5.1.

Na Tabela 4.1 apresentada na seção 4.4.2 foram estipulados fatores de ponderação para verificar a influência das micro descargas na vida útil do banco de baterias. Para cada uma das respectivas faixas da Tabela 4.1, foi determinado um peso, sendo o peso maior para as micro descargas menos severas e um peso menor para as mais severas, de acordo com a Tabela 5.9. O resultado obtido é apresentado na Tabela 5.10 e Figura 5.6.

É notado que quanto maior o resultado mais próximo ao ideal é o perfil da radiação solar, em que é esperado que a vida útil do banco seja preservada, pois o perfil da radiação solar causará menos intermitências e impactos sobre banco. Dessa maneira, é comprovado que há um real impacto da intermitência da fonte no desempenho do sistema.

Além disso, é observado que a intermitência de curta duração também causa impacto sobre a geração a diesel do sistema. Quanto maiores são as frequência e intensidade das intermitências, maior é a participação do grupo gerador, tornando o sistema menos renovável.

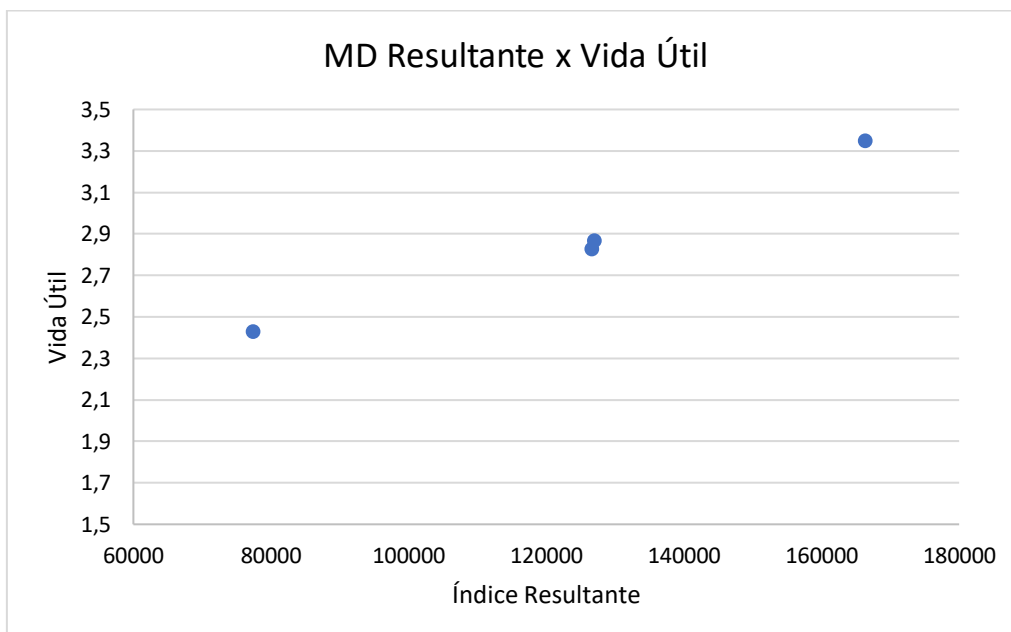
Tabela 5.9 – Pesos utilizados nas faixas de intensidade de micro descarga

Pesos	Micro descarga
1	MD<5%
0,75	5%<MD<10%
0,5	10%<MD<15%
0,25	MD>15%

Tabela 5.10 – Micro descarga Resultante dos cenários

Micro descargas	MD Resultante	Vida útil	Participação do Grupo Gerador
Sem Nuvens	166.348,75	3,35	0,59%
Poucas Nuvens	126.928,75	2,87	7,29%
Muitas Nuvens	77.380	2,43	17,36%
Sensibilidade	126.564	2,83	5,20%

Figura 5.1 - Micro descarga Resultante v.s. Vida Útil



5.1.1 Análise Ambiental e Financeira

A Tabela 5.11 apresenta outros resultados obtidos utilizando os cenários avaliados. Na tabela, é apresentada estimativa da vida útil, o consumo de combustível, a emissão de CO₂ e o custo total do sistema. Os resultados do consumo de combustível, emissão de CO₂ e custo total do sistema apresentados são para o período de tempo avaliado de 25 anos. A partir da Tabela 5.11, é possível notar que o consumo de combustível é diretamente proporcional à intensidade das intermitências de curta duração, pois mais vezes o banco de bateria é utilizado para compensar o suprimento reduzindo assim o seu SoC. Consequentemente quando o gerador à diesel é acionado para equalizar o banco, é necessário o consumo de mais combustível para carregar por completo, pois as baterias estão com o SoC mais baixo.

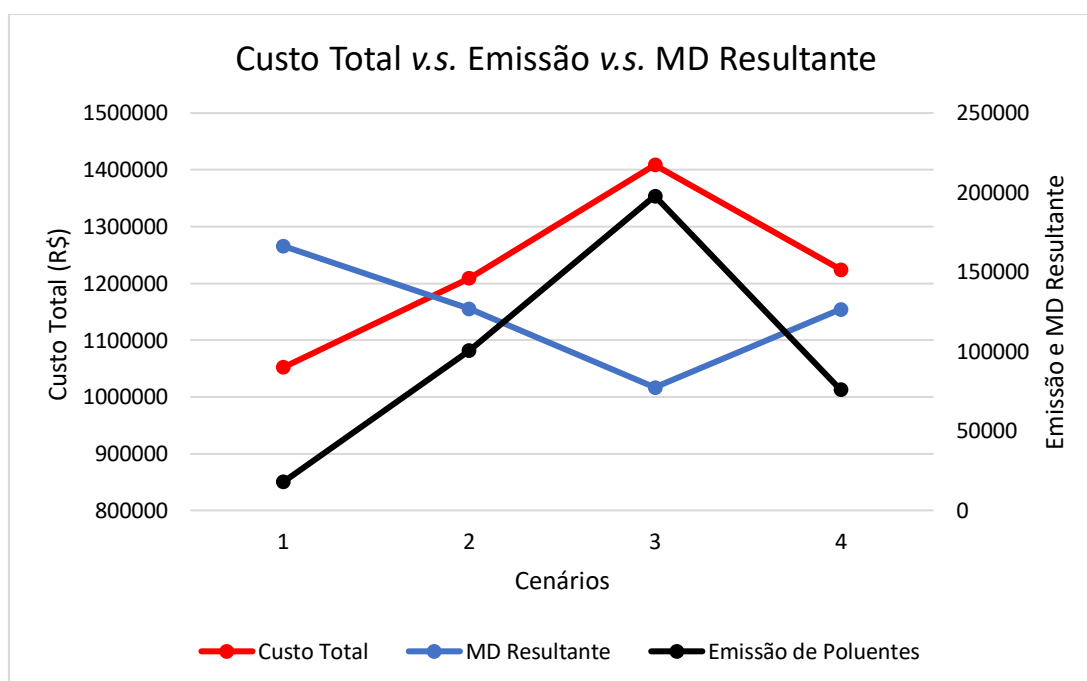
De acordo com [42], a combustão de um litro de diesel produz aproximadamente 2,63 Kg de CO₂. Dessa forma, à medida que o consumo de combustível aumenta a emissão de CO₂ aumenta proporcionalmente, impactando diretamente no meio ambiente.

O custo total do sistema segue o comportamento apresentado, crescendo na medida em que o sistema tem mais intermitências de curtas durações, pois reduzem a vida útil do banco de baterias. Isto leva a necessidade de mais trocas desse equipamento durante os 25 anos simulados, elevando o custo de O&M do sistema. Na Figura 5.7, é observado que à medida em que o valor da micro descarga resultante diminui, o custo total e a emissão de CO₂ aumentam.

No quarto cenário, quando a micro descarga resultante apresenta um melhor comportamento, os outros parâmetros tendem a reduzir. Esses resultados comprovam que as intermitências de curta duração não podem ser desprezadas nos estudos de vida útil das baterias de chumbo ácido.

Tabela 5.11 - Resultados financeiro e ambiental

Cenários	MD Resultante	Vida útil (anos)	Combustível (L)	Emissão de CO ₂ (Kg)	Custo (R\$)
1 - Sem Nuvens	166.348,75	3,35	6.785,25	17.815,35	R\$1.051.761,2
2 - Nuvens Esparsas	126.928,75	2,87	38.280,25	100.508,62	R\$1.208.914,5
3 - Muitas Nuvens	77.380	2,43	75.345,25	197.826,49	R\$1.408.421,2
4 - Sensibilidade	126.564	2,83	28.879,5	758.26,02	R\$1.224.165,9

Figura 5.1 - Custo Total v.s. Micro descarga Resultante v.s. Emissão de CO₂

5.2 Periodicidade do Processo de Equalização na Vida Útil do Sistema de Baterias de Chumbo-Ácido

Os resultados obtidos para a variação da periodicidade da equalização do banco de baterias estão apresentados na Tabela 5.12. Para esta análise foi utilizado apenas o terceiro cenário, devido ao fato de a presença de nuvens ser o mais próximo do real.

Para um processo de equalização diária, a estimativa da vida útil do sistema de armazenamento chega a 5,81 anos; no entanto o aproveitamento

energético da fonte renovável é muito baixo devido ao elevado uso do grupo gerador, elevando o consumo de combustível e a emissão de CO₂.

Como pode ser visto na Tabela 5.12 o aumento do intervalo entre duas equalizações reduz a vida útil do sistema de armazenamento. Entretanto, a energia vertida, o consumo de combustível e a emissão de CO₂ são reduzidos, melhorando o aproveitamento energético da fonte primária fotovoltaica e a eficiência do sistema renovável. Em contrapartida, o aumento do período de equalização implica em um aumento do custo do total do sistema, devido o maior número de trocas das baterias de chumbo-ácido.

Tabela 5.12 - Resultados da equalização do banco de baterias

Dias	Vida útil (anos)	Energia Vertida (%)	Combustível (L)	Emissão de CO ₂ (Kg)
1	5,81	20,06	148.909,50	390.976,78
2	4,44	16,91	114.386,25	300.332,54
3	3,73	15,68	102.471,75	269.049,83
4	3,44	14,87	96.502,25	253.376,31
5	3,32	13,7	96.472,00	253.296,88
6	2,82	12,74	90.167,75	236.744,44
7	2,43	12,59	87.125,25	228.756,06
8	2,34	11,52	86.007,75	225.821,95
9	2,29	11,26	84.936,00	223.007,96

5.2.1 Impacto Financeiro do Processo de Equalização do Sistema

Na Tabela 5.13 temos o acréscimo de três colunas que representam os custos devidos à emissão de CO₂ no meio ambiente, a participação do gerador à diesel e o custo total do sistema acrescida do valor da emissão de CO₂.

De acordo com [43], o custo por emitir uma tonelada de CO₂ na atmosfera gira em torno de \$ 7 a \$ 16, o que corresponde a R\$ 27,02 a R\$ 61,76, considerando o valor do dólar a R\$ 3,86. Baseado nesses valores, foi utilizado o

valor médio que corresponde a R\$ 44,39 reais por tonelada. A partir Equação 44 pode-se calcular o custo total do sistema adicionando o custo por emissão de CO₂.

Tabela 5.13 - Resultados financeiro e ambiental da equalização

Dias	Vida útil (anos)	Participação do Gerador à Diesel (%)	Combustível (L)	Emissão de CO ₂ (Kg)	Multa por emissão de CO ₂ (R\$)	Custo (R\$)
1	5,81	21,9	148.909,50	390.976,78	17.355,46	1.432.433,60
2	4,44	19,05	114.386,25	300.332,54	13.331,76	1.511.304,47
3	3,73	17,54	102.471,75	269.049,83	11.943,12	1.615.761,38
4	3,44	16,36	96.502,25	253.376,31	11.247,37	1.671.513,82
5	3,32	14,22	96.472,00	253.296,88	11.243,85	1.704.272,82
6	2,82	13,08	90.167,75	236.744,44	10.509,09	1.856.958,59
7	2,43	13,1	87.125,25	228.756,06	10.154,48	2.028.205,09
8	2,34	11,22	86.007,75	225.821,95	10.024,24	2.075.660,58
9	2,29	10,87	84.936,00	223.007,96	9.899,32	2.102.474,06

A Figura 5.8 apresenta um gráfico entre o consumo de diesel, a emissão de CO₂ e o custo total do sistema. A linha preta representa a emissão de CO₂, em kg, a azul o consumo de combustível (litros) e a vermelha o custo total do sistema (reais). O eixo y da direita é dado em reais, o eixo y a esquerda para consumo e emissão e o eixo x a periodicidade de dias que ocorre a equalização. A Figura 42 apresenta a relação entre custo do banco de baterias (linha vermelha) e participação do gerador à diesel (linha azul), mostrando que à medida em que é realizado maior investimento no banco de baterias a participação do gerador reduz, melhorando a eficiência energética do sistema.

Figura 5.2 - Gráfico consumo v.s. emissão de CO₂ v.s. custo total

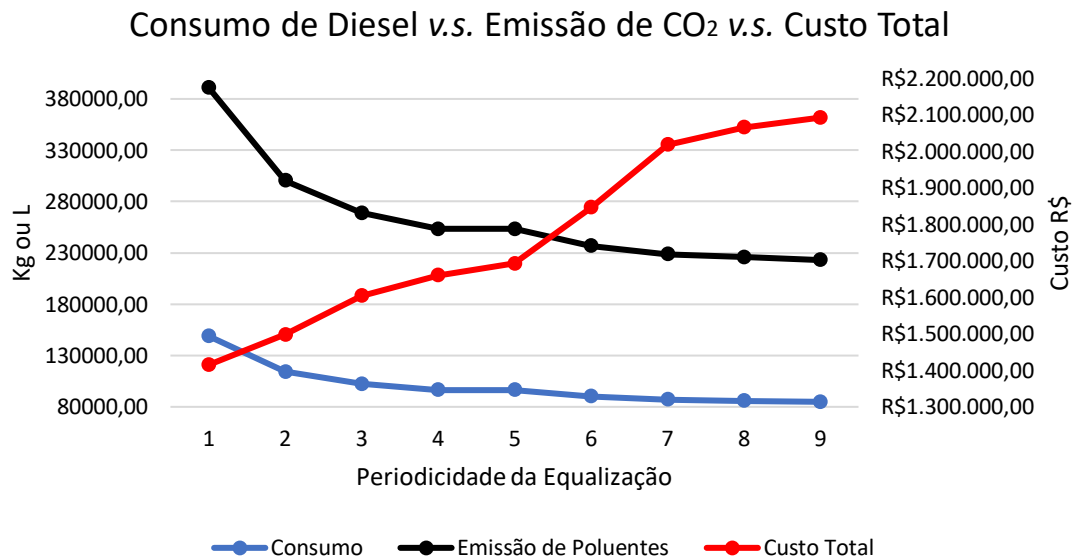
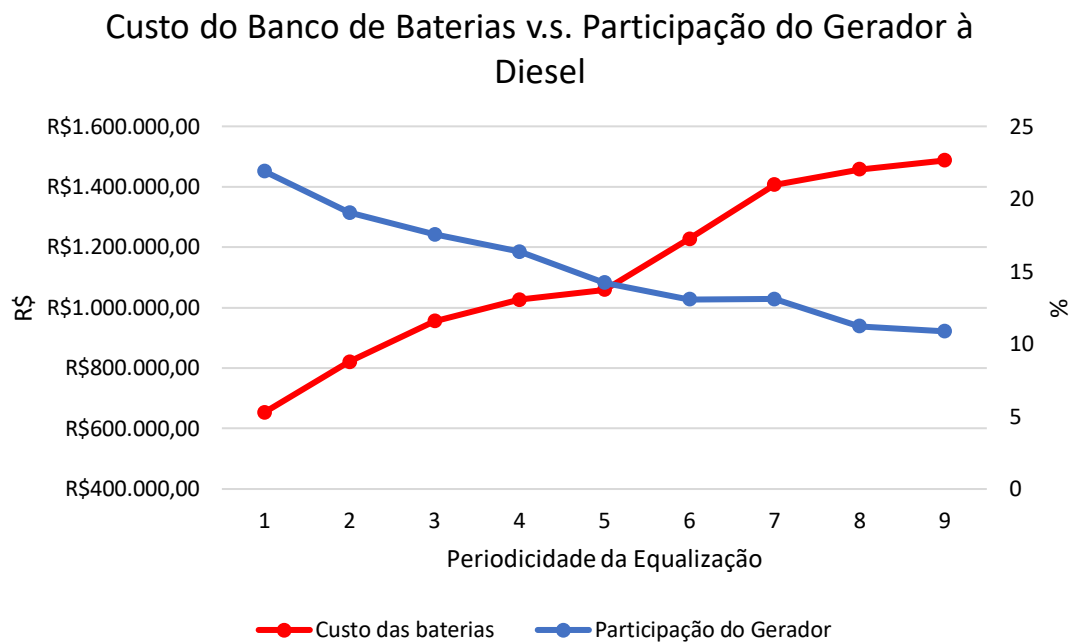


Figura 5.2 - Relação custo do banco de baterias v.s. participação do gerador



Constatou-se que a presença da intermitência, por reduzir a vida útil do sistema de armazenamento, aumenta o custo total de operação e manutenção (O&M) de todo o sistema, pois há necessidade de substituições mais frequentes das baterias de chumbo ácido. Além disso, é possível notar que a periodicidade mais apropriada para equalização do banco de baterias é de aproximadamente 5,5 dias, pois nesse período obtém-se um melhor aproveitamento energético e preservação do sistema de armazenamento.

CONCLUSÕES

CAPÍTULO

6

A utilização de microrredes isoladas está em forte ascensão e desenvolvimento no cenário mundial. Com a necessidade de levar energia para regiões em que o acesso da rede convencional é dificultado por motivos geográficos ou econômicos, as microrredes apresentam-se como uma solução viável para entregar energia elétrica para essas comunidades. Dessa forma, visando garantir a qualidade e o suprimento de energia de forma confiável e estável, é necessária a utilização de um sistema de armazenamento.

As baterias de chumbo-ácido continuam a dominar este tipo de aplicação. Entretanto, a natureza estocástica da fonte renovável solar fotovoltaica implica em sérios prejuízos a essas baterias, reduzindo a vida útil do equipamento. Além das baterias de chumbo-ácido terem uma elevada parcela no custo inicial do sistema, o custo de O&M delas pode tornar o projeto economicamente inviável.

De modo geral, o efeito da intermitência de curta duração é desprezado nos estudos que envolvem baterias de chumbo-ácido. Entretanto, esta intermitência é observada na operação real dos sistemas fotovoltaicos, de modo que seus efeitos são observados na operação e desempenho do sistema de armazenamento.

Diante desse problema, este trabalho apresentou uma análise do impacto da intermitência de curta duração na vida útil do banco de bateria de chumbo-ácido e uma melhor alternativa para a realização do processo de equalização do sistema de armazenamento. Utilizando dados reais obtidos através do sistema isolado de Ilha Grande e visando preservar a durabilidade do banco de baterias.

Como base para estimativa da vida útil do banco de baterias de chumbo-ácido, foi utilizado o método Schiffer. Através das simulações realizadas foi constatado o efeito da intermitência de curta duração no sistema de

armazenamento, vide que, à medida em que a intermitência de curta duração foi gradualmente inserida no sistema, a estimativa do banco foi reduzindo. Dessa maneira, uma geração mais homogênea implica em melhorias gerais no desempenho do sistema.

Para o caso de Ilha Grande a vida útil do banco de baterias de chumbo-ácido, sem a presença do sombreamento causado pelas nuvens, chegou a ser de 3,35 anos, enquanto a simulação com alta presença de nuvens fez com que a vida útil estimada reduzisse para 2,43 anos, ou seja, uma redução de aproximadamente 1 ano na operação do equipamento. Além do que, a redução da vida útil gera uma maior necessidade de substituição do banco de baterias, elevando o custo de O&M do sistema.

Além dessa análise, foi apresentada uma avaliação de frequência ideal para a realização do processo de equalização do banco de baterias, visto que esta operação é de grande importância para a durabilidade do sistema de armazenamento. Objetivando o equilíbrio vida útil do banco de bateria, emissão de CO₂ na atmosfera e custo total do sistema, o ponto ideal encontrado para o uso deste processo no intervalo de aproximadamente 5,5 dias, ou seja, a cada 5,5 dias o gerador a diesel deve carregar completamente a bateria para preservá-la.

6.1 Contribuições do Trabalho

Como contribuições deste trabalho de dissertação, pode-se enfatizar:

- Demonstrar que o efeito da intermitência de curta duração não pode mais ser desprezado; mais ainda, ele contribui significativamente para a redução da vida útil em bancos de baterias;
- Formalizar a relação da intermitência de curta duração devido a nuvens passageiras *v-s* vida útil do sistema de armazenamento;
- Fornecer indicativos de impactos na vida útil das baterias de chumbo ácido em função do perfil de insolação/região geográfica.
- Determinação de um valor de referência “ótimo” para a equalização de bancos de baterias baseados em chumbo ácido;

Os resultados e conclusões reportados neste trabalho contribuem com conhecimento específico para sistemas isolados, permitindo melhorar os procedimentos de estimativas de SOC, estabelecer cálculos de custos O&M mais realistas e estabelecer políticas de operação mais racionais.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

As análises realizadas nesta dissertação despertaram o questionamento quanto a outras análises que podem ser investigadas em trabalhos futuros, que são:

- Analisar o impacto da intermitência gerada por fontes renováveis não convencionais, à exemplo da fonte maremotriz, na vida útil do banco de baterias de chumbo-ácido, uma vez que a regularidade na geração da energia maremotriz possui um comportamento mais previsível, dado que o ciclo de maré tem comportamento de cheia e vazante melhor definidos;
- O efeito da equalização no banco de baterias em sistemas que utilizam fonte maremotriz. Determinar o intervalo necessário para a realização do processo de equalização do banco de baterias, visto que por se tratar de uma fonte com perfil de geração diferente, a avaliação dos procedimentos de equalização deverão seguir critérios diferenciados.
- Utilização da bateria de Lítio como tecnologia de armazenamento. Esta tecnologia de armazenamento de energia possui avanços e investimentos no seu desenvolvimento, aprimorando o desempenho e reduzindo o seu custo. Dessa maneira, uma análise com esta tecnologia é válida, visto que elas possuem grande avanço no mercado.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 ano base 2016, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>
- [2] RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos. UFSC / LABSOLAR, 2004. ISBN 85-87583-04-2. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/livro-edificiossolares-fotovoltaicos.pdf> >.
- [3] JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. In: 2012 International Conference on Green and Ubiquitous Technology. IEEE, 2012. p. 82–85. ISBN978-1-4577-2171-7. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6344195/>.
- [4] DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. Renewable Energy, v. 76, p. 375–380, 2015. ISSN09601481.
- [5] Yekini Suberu, M.; Wazir Mustafa, M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 35, p. 499–514, jul 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114002366>.
- [6] Stationary Batteries Committee of the IEEE Power and Energy Society. IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Batteries for Stationary Applications Amendment 1: Update VRLA Maintenance Considerations IEEE Power and Energy Society. v. 2014, 2014.
- [7] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, and T. Funabashi, “A hybrid power system using alternative energy facilities in isolated island,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 20, no. 2, pp. 406–414, Jun. 2005.
- [8] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt>.
- [9] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

- [10] P. B. Leite Neto, “Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis”. Tese de doutorado, PPGEE, Universidade Federal do Maranhão, UFMA, São Luís, BR, 2017.
- [11] Norton, B., Eames, P. C., Mallick, T. k., Huang, M. J., McCormack, S. J., Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., 2011. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. *Energy* 85 (8), 1629-1664.
- [12] EPE, “Balanço Energético Nacional Relatório Síntese - ano base 2016,” Rio de Janeiro, 2017.
- [13] IDEAL, INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA. O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica – 5a edição 2018. Florianópolis: Ideal, 2018. 74 p.
- [14] A. W. Bizuayehu, P. Medina, J. P. S. Catalão, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, “Analysis of Electrical Energy Storage Technologies’ State-of-the-Art and Applications on Islanded Grid Systems,” 2014 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo., pp. 1–5, 2014.
- [15] B. F. G. de Sá Souza, “Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados”. Tese de mestrado, Universidade Federal do Maranhão, UFMA, São Luís, 2018.
- [16] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, 2010.
- [17] N. Diorio, A. Dobos, “Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM”, California, 2015.
- [18] BERNDT, D. Maintenance-Free Batteries. Tradução. 3a. ed. Baldock, England: Research Studies Press, 2003.
- [19] Universidade de Cambridge; “DoITPoMS – Dissemination of Information Technology for the Promotion of Materials Science”. Disponível em: <<https://www.doitpoms.ac.uk/>> Acessado em Nov. 2018.
- [20] CARNEIRO, R. L.; MOLINA, J. H. A.; ANTONIASSI, B.; MAGDALENA, A. G.; PINTO, E. M. Aspectos essenciais das Baterias Chumbo-Ácido e Princípios Físico-Químicos e Termodinâmicos do seu Funcionamento. *Revista Virtual de Química*, Vol 9, No. 3- p. 889- 911, 2017.

[21] Petr Křivík. Methods of SoC determination of lead acid battery. *Journal of Energy Storage*, v.15, p.191-195, fev 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X1730364X?via%3DiHub>>.

[22] Petr Křivík, Sebastian Vaculík, Petr Bača, Jiří Kazelle. Determination of state of charge of lead-acid battery by EIS. *Journal of Energy Storage*, v.21, p.581-585, fev 2019. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X18304079?via%3DiHub>>.

[23] Teodora Murariu, Cristian Morari. Time-dependent analysis of the state-of-health for lead-acid batteries: An EIS study. *Journal of Energy Storage*, v. 21, p.87-93, fev 2019. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X18303712?via%3DiHub>>

[24] Rodolfo Dufo-López ↑, Juan M. Lujano-Rojas, José L. Bernal-Agustín. Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems. *Applied Energy*, v.115, p.242-253, fev 2014. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913009148?via%3DiHub>>

[25] M.A. Hannan, M.S.H. Lipu, A. Hussain, A. Mohamed, A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 78, 2017, Pages 834-854, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.001>.

[26] LUJANO-ROJAS, J. M.; DUFO-LÓPEZ, R.; ATENCIO-GUERRA, J. L.; RODRIGUES, E. M. G.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; CATALÃO, J. P. S. Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids. *Applied Energy*, v. 179, p. 590–600, 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191630959X>>.

[27] SCHIFFER, J.; SAUER, D. U.; BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; KAISER, R. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply

systems. *Journal of Power Sources*, v. 168, n. 1, p. 66–78, may 2007. ISSN03787753. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775306025122>>.

[28] J. M. Sandoval, M. J. Espinoza Trujillo, M. I. Flota Buñuelos, J. L. Duran Gómez, J. Y. Verde Gómez and D. E. Pacheco-Catalán, "Batteries-supercapacitors storage systems for a mobile hybrid renewable energy system," 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference, Halifax, NS, 2013, pp. 1-4. doi: 10.1109/EPEC.2013.6802966

[29] P. Bezerra, O. R. Saavedra and L. A. S. Ribeiro, "A Dual Battery Storage Bank Configuration For Isolated Microgrids Based On Renewable Sources," *IEEE Transactions on Sustainable Energy.*, vol. 9, no 4, pp. 1618-1626 , 2018. doi: 10.1109/TSTE.2018.2800689

[30] SAUER, D. U.; WENZL, H. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example. *Journal of Power Sources*, v. 176, n. 2, p. 534–546, feb 2008. ISSN 03787753. Disponível em :<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775307016199>>.

[31] Geoffrey J. May, Alistair Davidson, Boris Monahov. Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*, v.15, p.145-157, fev. 2018. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17304437?via%3Dihub>>.

[32] Maumi Tsurumaki, "Carbono no Material Ativo de Baterias Chumbo-Ácido". Tese de mestrado, Universidade Federal de São Carlos, UFSCar, São Carlos, 2015.

[33] FARRET, F. a.; SIMÕES, M. G. Integration of Alternative Source of Energy. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sos, Inc., 2005. 471 p. ISBN 9780471755623. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.webfeat.lib.ed.ac.uk/xlp/bkabstractplus.jsp?bkn=5201919http://doi.wiley.com/10.1002/0471755621>>.

[34] Guorui Ren, Jinfu Liu, Jie Wan, Yufeng Guo, Daren Yu. Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. *Applied Energy*, V. 204, p.47-65, Out 2017. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308346?via%3Dihub>>.

- [35] M.J.E. Alam, T.K. Saha, "Cycle-life degradation assessment of battery energy storage systems caused by solar PV variability", Power and Energy Society General Meeting (PESGM) IEEE, 2016.
- [36] B. Sivaneasan, M. L. Lim, and K. P. Goh. Overcoming Solar PV Intermittency using Demand Response Management in Buildings. Energy Procedia, V. 143, p. 210-215, Jul 2017.
- [37] S. Shivashankar, SaadMekhilef, HazlieMokhlis, M.Karimi. Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 59, p.1170-1184, Jun 2016. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000897?via%3Dihub>>.
- [38] M. J. E. Alam, Kashem M. Muttaqi, Danny Sutano. "Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support With Integrated V2G Functionality," *IEEE Transactions on smart grid.*, vol. 7, no. 3, pp. 1562 - 1571 ,2015 doi: 10.1109/TSG.2015.2487514
- [39] Amit Kumar Bhattacharjee, Issa Batarseh, Haibing Hu, Nasser Kutkut. " An efficient ramp rate and state of charge control for PV-battery system capacity firming," *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition.*, 2017 doi: 10.1109/ECCE.2017.8096451
- [40] HOMER Energy LLC. HOMER Energy. 2015. Disponível em: <<http://www.homerenergy.com/>>.
- [41] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB, 2004. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acesso em: 22 Jan. 2019.
- [42] IEA, CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights, OECD/IEA. 2017.
- [43] WORLD BANK GROUP, State and Trends of Carbon Pricing 2018. Washington, DC: 2018.