



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

**Análise de Desempenho de um Sistema Dual de
Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em
Energia de Correntes de Maré**

Thiago Luis Campos Gomes

São Luís – MA, Brasil

2019

Thiago Luis Campos Gomes

Análise de Desempenho de um Sistema Dual de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Energia de Correntes de Maré

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: Dr. Osvaldo R. Saavedra Mendez,
Universidade Federal do Maranhão

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

São Luís – MA, Brasil

2019

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

Campos Gomes, Thiago Luis.

Análise de Desempenho de um Sistema Dual de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Energia de Correntes de Maré / Thiago Luis Campos Gomes. - 2019. 85 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-MA, 2019.

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

Análise de Desempenho de um Sistema Dual de Armazenamento em Microrredes Isoladas Baseadas em Energia de Correntes de Maré

Thiago Luis Campos Gomes

Dissertação aprovada em 20 de dezembro de 2019

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

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

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

Prof. Dr. Mauro Sérgio Pinto
UEMA
(Membro da Banca Examinadora)

Este trabalho é dedicado ao meu filho, Luís Augusto, aos meus pais, Luis e Aldenira, e à minha irmã, Rebecca por todo apoio e confiança em mim. à minha esposa amada, Caroline, que é minha motivação, suporte e força em busca de novas conquistas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que sempre cuidou de tudo nos mínimos detalhes durante toda a minha vida, mas em especial durante esses mais de dois anos de muito aprendizado e realizações. Deus sempre foi e será meu braço forte e meu socorro bem presente no momento da aflição;

À minha Esposa e ao meu filho, Caroline Vieira e Luis Augusto, pois serão sempre a minha inspiração. Minha esposa faz parte desta conquista, pois sempre esteve ao meu lado me ajudando e apoiando em todos os momentos;

Aos meus pais, Luís e Aldenira, por todo amor, confiança, zelo, carinho e dedicação durante toda a minha vida. Por acreditarem em mim todos os momentos. Sou grato por tudo. À minha irmã Rebecca Giovanna, pelo carinho e apoio durante esse período;

Aos meus sogros, Marly e Nilson pelo carinho. E a minha cunhada, Laís pela torcida;

Ao meu orientador e professor, Osvaldo Saavedra, pela paciência, colaboração e orientação. Agradeço a ajuda nessa etapa da minha vida, por todo conhecimento tanto profissional quanto no desenvolvimento como ser humano. Sou muito grato pela honra de ter sido aceito como seu aluno.

Ao meu coorientador, professor Pedro Bezerra, por toda a paciência. Obrigado por sempre me mostrar um caminho nos momentos difíceis.

Aos amigos e companheiros que tive o prazer de trabalhar durante este período, Juarez, Jéssica, Bruno, Ítalo, Lucas, Felipe, Caio, Luís, Leonilson, Diego e Diogo.

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

“Este é o dia que fez o Senhor,
regozijemo-nos, e alegremo-nos
nele.”

Salmos 118:24

RESUMO

Uma microrrede pode ser definida como um sistema elétrico de distribuição que contém cargas e fontes de geração distribuídas que pode ser operada de forma conectada a uma rede principal ou de modo isolado. Com os avanços tecnológicos e os incentivos para redução de poluentes, as fontes renováveis não convencionais vem ganhando destaque na matriz elétrica mundial, em especial em sistemas isolados. Entretanto, devido a característica intermitente dessas fontes, os sistemas de armazenamento desempenham uma função muito importante no balanço instantâneo entre geração e carga. Em microrredes isoladas, as baterias de chumbo-ácido ainda dominam o mercado, e a vida útil está diretamente relacionada com modo em que operam. Isto tem levado a grandes investimentos para o desenvolvimento de métodos e tecnologias que conduzam à preservação da vida útil desses sistemas. As intermitências das fontes renováveis são a justificativa da necessidade de baterias, ao mesmo tempo em que também são a razão dos processos de envelhecimento destes componentes. Uma forma de mitigar este problema consiste na utilização de um sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB), que possibilita ganhos no investimento global. Entretanto, este ganho está associado às características da fonte renovável, sendo que em casos de sistemas com fontes de correntes de maré, seus benefícios ainda não foram avaliados. A fonte renovável utilizada neste estudo será baseada em energias oceânicas, especificamente a de correntes de maré, que além de não ser poluente, apresenta um futuro promissor, principalmente por ter um potencial significativo a ser explorado. Neste trabalho é utilizado um Sistema Dual de Armazenamento por Baterias formado por dois subsistemas de armazenamento com funções distintas e submetidas a condições de carga/descarga diferentes, de acordo com as características da fonte de correntes de maré. Para estimar a vida útil das baterias, foi utilizado o modelo de Schiffer, como forma de avaliar os benefícios da estratégia aplicada.

Palavras-chaves: Sistema de Armazenamento de Energia, Bateria de Chumbo-Ácido, Microrredes Isoladas, Energia de Correntes de Maré.

ABSTRACT

A microgrid can be defined as an electrical distribution system containing distributed generation and loads and can be operated in connection with the main grid or standalone mode. Due to the technological advances and incentives to reduce pollutants, unconventional renewable sources have been gaining prominence in the world's electrical matrix, especially in isolated systems. However, due to the intermittent characteristics of these sources, storage systems play a very important role in instantaneous generation/load balancing. In isolated microgrids, lead-acid batteries still dominate the market, however, their useful life is directly affected by how they operate. In this context, major investments are made for the development of methods and technologies that are capable of preserving the useful life of these systems. Fluctuation from renewable sources is the reason for using batteries, while they are also the reason for the premature aging of these components. One way to mitigate this problem is through a dual battery energy storage system (DBESS), which reduces the overall investment. However, this reduction is associated with the characteristics of the renewable source, and in the case of systems with a tidal current source, these benefits have not yet been evaluated. The renewable source used in this study is based on ocean energies, specifically tidal currents, which is non-polluting, and has a promising future, mainly because it has significant potential to be explored. This work uses a Dual Battery Energy Storage System (DBESS) formed by two storage subsystems with different functions and under different charge/discharge conditions, according to the characteristics of the tidal current source. To estimate the battery useful life, the Schiffer model was used to evaluate the benefits of the applied strategy.

Key-words: Energy storage system, Lead acid battery, Isolated Microgrids, Tidal current energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Moinho de maré em Nendrum, Irlanda [10] [11].	6
Figura 2.2 – Ilustração do moinho de maré no sítio de Tamancão.	7
Figura 2.3 – Formação das marés pelo sol e lua [2] [3].	8
Figura 2.4 – Formas de aproveitamento das energias oceânicas.	10
Figura 2.5 – Dispositivo Atenuador: Fazenda de ondas Pelamis [19].	11
Figura 2.6 – Dispositivo Absorvedor: OPT Powerbuoy [19].	12
Figura 2.7 – Terminador: Conversor de oscilação de ondas – OWC [19].	13
Figura 2.8 – Diferencial de pressão submersa: Arquimedes [19].	13
Figura 2.9 – Planta de uma usina osmótica a pressão retardada [22].	14
Figura 2.10 – Planta de uma usina osmótica a pressão retardada [26].	15
Figura 2.11 – Ilustração de um conversor OTEC fechado [18].	16
Figura 2.12 – Ilustração de um conversor OTEC ciclo aberto [18].	17
Figura 2.13 – Melhores locais no mundo para geração maremotriz [3].	18
Figura 2.14 – Usina de La Rance, França [14].	18
Figura 2.15 – Ilustração de turbinas de fluxo horizontal [23].	20
Figura 2.16 – Ilustração de turbinas de fluxo vertical [23].	20
Figura 2.17 – Ilustração de turbinas de pás oscilantes [23].	21
Figura 2.18 – Conversão de energia de correntes de maré [2] [31].	21
Figura 3.1 – Classificação dos sistemas de armazenamento [34].	25
Figura 3.2 – Topologia do Sistema Dual de Armazenamento [8].	26
Figura 3.3 – Diagrama simplificado do modelo Schiffer [9].	28
Figura 3.4 – Sequência do envelhecimento da bateria [9].	35
Figura 4.1 – Topologia da Microrrede Isolada [44].	44
Figura 5.1 – Demanda de uma Ilha típica da região.	49
Figura 5.2 – Canal do Boqueirão (Baía de São Marcos) [44].	50
Figura 5.3 – Perfil de Geração e Carga da Microrrede Isolada.	51
Figura 5.4 – Densidade Energética diária durante um ciclo lunar [44].	52
Figura 5.5 – Déficit de Energia Diária.	56
Figura 5.6 – Déficit de Potência	56
Figura 5.7 – Estado de carga do SAB convencional utilizando fonte de correntes de maré.	Erro! Indicador não definido.

Figura 5.8 – Estado de carga do SAB convencional utilizando fonte fotovoltaica.	59
Figura 5.9 – Potência gerada pelas correntes de maré e gerador à diesel.	61
Figura 5.10 – Estado de carga do sistema dual de armazenamento.	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados no modelo Schiffer [9].	34
Tabela 3.2 – Regiões de ciclagem parcial [9].....	37
Tabela 5.1 – Resultados financeiros para diferentes dimensionamentos do sistema.....	52
Tabela 5.2 – Dimensionamento para cada ponto durante o ciclo lunar.....	53
Tabela 5.3 – Resultados do custo para cada ponto durante o ciclo lunar.	54
Tabela 5.4 – Configuração da microrrede isolada.....	57
Tabela 5.5 – Custos da microrrede isolada ao longo de 20 anos de operação, utilizando SAB convencional.	60
Tabela 5.6 – O particionamento do banco.	61
Tabela 5.7 –Análise econômica da microrrede isolada ao longo de 20 anos de operação, utilizando SDAB.....	62
Tabela 5.8 – Análise do sistema dual de armazenamento comparando as fontes fotovoltaica e correntes de maré.	63

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	2
1.1 Justificativa.....	3
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo Geral.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Estrutura do Trabalho.....	5
2. ENERGIAS OCEÂNICAS	6
2.1 Caracterização das Marés	8
2.2 Tecnologia de aproveitamento das Fontes Oceânicas.....	9
2.2.1 Energia das Ondas	11
2.2.2 Gradiente de Salinidade	14
2.2.3 Energia Térmica dos Oceanos	16
2.2.4 Correntes Oceânicas	17
2.2.5 Maremotriz.....	18
2.3 Energia Cinética e Mecânica das Turbinas de Correntes de Maré	19
3. SISTEMA DUAL DE ARMAZENAMENTO do Problema.....	25
3.1 Configuração do SDAB	26
3.2 Diretrizes de Operação do SDAB.....	27
3.3 O modelo Schiffer.....	28
3.3.1 Fatores de Estresse das Baterias.....	35
3.3.2 Processos de Envelhecimento.....	38
3.3.3 Estimação da Vida Útil das Baterias.....	40
3.3.4 Estimação do Estado de Carga da Bateria	42
3.4 Carga de Equalização	43
4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	44
4.1 Função Custo	44
4.2 Restrições do Problema	45
4.2.1 Restrição de Balanço de Potência.....	45
4.2.2 Restrição da Turbina	46
4.2.3 Restrição dos Sistemas de Armazenamento	47
4.3 Análise Econômica.....	48

5. RESULTADOS	49
5.1 Estudo de Caso.....	49
5.2 Dimensionamento das turbinas de correntes de maré	51
5.2.1 Fase Lunar mais adequada para o Dimensionamento das Turbinas de Correntes de Maré	52
5.3 Dimensionamento das Baterias do Sistema de Armazenamento Convencional.....	55
5.3.1 Impacto da Intermitência nas Baterias.....	58
5.3.2 Cenário 1: Sistema de Armazenamento Convencional	59
5.3.3 Cenário 2: Sistema Dual de Armazenamento.....	61
5.3.4 Comparação com a Fonte Fotovoltaica	63
6. CONCLUSÃO	65
6.1 Contribuições do Trabalho	66
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros	67
6.3 Artigos Associados a esta Dissertação	67
REFERÊNCIAS.....	68

1.INTRODUÇÃO

Devido ao crescimento da demanda, o aumento da tarifação e aos desenvolvimentos tecnológicos, a exploração comercial das fontes renováveis não convencionais tem crescido de forma acelerada. No entanto, tudo começou após a crise do petróleo na década de 70, que além de ter as atenções para conservação de energia, também revelou algumas situações: primeira, que o petróleo era incapaz de atender a demanda energética mundial; segunda, que existia grande dependência dos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica [1].

Então, países exportadores de energia começaram a desenvolver tecnologias para geração de energia elétrica. Associado a isso, em 1997 os países que formam a ONU estabeleceram um dos acordos mais importantes do setor elétrico mundial: o Protocolo de Kyoto. Por meio deste acordo, são estabelecidos mecanismos de redução e combate ao aquecimento global [2].

Com a crescente demanda por energia, em conjunto ao curto horizonte dos combustíveis fósseis, bem como os aspectos ambientais relacionados, o setor elétrico mundial tem sido desafiado a explorar novas fontes energéticas, sendo algumas destas bastantes prósperas, como por exemplo, as energias oceânicas [2] [3].

Apesar do sistema elétrico mundial já está bem consolidado em áreas urbanas, novos desafios relacionados ao suprimento da demanda de energia elétrica vêm surgindo ao redor do mundo. O fornecimento de eletricidade para locais mais remotos, cujo acessibilidade é mais difícil, como ilhas, criou a necessidade de novas alternativas de geração para o sistema elétrico. A partir deste conjunto de situações surgiu a ideia de microrredes, que tem como função a geração de energia, seja ela interligada à rede ou de forma isolada, para abastecer apenas uma demanda local. Uma característica marcante desse tipo de sistema é a presença expressiva de fontes renováveis.

A fim de aumentar a confiabilidade e eficiência das microrredes, devido à imprevisibilidade das fontes renováveis, é necessário o uso de sistemas de armazenamento e de backup, como baterias e geradores a diesel.

Os sistemas de armazenamento são uma parte imprescindível nas microrredes isoladas, tendo como algumas aplicações, a regulação da tensão e o fornecimento de energia, quando a fonte geradora não supre a demanda. Considerando que o custo do sistema de armazenamento pode chegar a mais de 50 % do investimento total, desta forma, é de suma importância elevar a vida útil para viabilizar economicamente as microrredes isoladas [4].

Atualmente, o estudo de energias oceânicas vem crescendo devido aos avanços tecnológicos que vem tornando viável a exploração deste recurso energético. O potencial teórico apresentado por essa fonte no mundo é de 500 a 1000 TWh/ano, sendo o Reino Unido um dos principais locais para essa geração, entretanto, devido a fatores geográficos ou de captação nem todo esse potencial está acessível [5].

1.1 Justificativa

A energia oceânica baseada em correntes de maré possui características interessantes na operação do sistema de energia, pois esta fonte apresenta uma alta previsibilidade a longo prazo, além de ter uma curva de geração suave, se comparada as fontes fotovoltaicas e eólica, podendo resultar em vantagens para a vida útil das baterias.

A utilização das baterias de chumbo-ácido é comum em sistemas isolados, devido à melhor relação custo-benefício e por se tratar de uma tecnologia mais consolidada no mercado [6] [7]. No entanto, a degradação precoce destas baterias ainda é um problema crítico e ocorre devido ao regime rígido de operação em que são submetidas, que se caracteriza principalmente pelos longos períodos com baixo estado de carga – SOC.

Os sistemas de armazenamento apresentam a maior parcela do investimento do dimensionamento da microrredes isoladas. Logo, a preservação

da vida útil das baterias se torna de suma importância para a sustentabilidade e a viabilidade dos sistemas isolados

Em [8] é proposto um modelo que permite estender a vida útil equivalente dos sistemas de armazenamentos dividindo estes em dois subsistemas com funções diferentes. A fonte principal é de natureza solar fotovoltaica. Neste trabalho, o método proposto em [8] é estendido para microrredes atendidas por turbinas de correntes de maré.

Dadas as características peculiares da geração maremotriz, existe o potencial de agregar significativos ganhos à vida útil das baterias promovendo economia na operação de toda a microrrede isolada.

Para este estudo, um modelo detalhado da operação e envelhecimento das baterias se torna indispensável. Neste trabalho é utilizado um modelo de ciclagens ponderadas conhecido como modelo de Schiffer, que apresenta boa relação entre grau de complexidade e de precisão em modelar o comportamento das baterias de chumbo-ácido [8] [9].

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar e estender o modelo na configuração dual de armazenamento quando utilizado em microrredes isoladas com fonte energética baseada em correntes de maré.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudar e simular o comportamento das baterias utilizando o sistema dual de armazenamento por baterias com fonte oceânicas;
- Identificar oportunidades de aperfeiçoamento do sistema de armazenamento dual para o caso de fonte oceânica;

- Avaliar o impacto sobre as baterias quando utilizando o sistema dual de armazenamento;
- Identificar estratégias que preservem a vida útil dos bancos de baterias;

1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma:

No Capítulo 2 é realizada uma abordagem geral sobre as energias oceânicas.

No Capítulo 3 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 4 são apresentados detalhes do sistema de armazenamento, em especial as baterias de chumbo-ácido e de fatores de estresse e processos de envelhecimento das baterias. É apresentado também um detalhamento sobre o sistema dual de armazenamento e o modelo Schiffer, que avalia o desempenho e estima a vida útil das baterias de chumbo-ácido.

No Capítulo 5 é realizado um estudo de caso baseado no perfil de demanda de ilhas da região do Maranhão, demonstrando as características do sistema isolado, os dados utilizados, simulações 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.

2. ENERGIAS OCEÂNICAS

A variação do nível do mar foi primeiramente observada pelos romanos quando estes realizavam invasões contra a Gália e Bretanha, que correspondem atualmente a França e o Reino Unido, pois diferente do litoral romano, que é banhado pelo mar Mediterrâneo, a variação da maré presente no litoral desses países era observada com mais expressividade.

Aproveitando-se desta variação, os romanos construíram moinhos na Inglaterra que funcionavam utilizando represas que eram abertas durante a alta mar para encher o reservatório até que o nível da água estivesse igual ao do mar. Após esse nivelamento a represa fechava a comporta e aguardava a baixa mar, para que quando o nível do mar estivesse abaixo da água armazenada no reservatório, a água acumulada voltasse para o mar através do moinho fazendo assim com que as pás se movimentassem com a passagem do fluxo de água.

Figura 2.1 – Moinho de maré em Nendrum, Irlanda.

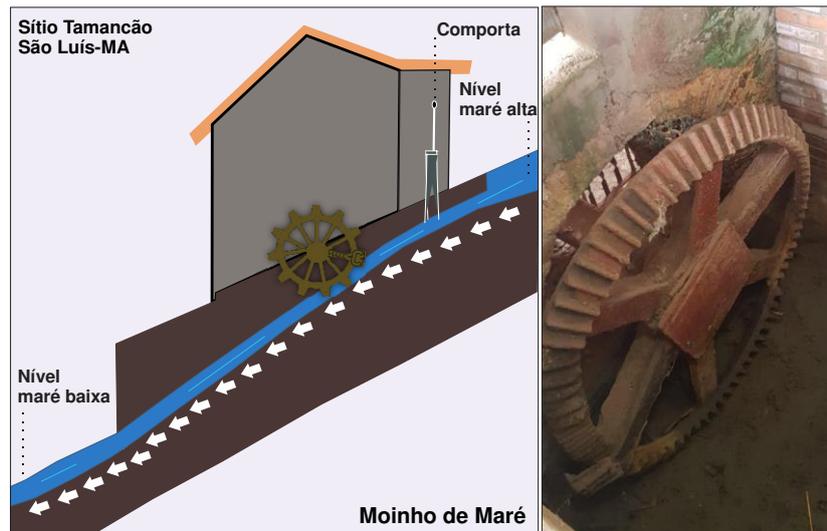


Fonte: [10] [11]

De acordo com [10] [11], os registros sobre a construção antiga de moinhos de maré datam de 787 d.C., localizado na região monástica de Nendrum, Irlanda

em **Erro! Fonte de referência não encontrada.** No Brasil, especificamente no Maranhão, os colonizadores portugueses também utilizavam o aproveitamento das grandes amplitudes de marés por meio de moinhos de maré no sítio Tamancão, conforme Figura.

Figura 2.2 – Ilustração do moinho de maré no sítio de Tamancão.



Já no início da segunda etapa da revolução industrial, entre 1860 e 1900, o uso de moinhos que utilizavam a força da maré ou dos ventos foi bastante reduzido, isto devido à inserção do carvão, petróleo e eletricidade como combustíveis para alimentar dispositivos, fazendo assim com que a utilização dessas fontes não tivesse um grande desenvolvimento na época. Entretanto, o uso deliberado das novas fontes de energia, como o carvão ou o petróleo, acarretou o surgimento de diversos problemas ambientais de proporções mundiais.

Dentre esses problemas ambientais, pode-se citar: o efeito estufa e a chuva ácida, onde no primeiro, parte do calor emitido pela superfície terrestre é absorvida por gases encontrados na atmosfera e irradiado de volta para a superfície, já o segundo, ocorre quando as precipitações atmosféricas possuem acidez maior que a resultante do dióxido de carbono (CO_2) dissolvido na água precipitada [10].

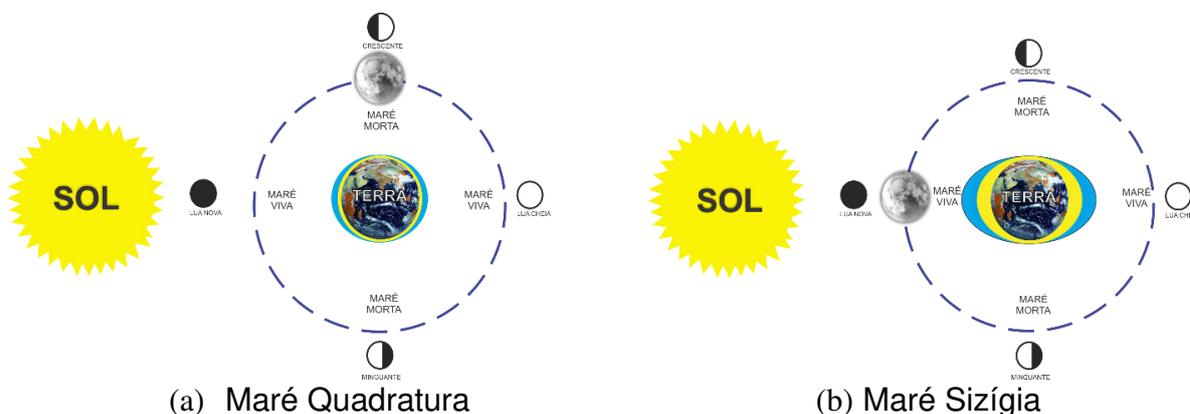
Desse modo, entidades internacionais iniciaram a criação de tratados que tivessem como compromisso a redução nas emissões de gases poluentes na atmosfera. Um desses tratados ficou conhecido como o Protocolo de Kyoto, que teve a participação de 55 países, com o objetivo de reduzir as emissões dos gases do efeito estufa.

Sendo assim, a criação desse tipo de acordo foi um dos motivos que geraram a necessidade de uma reformulação no setor energético mundial, promovendo o uso de fontes energéticas renováveis em maior quantidade e de formas mais eficientes.

3.1 Caracterização das Marés

A maré é caracterizada pelo movimento vertical, ou seja, de subida e descida. Entretanto, as correntes de maré é o fluxo horizontal. A maré é formada principalmente pelas forças gravitacionais combinadas, entre Sol e a Lua que agem na água da superfície da Terra, como também do movimento periódico dos três corpos. A Lua possui influência duas vezes maior nas marés comparado com o Sol, isso porque a Lua está bem mais próxima da Terra, apesar da massa do Sol ser bem superior à da Lua. A maré depende da posição relativa dos três corpos e da geometria do local. As ações dos três astros na formação das marés podem ser observadas na Figura, de acordo com suas posições [2] [3] [12].

Figura 2.3 – Formação das marés pelo sol e lua.



Fonte: [2] [3].

A energia das correntes de maré tem a vantagem da alta previsibilidade, o que a torna atraente pois é possível prevê a longo prazo com boa exatidão o valor da potência gerada que estará disponível para o despacho das fontes de geração [13]. Essa alta previsibilidade é devida aos aspectos astronômicos serem largamente conhecidos, entretanto o motivo de nem sempre prever com exatidão o comportamento das marés em longo prazo é em razão de serem irregulares, pois as marés podem ser influenciadas também pelos aspectos meteorológicos, as características geomorfológicas da costa [3] [14].

Existem também fenômenos astronômicos que precisam ser levados em consideração na formação das marés, como por exemplo, os fenômenos: Afélio, Periélio, Perigeu, Apogeu e os Equinócios, que ocorrem nos meses de março e setembro, quando combinados a uma Lua Cheia ou Lua Nova, resultam em marés bem maiores do que as de Sizígia comuns, chamadas de Marés Equinociais [14].

Os efeitos da interação entre Terra, Sol e Lua em geral produzem duas marés por dia. Algumas características das marés são [3]:

- Acontecem 706 marés no ano;
- As marés altas ocorrem 50 minutos mais tarde a cada dia;
- O ciclo de maré dura 14 dias
- O ciclo lunar dura 28 dias.

3.2 Tecnologia de aproveitamento das Fontes Oceânicas

A primeira produção de energia maremotriz utilizando barragens data de 1849 e foi proposta no Reino Unido, no estuário do rio Severn. Entretanto, a primeira construção para fins comerciais de geração de eletricidade foi a de uma usina oceânica na França, em 1966, chamada La Rance. Atualmente, as usinas com maior potencial de geração de energia elétrica estão localizadas na França e Coreia do Sul (La Rance e Sihwa, respectivamente).

Avanços no desenvolvimento da exploração da energia oceânica trazem consigo maior eficiência quanto ao uso desta fonte renovável. Todavia, é importante ressaltar que o avanço tecnológico também aconteceu em outras áreas como por exemplo, ciência dos materiais, construção, corrosão e cabos, fazendo assim com que a durabilidade e eficiência do sistema total crescessem, tornando assim os projetos mais viáveis e atrativos para investidores [2].

Existem seis tipos de energia oceânicas, sendo elas, energia das ondas, gradiente de salinidade, gradiente térmico, correntes oceânicas, gradiente de maré e correntes de maré, como apresenta a Figura , sendo que duas delas (gradiente e corrente de marés) são provenientes da mesma fonte primária (marés), portanto são consideradas fontes maremotrizes.

Considerando que as fontes maremotrizes “gradiente e corrente de marés” apresentam estágio mais avançado de desenvolvimento e aplicação, e considerando ainda que o escopo deste trabalho está contextualizado no aproveitamento das correntes de marés, uma ênfase maior deve ser dada à caracterização desta fonte primária. A compreensão das características deste recurso energético é necessária no sentido de obter seu melhor aproveitamento quando utilizada em microrredes isoladas, especialmente o uso de SDAB.

Figura 2.4 – Formas de aproveitamento das energias oceânicas.



3.2.1 Energia das Ondas

As energias das ondas são provenientes da transferência da energia cinética do vento por meio de forças de atrito formando pressões que perturbam a superfície do oceano.

A conversão de energia das ondas iniciou-se na década de 70. Atualmente, a tecnologia de extrair energia elétrica baseado nas ondas do mar foi implantada em escala real para fins de teste e demonstração. Em 2013 mais de 100 projetos estavam em desenvolvimento [15] [16]. Cada tecnologia emprega um mecanismo diferente para capturar essa energia, dependendo da localização e profundidade da água [15] [17]. Apesar da grande variação nos designs e conceitos na conversão de energia das ondas, é possível destacar as três principais [18]:

- Atenuador;
- Absorvedor pontual;
- Terminador;

A Figura , apresenta o tipo atenuador que é um dispositivo flutuante, no qual as ondas se aproximam paralelamente à direção do dispositivo, que aproveita a energia da onda [18].

Figura 2.5 – Dispositivo Atenuador: Fazenda de ondas Pelamis.



Fonte: [19].

No tipo absorvedor pontual, o movimento e os surtos das ondas são usados para produzir eletricidade, conforme Figura . O conversor tem uma boia de pequenas dimensões comparada com a da onda [20].

Figura 2.6 – Dispositivo Absorvedor: OPT *Powerbuoy*.



*Ocean Power Technologies (OPT)

Fonte: [19].

A Figura apresenta um conversor do tipo terminador coluna de água oscilante que é um tipo de sistema de conversão de energia das ondas, em que o eixo principal é perpendicular à direção do deslocamento da onda. Estes dispositivos geralmente têm dois componentes, um estacionário e outro em movimento.

A parte móvel se move para cima e para baixo como um pistão. O movimento para cima e para baixo da ala é utilizado para pressurizar o óleo ou o ar em um cilindro hidráulico que, eventualmente, aciona uma turbina para gerar eletricidade [20].

Figura 2.7 – Terminador: Conversor de oscilação de ondas – OWC.

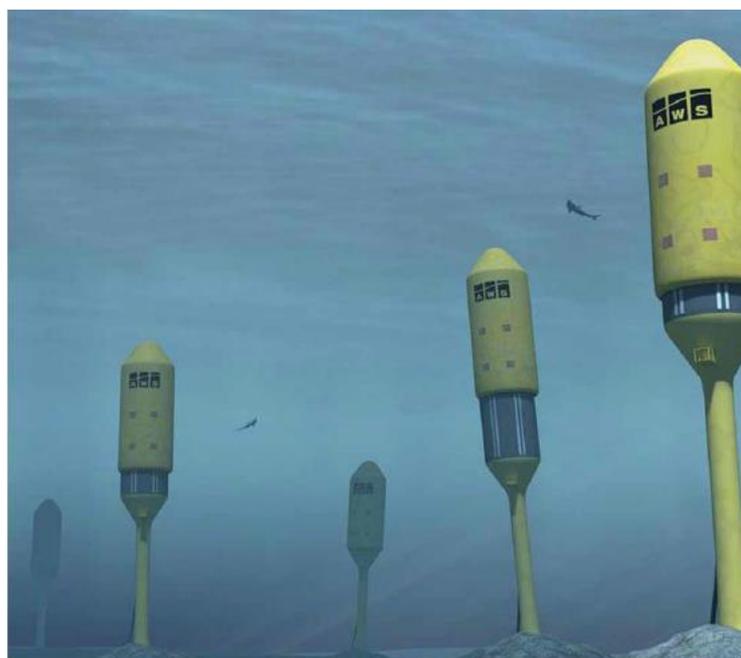


*Oscillating Water Column

Fonte: [19].

A Figura é um dispositivo diferencial de pressão submerso que usa a diferença de pressão acima do dispositivo entre cristas de ondas e vales. É composto por duas partes principais: uma câmara cilíndrica fixa com enchimento de ar no fundo do mar e um cilindro superior móvel. Quando uma crista passa sobre o dispositivo, a pressão de água comprime o ar dentro do cilindro, movendo o cilindro superior para baixo [19].

Figura 2.8 – Diferencial de pressão submersa: Arquimedes.



Fonte: [19].

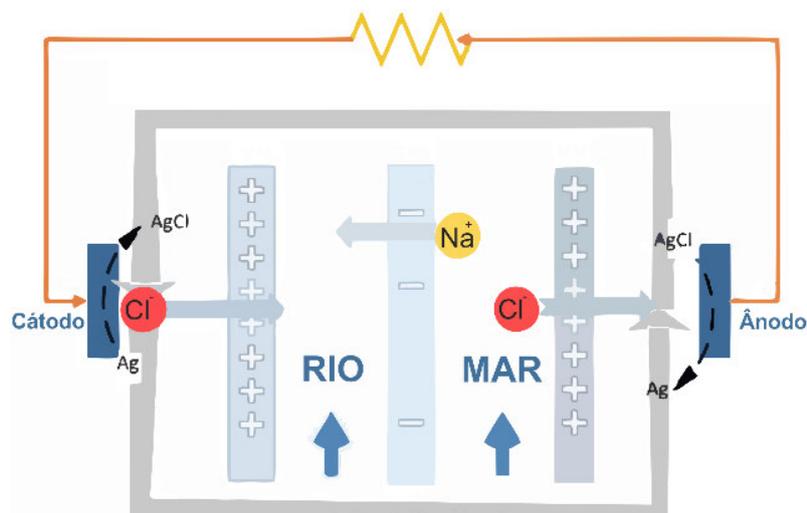
3.2.2 Gradiente de Salinidade

O gradiente de salinidade é conhecido também como energia osmótica, e ocorre no encontro da água salgada e água doce. Este encontro causa liberação de energia e um pequeno aumento na temperatura local da água. Este calor produzido pode ser aproveitado e convertido em eletricidade. Existem dois processos na conversão desse calor em eletricidade, que são [10].

- Eletrodialise reversa (RED – *Reversed electro dialysis*);
- Osmose de pressão retardada (PRO – *Pressure-retarded osmosis*);

Eletrodialise reversa consiste em um conjunto de membranas que realiza a troca de íons, conforme Figura . Usando este arranjo de membrana, a água do rio e do mar flui entre as membranas e, deste modo, formam-se compartimentos. Devido à diferença na concentração de sal entre as águas, há uma diferença de potencial eletroquímico, que é a força motriz para os íons fluírem através das membranas dos compartimentos de água do mar para os compartimentos de água do rio [21].

Figura 2.9 – Planta de uma usina osmótica a pressão retardada.



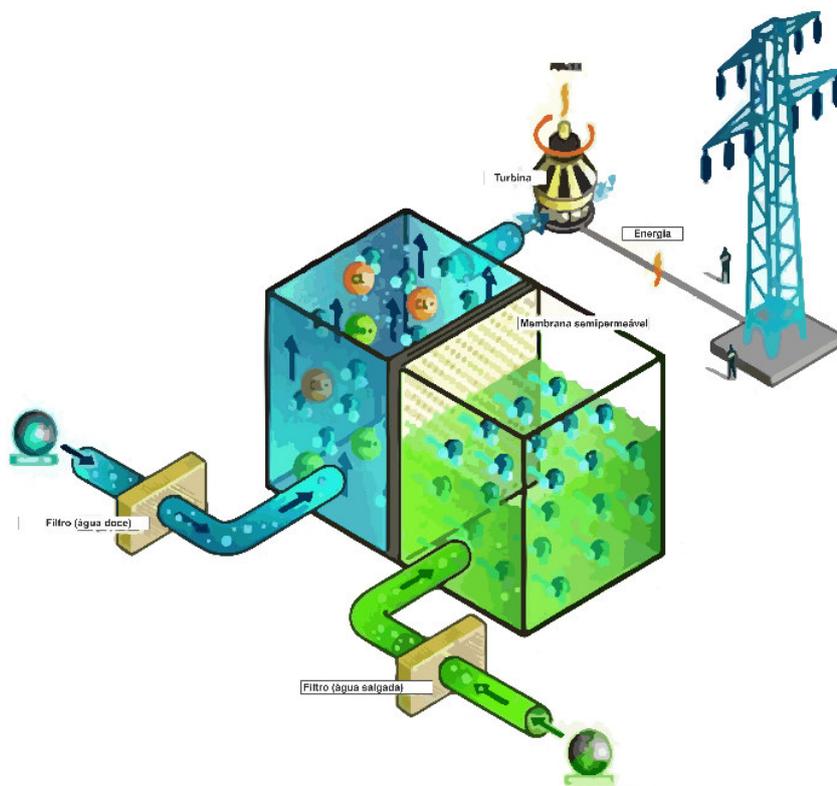
Fonte: [22].

As membranas carregadas positivamente permitem somente íons carregados negativamente (Cl^-) passarem e as membranas carregadas negativamente permitem que somente íons carregados positivamente (Na^+)

passem. Assim, os íons positivos e negativos migram em direções opostas, da água salgada para a água doce. Isso cria polos positivos e negativos, como em uma bateria [23].

A Figura apresenta a Osmose de Pressão Retardada, que usa uma membrana semipermeável para separar uma solução salina concentrada da água doce [24] [25]. A membrana permite a passagem da água, mas não permite a entrada de sal ou íons. A água doce e a água do mar estão em duas câmaras separadas, mas as duas câmaras estão ligadas através de uma membrana semipermeável. Este fluxo de água aumenta o volume (nível de água) da câmara de água do mar e, conseqüentemente, a pressão no seu interior. Um sistema de válvulas permite que a solução mais salgada impulsione uma turbina hidráulica para gerar eletricidade [10].

Figura 2.10 – Planta de uma usina osmótica a pressão retardada.



Fonte: [26].

3.2.3 Energia Térmica dos Oceanos

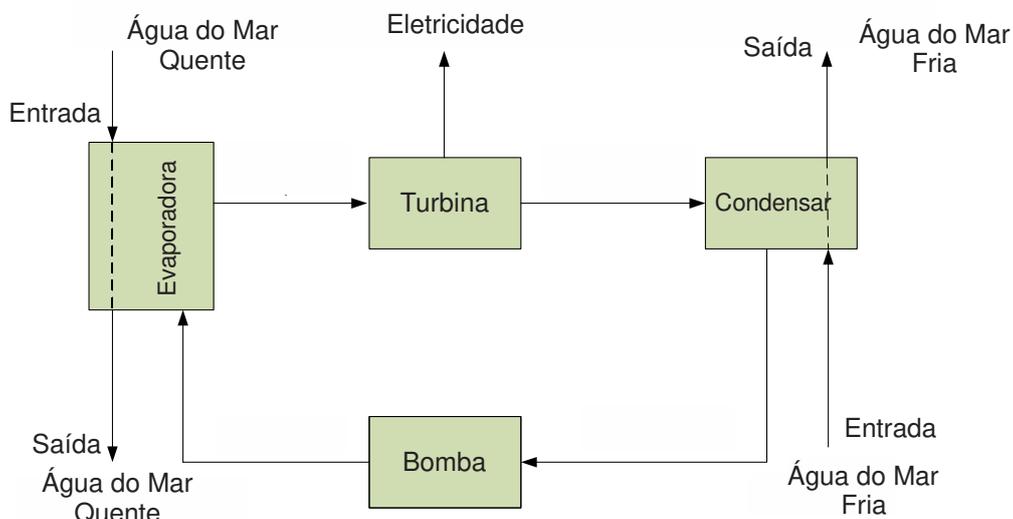
A conversão de energia térmica dos oceanos é uma das tecnologias que explora a diferença de temperatura entre as águas da superfície e as águas profundas do oceano para gerar energia elétrica, ou seja, é necessário locais especiais com grandes diferenças de temperatura [27].

Existem dois processos principais para realizar essa conversão:

- Sistema de ciclo fechado (Figura);
- Sistema instantâneo de ciclo aberto (Figura);

O primeiro transforma a água quente do mar em vapor através de pressão reduzida e depois a conduz para uma turbina, após a conversão de energia a água é condensada utilizando a água fria do mar [23].

Figura 2.11 – Ilustração de um conversor OTEC fechado.



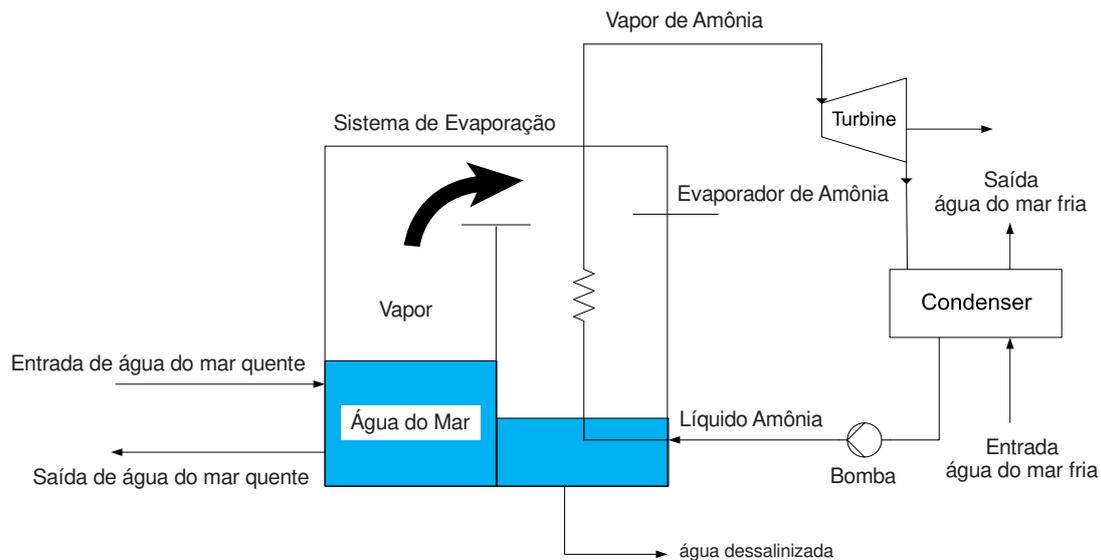
*Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)

Fonte: [18].

O segundo utiliza a água quente para aquecer um fluido de baixa temperatura, como o amoníaco, que é extraído através de uma turbina e em seguida condensado em um permutador de calor com água do mar fria e depois reciclado de volta à caldeira por uma bomba.

Entretanto, esta tecnologia é de difícil utilização devido à necessidade de bombear grandes volumes de água do fundo mar para um sistema flutuante. São necessárias grandes áreas para permutação do calor e há grande dificuldade de transmitir energia de um dispositivo flutuando em locais de águas profundas até a costa [23].

Figura 2.12 – Ilustração de um conversor OTEC ciclo aberto.



Fonte: [18].

3.2.4 Correntes Oceânicas

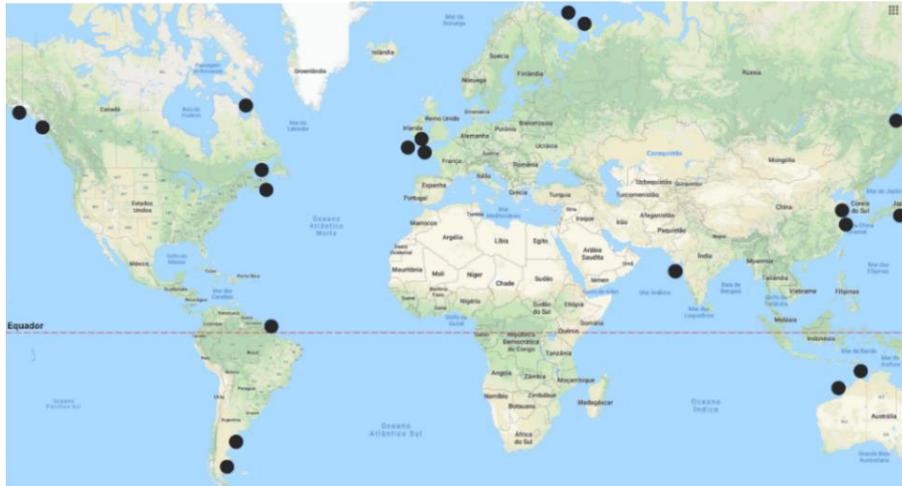
As correntes oceânicas são influenciadas principalmente pela ação dos ventos sobre a superfície do mar, do aquecimento desigual dos mares pelo sol e dos movimentos de rotação da terra, em consequência ocorre o efeito Coriolis, ou seja, dependendo do hemisfério as correntes oceânicas vão se movimentar de formas diferentes [12]. O fluxo produzido por estes fatores é unidirecional e contínuo. O princípio de conversão das energias oceânicas baseia-se na tecnologia utilizada nas correntes de maré [2].

A principal desvantagem das energias oceânicas é que a energia é extraída do meio do oceano; logo a transmissão de energia para as áreas de consumo é um processo muito caro e complexo devido às longas distâncias e problemas de cabeamento submarino [20].

3.2.5 Maremotriz

A energia maremotriz é utilizada de duas formas: a primeira, energia de correntes de maré e a segunda gradientes de maré. A Figura apresenta os principais locais do planeta que o aproveitamento maremotrizes são mais apropriados [2] [3].

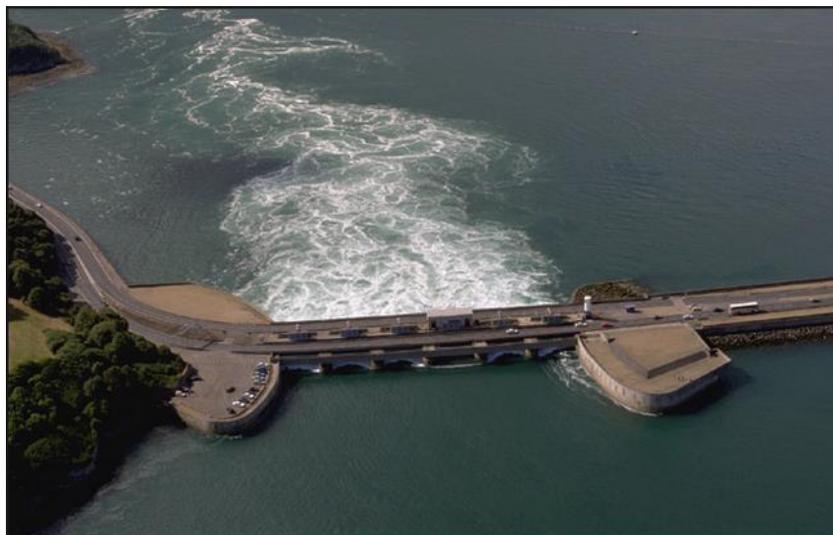
Figura 2.13 – Melhores locais no mundo para geração maremotriz.



Fonte: [3].

No Brasil, a região Norte e Nordeste possui bom potencial para a exploração de energia maremotriz, como por exemplo os Estados do Maranhão (baía de São Marcos) e Amapá [12].

Figura 2.14 – Usina de La Rance, França.



Fonte: [14].

A Figura apresenta a usina de La Rance na França, que foi a primeira a ser colocada em operação em 1996, com capacidade de 240 MW de potência. A energia de gradiente de maré tem o princípio de funcionamento baseado em usinas hidrelétricas, no qual por meio de barragens, as marés enchem o reservatório criando um desnível suficientemente elevado entre os lados da barragem, que resulta em uma energia potencial que é convertida em mecânica através das turbinas e em elétrica por meio de um gerador. Esta fonte difere-se hidrelétricas no fato do reservatório ser enchido pela ação das marés, além da intermitência e a inversão de fluxo [3]. Existem outras usinas de gradiente de maré ao redor do mundo, tais como [28] [29]:

- Sihwa (254 MW) em operação desde 2011, na Coreia do Sul;
- Annapolis Royal (20 MW) desde 1984, no Canadá;
- Jiangxia (3,9 MW) desde 1980, na China;
- Kislaya Guba (1,7 MW) desde 1968, na Rússia.

3.3 Energia Cinética e Mecânica das Turbinas de Correntes de Maré

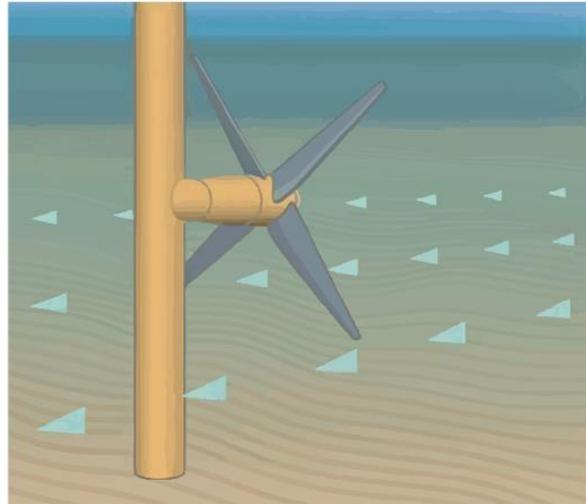
A conversão da energia cinética em energia mecânica é feita por uma turbina, que no caso das Turbinas de Corrente de Maré utiliza o princípio das turbinas eólicas, no qual a geração é realizada por meio de um fluido em movimento. Podemos classificar três principais tipos de turbinas que são utilizadas tanto na geração de energia eólica como na geração de energia a partir de corrente de maré, que são [30]:

- Turbinas de eixo horizontal;
- Turbinas de eixo vertical;
- Turbina de pás oscilantes;

As turbinas de eixo horizontal, são semelhantes às turbinas eólicas de eixo horizontal típicas, como mostra a Figura . À medida que o fluxo de corrente gira as pás, a turbina começa a girar e a gerar energia elétrica. A extração de energia de uma turbina de fluxo horizontal pode ser maximizada quando a área de varredura das pás estiver voltada para a direção do fluxo de corrente; assim, em

alguns projetos de turbinas de fluxo horizontal, o rotor é capaz de se alinhar com a direção do fluxo de corrente [23].

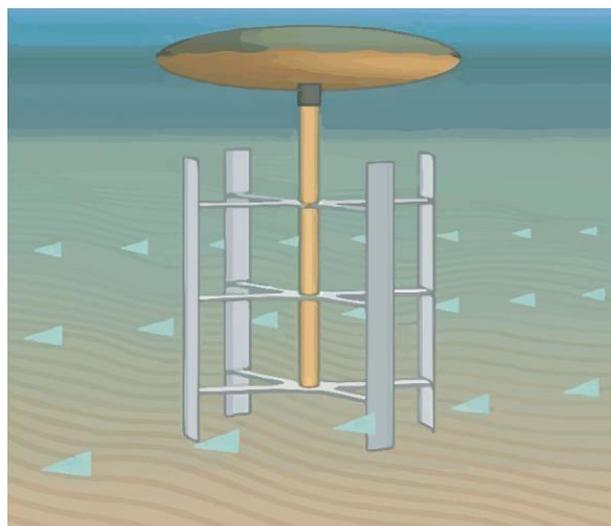
Figura 2.15 – Ilustração de turbinas de fluxo horizontal.



Fonte: [23].

Já as turbinas de eixo vertical giram em torno de um eixo que é perpendicular à direção do fluxo de corrente, conforme Figura ; sendo que o eixo está perpendicular ao fundo do mar. Suas lâminas são paralelas ao eixo do rotor; à medida que a corrente flui através do eixo, as pás movimentam a turbina para gerar energia elétrica. Turbinas de eixo vertical são mais flexíveis com correntes bidirecionais [23].

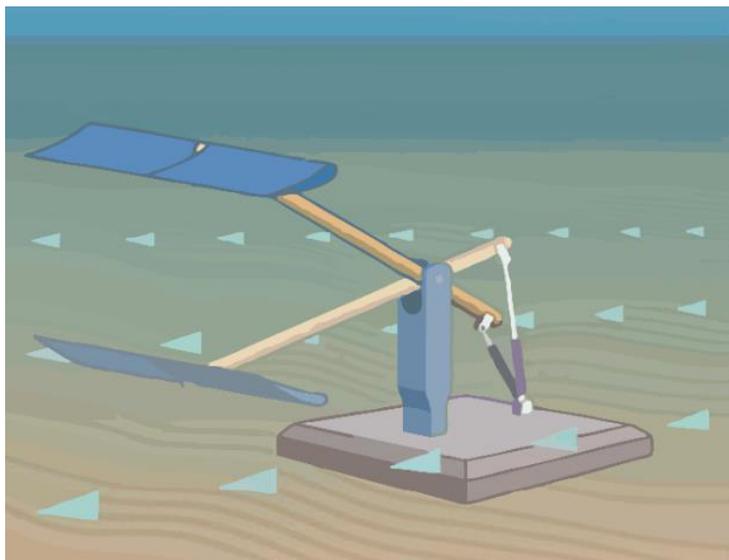
Figura 2.16 – Ilustração de turbinas de fluxo vertical [23].



Fonte: [23].

A Figura , apresenta uma turbina de pás que oscilam para cima e para baixo no fluxo de corrente, e energia cinética é convertida em energia elétrica. Esse dispositivo alternativo é semelhante a uma asa; o ângulo de ataque entre o fluxo de corrente e o aerobarco pode ser ajustado para controlar a oscilação dos hidrofólios [23].

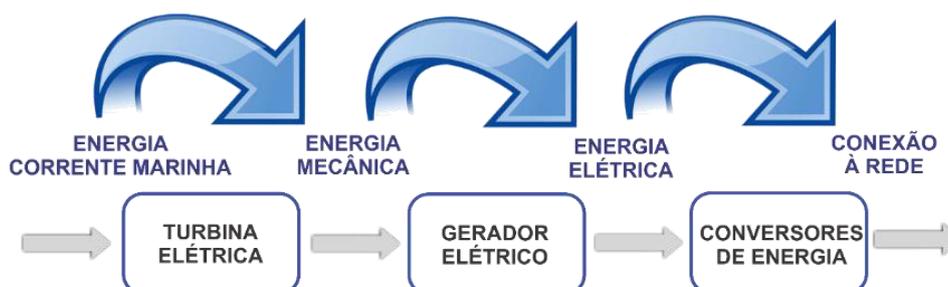
Figura 2.17 – Ilustração de turbinas de pás oscilantes.



Fonte: [23].

A geração de energia elétrica utilizando turbinas de eixo horizontal (turbinas consideradas neste trabalho), ocorre a partir do deslocamento da massa de água que encontra de forma perpendicular com a turbina, transformando energia cinética em mecânica. No eixo da turbina está acoplado um gerador elétrico, que transforma energia mecânica em eletricidade, conforme Figura .

Figura 2.18 – Conversão de energia de correntes de maré.



Fonte: [2] [31].

O que diferencia do cálculo da energia cinética total de uma massa de água para uma massa de ar é a densidade do fluido. Vale ressaltar que a massa de água salgada possui uma densidade 835 vezes maior que a massa de ar. Como consequência, para as turbinas eólicas gerarem a mesma potência das turbinas corrente de maré é necessário obter pás 3 vezes maiores [13].

As expressões que podem ser obtidas a partir da energia cinética, podem ser observadas em (1) a (6).

$$P_{CM} = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (1)$$

$$m = \rho \cdot Q \quad (2)$$

$$Q = A \cdot v \quad (3)$$

$$P_{CM} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

$$A = \pi \cdot R^2 \quad (5)$$

$$P_{CM} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (6)$$

Em que, m é o deslocamento da massa do fluido em kg/s , v é a velocidade do fluido em m/s , ρ é a densidade do fluido em kg/m^3 , Q é a vazão em m^3/s , A é a área varrida pelas pás do rotor em m^2 e R é o raio da pá da turbina em m .

A Equação (4) é obtida substituindo (2) e (3) na Equação (1) e a Equação (6) é obtida substituindo (5) em (4).

Da energia cinética total da massa de água que vem de encontro à turbina, apenas uma parcela desta energia é transformada em energia mecânica, em que a relação entre as duas energias é dada por meio do coeficiente C_p .

O coeficiente de desempenho depende da relação de velocidade das pontas da turbina (λ) e do ângulo de ataque (θ). O λ depende da velocidade da

massa de água v , do raio da pá da turbina R e da velocidade angular (ω) desenvolvida pela turbina, como:

$$\lambda = \frac{R\omega}{v} \quad (7)$$

A expressão que define a quantidade de energia mecânica transferida das correntes de maré para as turbinas é dada em:

$$P_{TCM} = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 v^3 \quad (8)$$

O coeficiente de desempenho máximo foi demonstrado por Lanchester-Betz, em 1926. Baseado em (10) a (19) é possível determinar que o C_p máximo é 59,26% e é obtido para $a = 1/3$ [32]. As relações de velocidade v_1 e v_2 é conhecida como coeficiente axial (9). Entretanto, E_1 é a energia de correntes de maré antes da turbina e E_2 é a energia após a turbina, esta relação é o coeficiente de rendimento C_p .

$$a = \frac{v_2}{v_1} \quad (9)$$

$$E_2 = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad (10)$$

$$m = \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (11)$$

$$E_2 = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \quad (12)$$

$$E_1 = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (13)$$

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{1}{2} \left(\frac{v_1 + v_2}{v_1} \right) \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{v_1^2} \right) \quad (14)$$

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} \right) = \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \quad (15)$$

$$\frac{dE_2/E_1}{da} = \frac{3}{2}a^2 + a - \frac{1}{2} \quad (16)$$

$$\frac{dE_2/E_1}{da} \left(a = \frac{1}{3} \right) = 0 \quad (17)$$

$$C_{pmax} = \frac{E_2}{E_1} max = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3} \right) \left(1 - \left(\frac{1}{3} \right)^2 \right) \quad (18)$$

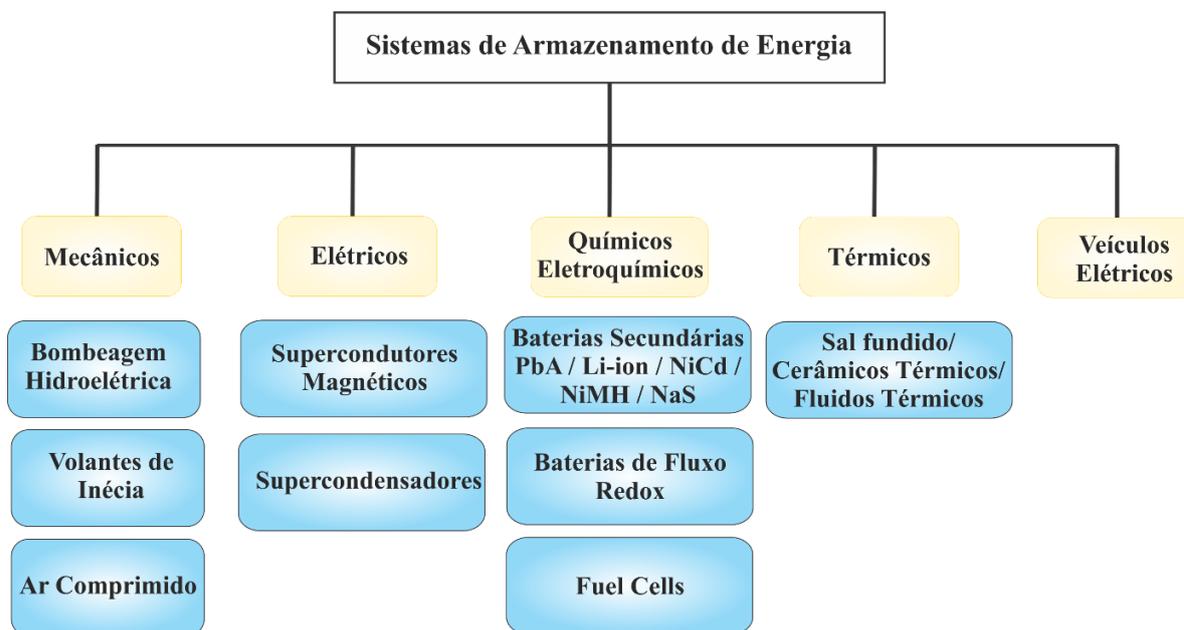
$$C_{pmax} = C_{BETZmax} = 59,26\% \quad (19)$$

3. SISTEMA DUAL DE ARMAZENAMENTO

Os sistemas de armazenamento estão ganhando cada vez mais espaço no setor elétrico, como consequência do uso de fontes renováveis. Isto está relacionado com os avanços tecnológicos, com a necessidade de flexibilidade, controle de intermitência e fornecimento de energia ininterrupta à rede. A utilização do sistema de armazenamento surge como uma opção para otimizar a compra e venda de energia da rede elétrica [33].

A Figura apresenta a classificação dos sistemas de armazenamento que são organizados conforme tipo de energia utilizada.

Figura 3.1 – Classificação dos sistemas de armazenamento.



Fonte: [34].

As baterias de chumbo-ácido são consideradas de baixo custo, mas de grande peso e volume. Esse tipo de bateria foi amplamente utilizado nos últimos 50 anos, portanto, possui uma tecnologia madura. Essas baterias não são

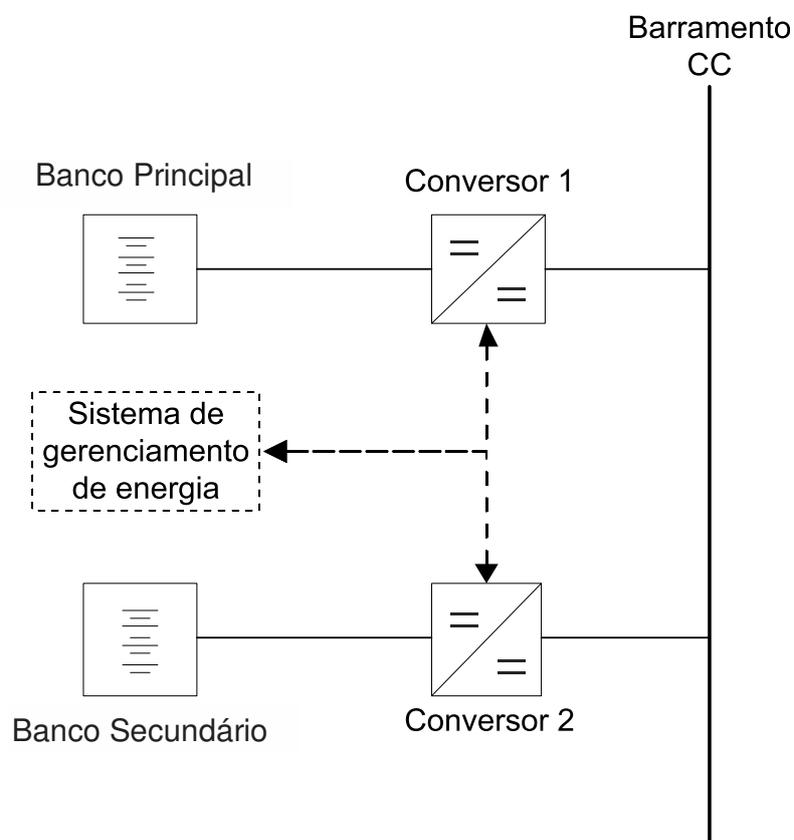
adequadas para descargas superiores a 50 % da capacidade nominal e quando operadas em baixo estado de carga, possuem seu ciclo de vida abreviado [35].

As fontes renováveis com características intermitentes contribuem para a perda de vida útil das baterias de chumbo-ácido. Uma forma de mitigar este problema consiste na utilização de uma arquitetura dual de armazenamento. Esta estratégia depende fortemente das características da fonte renovável, sendo que em casos de sistemas com fontes de correntes de maré, sendo que os benefícios não foram avaliados.

4.1 Configuração do SDAB

A Figura apresenta a configuração do SDAB proposta em [8], a qual é composta de dois subsistemas.

Figura 3.2 – Topologia do Sistema Dual de Armazenamento.



Fonte: [8].

O Banco Principal, é o banco de maior capacidade, sendo responsável por armazenar energia quando a fonte está gerando em excesso e atender à carga quando a fonte não está disponível. Entretanto, o Banco Secundário, é um banco com dimensão menor e tem como função atender as necessidades de balanço instantâneo.

4.2 Diretrizes de Operação do SDAB

Para obter benefícios utilizando esta estratégia, devem ser aplicados alguns requisitos na operação dos subsistemas de armazenamento:

1. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for superior à velocidade de corte da turbina, o banco secundário terá prioridade de uso.

2. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for inferior à velocidade de corte da turbina, o banco principal terá prioridade de uso.

3. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for superior à velocidade de corte da turbina, o banco secundário será livre para operar de acordo com a necessidade do sistema, ou seja, poderá ser solicitado em qualquer situação do SOC, desde que este esteja acima de um valor mínimo preestabelecido (SOC mínimo).

4. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for superior à velocidade de corte da turbina, caso o banco secundário não mais seja capaz de atender à demanda o acionamento do banco principal terá prioridade com relação ao gerador à diesel.

5. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for inferior a velocidade de corte da turbina, o carregamento do banco secundário terá prioridade em relação ao carregamento do banco principal.

6. Durante o período em que a velocidade das correntes de maré for superior à velocidade de corte da turbina, o carregamento de ambos os bancos poderá ser realizado de forma simultânea.

7. O procedimento de equalização periódica das baterias acontecerá nos períodos de quadratura, haja visto que no período de sizígia a bateria é recarregada pela própria fonte renovável.

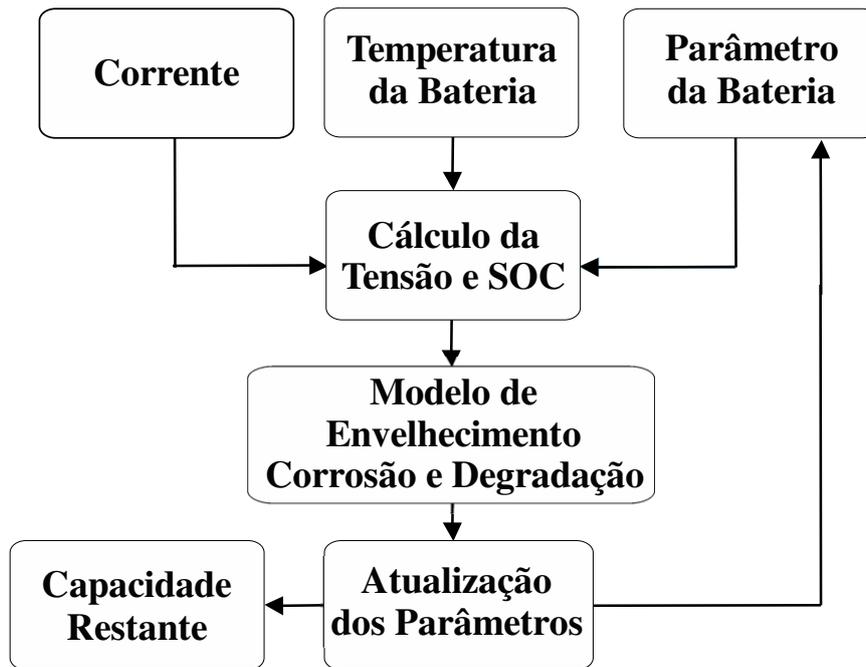
8. Na equalização ambos os bancos deverão ser carregados totalmente. Esta política possui prioridade em relação a todas as outras.

4.3 O modelo Schiffer

O modelo Schiffer estima a vida útil das baterias de chumbo-ácido baseada nas condições atuais de desempenho das baterias, considerando os fatores de estresse e processo de envelhecimento. Para estimar a vida útil das baterias, existem três modelos que podem ser aplicados: processos físico-químicos, Ah ponderado e os modelos orientados a eventos. Em cada modelo existem graus de precisão e modelos matemáticos distintos. No caso do modelo Schiffer, situa-se no modelo Ah ponderado, que possui um grau de precisão e custo computacional em nível intermediário [36] [37].

A Figura 4.3 mostra fluxograma simplificado do modelo Schiffer [9] que, o fator de ponderação é igual a um, e à medida em que a bateria vai sendo utilizada este fator vai sendo incrementando. Aplicando este modelo considera-se como principais processos de envelhecimento, a corrosão da placa positiva e a degradação da matéria ativa. Mas, existem outros processos que são considerados: grandes períodos entre cargas completas, ciclagem com SOC em baixo percentual, elevadas temperaturas, estratificação do ácido e gaseificação [9].

Figura 4.3 – Diagrama simplificado do modelo Schiffer.



Fonte: [9].

O modelo Schiffer inicia considerando a corrente, temperatura e parâmetros da bateria, para calcular a tensão e o estado de carga atuais. Em seguida, são determinados os graus de corrosão e degradação, posteriormente os parâmetros são atualizados e por fim determinado a capacidade restante.

A formulação matemática do modelo Schiffer pode ser expressa como:

$$\begin{aligned}
 U(t) &= U_0 - g.DoD(t) + \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \\
 U(t) &= U_0 - g.DoD(t) + \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0
 \end{aligned} \tag{20}$$

Na Equação (20) $U[V]$, representa a tensão terminal da célula; $U_0[V]$ é a tensão da célula em circuito aberto com a bateria completamente carregada, $g[V]$ é a constante de proporcionalidade do eletrólito, $\rho_c/\rho_d [\Omega Ah]$ 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. O subíndice 'c' representa carregando e o 'd', descarregando [38].

$$I_{gas} = \frac{C_N}{100Ah} \cdot I_{gas,0} \cdot e^{(c_u \cdot (U - U_{gas,0}) + c_T \cdot (T - T_{gas,0}))} \quad (21)$$

A Equação (21) 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} é a tensão nominal da bateria e $T_{gas,0}$ é temperatura nominal. C_u e C_t são os coeficientes de tensão e temperatura. T é a temperatura da bateria [9].

$$SoC(t) = SoC(0) + \int_0^t \frac{I(t) - I_{gas}(t)}{C_N} dt \quad (22)$$

A Equação (22) expressa 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 significa que todos os cristais de sulfato que contribuem para o processo de carga e descarga são convertidos completamente de volta para seus eletrodos [9].

$$\begin{aligned} U_{corr}(t) &= U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \\ U_{corr}(t) &= U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0 \end{aligned} \quad (23)$$

$$\rho_{corr}(t) = \rho_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \quad (24)$$

$$C_{corr}(t) = C_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \Delta w(t) &= k_s \cdot x^{0,6}, x = \left(\frac{\Delta w(t - \Delta t)}{k_s} \right)^{1/0,6} + \Delta t, \forall U_{corr} < 1,74 \\ \Delta w(t) &= \Delta w(t - 1) + k_s \cdot \Delta t, \forall U_{corr} \geq 1,74 \end{aligned} \quad (26)$$

$$k_s(U_{corr}, T) = k(U_{corr}) \cdot e^{[k_{s,T}(T - T_{corr0})]}, k_{s,T} = \frac{\ln(2)}{15} \quad (27)$$

A Equações (23) a (27) tratam apenas da tensão de corrosão da placa positiva. A equação (23) mostra a tensão de corrosão, (24) a resistência da camada de corrosão, (25) perda da capacidade devido a corrosão e as (26) e (27) calculam a variação da camada de corrosão, onde ΔW é a variação sofrida pela camada de corrosão. A Equação (27) é uma representação da Lei de *Arrhenius* para incluir os efeitos da temperatura sobre a degradação da bateria [9].

$$C_{deg}(t) = C_{deg,limite} \cdot e^{-5 \cdot \left[1 - \frac{Z_w(t)}{1,6 \cdot Z_{IEC}} \right]} \quad (28)$$

Outros efeitos são considerados no modelo Schiffer como, a degradação das baterias. A Equação (28) indica a diminuição da capacidade da bateria devido aos efeitos da degradação, onde C_{deg} é a redução da capacidade devido a degradação, $C_{deg,limite}$ é o efeito máximo da degradação sobre a capacidade restante da bateria.

$$Z_w(t) = \frac{1}{C_N} \cdot \int_0^t |I_d(t)| \cdot f_{SOC}(t) \cdot f_{acid}(t) dt \quad (29)$$

A Equação (29) 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.

$$f_{soc}(t) = \begin{cases} 1 \rightarrow (\text{carregamento pleno}) \\ 1 + [c_{soc,0} + c_{soc,min}(1 - SoC_{min}(t)|_{t_0}^t)] \cdot f_i(I, n) \cdot \Delta t_{soc} \rightarrow (\text{caso contrário}) \end{cases} \quad (30)$$

A Equação (30) representa a influência da degradação sobre o SOC, onde $C_{SOC,0}$ representa o impacto sofrido pela bateria quando o SOC = 0 e C_{SOCmin} com o SOC no mínimo.

$$n(t+1) = \begin{cases} n(t), \forall SoC < 0,9 \\ n(t) + \frac{0,0025 - (0,95 - SoC(t))^2}{0,0025}, \forall 0,9 \geq SoC \geq 0,9999 \\ 0, \forall SoC \geq 0,9999 \end{cases} \quad (31)$$

A Equação (31) 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.

$$f_i(I, n) = \sqrt{\frac{I_{ref}}{I}} \cdot \sqrt[3]{e^{\frac{n}{3,6}}} \quad (32)$$

A Equação (32) é o fator de corrente utilizada na Equação (37), a Equação (32) representa o impacto da estratificação do ácido sobre a matéria ativa.

$$f_{acid}(t) = 1 + f_{st}(t) \cdot \sqrt{\frac{I_{ref}}{|I|}} \quad (33)$$

$$f_{st}(t+1) = f_{st}(t) + [f_+(t) - f_-(t)] \cdot \Delta t \quad (34)$$

$$f_+(t) = c_+(1 - SoC_{\min} |_{t_0}^t) \cdot e^{(-3 \cdot f_{st}(t))} \cdot \frac{|I_d(t)|}{I_{ref}} \quad (35)$$

$$f_-(t) = f_{-,gas}(t) + f_{-,dif}(t) \quad (36)$$

A Equação (33) é um fator utilizado na Equação (34). As equações (35) e (36) representam o crescimento e redução da estratificação, respectivamente.

$$f_{-,gas}(t) = c_- \cdot \sqrt{\frac{100Ah}{C_N} \cdot \frac{I_{gas}(t)}{I_{gas0}}} \cdot e^{[c_u \cdot (U_{cell}(t) - U_{ref}) + c_T \cdot (T - T_{as0})]} \quad (37)$$

$$f_{-,dif}(t) = \frac{8D}{z^2} \cdot f_{st}(t) \cdot 2^{(T - 20^\circ C)/10K} \quad (38)$$

A Equação (37) é o fator de redução da estratificação através da gaseificação e a Equação (38) representa a redução da estratificação a partir da difusão do eletrólito, onde D é a constante de difusão do eletrólito [9].

$$C_{res\ tan\ te}(t) = C_d(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad (39)$$

Utilizando essas Equações, é estimada a capacidade restante da bateria, como mostrado na Equação (39). 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 as quais são submetidas. A Tabela apresenta os parâmetros utilizados no modelo Schiffer para aplicações envolvendo fonte fotovoltaica.

Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados no modelo Schiffer.

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	Coeficiente de tensão da corrente de gaseificação	11 V ⁻¹
C_T	Coeficiente 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
$k_{s,T}$	Coeficiente 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	Coeficiente do número de cristais de sulfatos	$2,961 \cdot 10^{11} cm^{-3}$

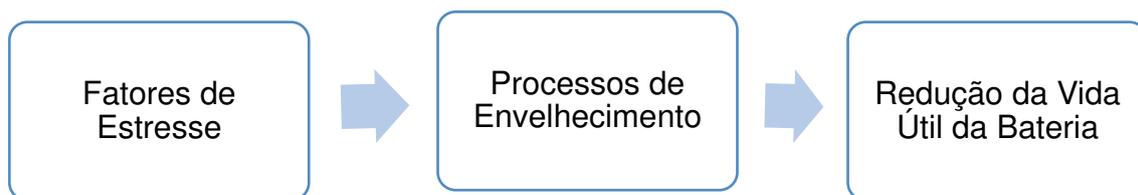
Fonte: [9].

4.3.1 Fatores de Estresse das Baterias

Durante a operação da bateria o desempenho diminui devido à degradação que ocorre. 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 são submetida [39].

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 .

Figura 3.4 – Sequência do envelhecimento da bateria.



Fonte: [9].

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 [39]. De acordo com [40], valores usuais estão entre 102 % e 130 %. Matematicamente, este fator é descrito como segue:

$$CF = \frac{Ah_{charged}}{Ah_{discharged}} = \frac{\int_{t=1}^T i(t)H(i(t)) dt}{\int_{t=1}^T i(t)H(-i(t)) dt} \quad (40)$$

- **Quantidade de Ah extraídos**

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

$$Q_{Ah} = - \frac{\int_{t=0}^T i(t)H(-i(t)) dt}{C_{10}} \quad (41)$$

- **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 [36] valores típicos deste fator são entre 0,7 a 10 dias. O tempo médio, em dias, para duas cargas é definido por:

$$t_{cc} = \frac{\int_{t=0}^T H[SOC_{full} - SOC(t)] dt}{\eta_{full}} \quad (42)$$

- **Tempo em baixo SOC**

Representado pela Equação (43), este fator possui como valor de referência o estado de carga igual a 30 % [9]. Elevados períodos de tempo com um baixo estado de carga (menor do que 30%) prejudicam seriamente o funcionamento da bateria, acelerando o processo de sulfatação.

$$t_{lowSOC} = 100 \left(\frac{\int_{t=0}^T H(0,3 - SOC(t)) dt}{T} \right) \quad (43)$$

- **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* [9].

Cada região dada na Tabela 3. possui um fator de ponderação; quanto menor o *SOC* maior este fator. 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 abaixo.

Tabela 3.2 – Regiões de ciclagem parcial [9].

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

$$A = - \frac{\int_{t=0}^T i_{bat} H(SOC(t) - 0,85) H(1 - SOC(t)) H(-T_{bat}) dt}{\int_{t=0}^T I_{bat} H(-I_{bat}) dt} * 100\% \quad (44)$$

$$CP = \frac{(A*1 + B*2 + C*3 + D*4 + E*5)}{5} \quad (45)$$

- **Temperatura**

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

4.3.2 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 [9]. 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 [9].

- **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. Consequentemente, 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 % [9].

- **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 [9].

- **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 [9].

- **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 [9].

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 e de substituição das baterias.

4.3.3 Estimação da Vida Útil das Baterias

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 [38]. 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 [38].

$$SOH = \frac{C_n}{C_{n0}} \quad (46)$$

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. Na prática as condições as quais as baterias são submetidas tendem a ser diferentes das ideais 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 modelos de estimativa de vida útil das baterias são, de ciclo completo, *cycle rainflow* e um mais específico o modelo Schiffer. O modelo 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 modelo consiste na adição do ciclo de carga pela bateria e o número de ciclos completos realizados

$$Z_N(t + \Delta t) = Z_N(t) + \frac{|I_{desc_bat}(t)| \cdot \Delta t}{C_N} \quad (47)$$

em que, Z_N é a quantidade de ciclos completos, I_{desc_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 [41].

O método “*rainflow*” baseia-se na contagem de 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, CF_i . A duração da bateria em ano pode ser calculada como:

$$V_{útil} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{Z_i}{CF_i}} \quad (48)$$

4.3.4 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 [42].

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 [42]. Neste caso, a capacidade atual é dada pela integral da corrente em relação ao tempo, como segue:

$$SOC = 1 - \frac{\int idt}{C_n} \quad (49)$$

em que i representa a corrente no instante t ; C_n a capacidade nominal da bateria.

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.

$$DOD = 1 - SOC \quad (50)$$

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 [43], 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 [43].

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 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 [42] [43].

4.4 Carga de Equalização

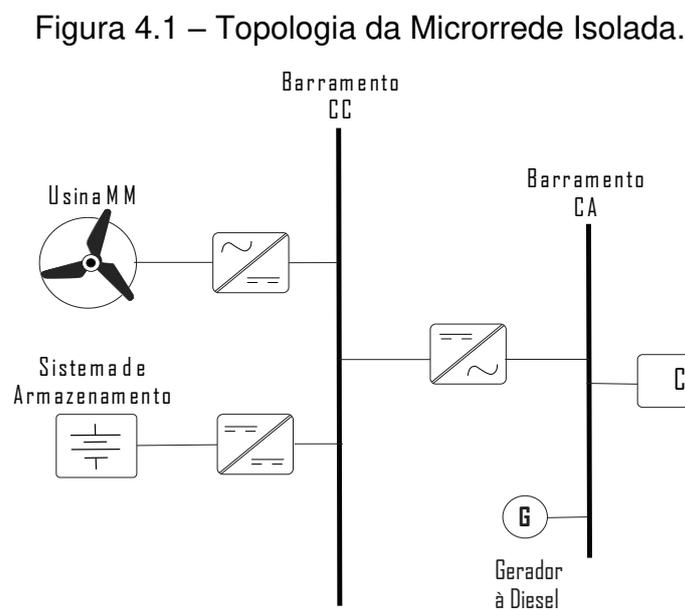
As cargas de equalização do banco de baterias são uma política adotada neste estudo para preservar a vida útil do sistema de armazenamento. Esta operação impede o acúmulo de cristais de sulfato de chumbo no fundo do eletrólito e no eletrodo positivo, cristais que surgem durante todos os ciclos de carga e descarga da bateria de chumbo-ácido. A concentração destes cristais acelera o processo de envelhecimento das baterias, devido a sulfatação.

O processo de equalização consiste no carregamento completo das baterias, de forma ininterrupta, em determinados intervalos de tempo. No caso da fonte de correntes de maré, a equalização é realizada apenas nos períodos de marés de quadratura, devido aos períodos de sizígia apresentarem geração suficiente para recarregar as baterias completamente.

4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Para poder realizar o estudo objeto desta dissertação é necessário simular a operação de uma microrrede com sistema de armazenamento convencional e o SDAB, tendo como fonte de energia principal uma usina de corrente de maré. Este estudo é formulado como um problema de operação no tempo, onde são avaliados os custos de O&M e substituição dos bancos de baterias.

Como mencionado, o processo de envelhecimento do banco é modelado pelo modelo Schiffer [9]. Logo, ele é acionado dentro do processo de simulação da operação, modelando os ciclos de carga/descarga do banco dual. Conseqüentemente o modelo de Schiffer quantifica a perda de vida útil do banco, fazendo que decisões que alterem a vida útil impactem nos custos do problema da operação. A Figura apresenta uma topologia típica de microrredes isoladas com fonte baseada em correntes de maré, um banco de baterias, um gerador a Diesel e a carga a ser atendida.



Fonte: [44].

7.1 Função Custo

A operação da microrrede deve ser realizada de forma a reduzir os custos de O&M e de substituição, que impactam diretamente no custo total do sistema. Nesta análise são considerados os custos associados às turbinas de correntes de maré, sistema de armazenamento e gerador a diesel ao longo de todo projeto.

O custo total C_T é dado em (51).

$$C_{T_n} = C_{O\&M_n} + C_{SUB_n} \quad (51)$$

Em que, $C_{O\&M}$ é o custo de Operação e Manutenção, C_{SUB} é o custo de substituição do sistema de armazenamento e n é cada período de um ano do projeto.

7.2 Restrições do Problema

As restrições do problema podem ser divididas em três categorias, que são: I) Balanço de Potência, II) da Turbina e III) do Sistema de Armazenamento.

A primeira inclui restrições para estabelece o equilíbrio de potência entre geração e carga. A segunda é composta pela curva de geração da turbina. A última possui restrições de operação do banco de baterias.

7.2.1 Restrição de Balanço de Potência

As Equações (52) e (53) são restrições de balanço de potência.

$$(1 - 2\beta)(|P_{B1,t}| + |P_{B2,t}|) + \beta P_{TCM,t} + P_{D,t} = P_{Load,t} \quad se \beta = 0 \quad (52)$$

$$P_{D,t} + P_{TCM,t} - P_{B1,t} - P_{B2,t} = P_{Load,t} \quad se \beta = 1 \quad (53)$$

em que, β é uma variável binária de controle: 1, se P_{TCM} está atendendo a carga e recarregando as baterias com a participação do gerador à diesel, 0 caso contrário, P_{TCM} não está gerando e as baterias está atendendo a carga, nesta

situação quando as baterias não conseguem atender a carga totalmente o gerador à diesel é acionado para complementar a potência entregue a carga; $P_{B1,t}$ e $P_{B2,t}$ são as potências de carregamento/descarregamento dos bancos principal e secundário no instante t , respectivamente; $P_{TCM,t}$ é a potência da turbina de correntes de maré no instante t , $P_{Load,t}$ é a potência da carga no instante t .

As microrredes isoladas geralmente possuem difícil acesso, 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 da fonte renovável. Dessa forma, visando minimizar a falta de energia é necessária a utilização de geradores à diesel.

O gerador a diesel possui uma restrição que limita a potência fornecida ao sistema entre zero e a potência máxima, conforme Equação (54).

$$0 \leq P_{D,t} \leq P_D^{max} \quad (54)$$

7.2.2 Restrição da Turbina

A equação de geração de potência pela turbina de correntes de maré é dada pela Equação (55), em que a curva pode ser dividida em três casos.

$$P_{TCM,t} = \begin{cases} 0 \rightarrow \text{Caso 1} \\ \frac{1}{2} C_P(\lambda, \theta) \rho \pi R^2 v_t^3 \rightarrow \text{Caso 2} \\ P_{TCM_N} \rightarrow \text{Caso 3} \end{cases} \quad (55)$$

Caso 1 – $V_t < V_{corte_{inf}}$

Caso 2 – $V_{corte_{inf}} \leq V_t \leq V_N$

Caso 3 – $V_N \leq V_t \leq V_{corte_{sup}}$

Há dois casos em que há geração, caso 2 e caso 3, quando a velocidade da corrente de maré está entre a de corte inferior $V_{corte\ inf}$ e o valor nominal V_N e entre esta velocidade nominal e a de corte superior $V_{corte\ sup}$. No primeiro intervalo a potência gerada depende do valor cúbico da velocidade e no segundo a geração é mantida no valor nominal P_{TCM_N} por meio de um sistema de controle. Em todos os instantes da simulação deve ser obedecido o balanço instantâneo de potência que pode ser visto na Equações (52) e (53).

7.2.3 Restrição dos Sistemas de Armazenamento

As Equações (56) e (57) são restrições para a operação cíclica do banco principal de baterias.

$$\alpha SOC_{B1,t} \geq \alpha SOC_{B1,t-1} \quad \text{se } \alpha = 1 \quad (56)$$

$$\begin{cases} (1 - \alpha) SOC_{B1,t} \leq (1 - \alpha) SOC_{B1,t-1} & \text{se } \alpha = 0 \\ (1 - \alpha) SOC_{B1,t} \geq (1 - \alpha) SOC_{B1,t-1} & \text{se } \alpha = 0 \end{cases} \quad (57)$$

em que, α é uma variável binária: 1 se estiver no período de equalização, 0 caso contrário; $SOC_{B1,t}$ é o estado de carga do banco principal no instante t .

As Equações (58) e (59) se referem às restrições de corrente máxima de carregamento das baterias. Estas restrições são importantes para garantir que a corrente de carga não gere sobretensões.

$$I_{B1C,t} \leq \min (I_{B1}^{ref}, I_{B1}^{v-max}) \quad (58)$$

$$I_{B2C,t} \leq \min (I_{B2}^{ref}, I_{B2}^{v-max}) \quad (59)$$

em que, I_{B1}^{ref} e I_{B2}^{ref} são as correntes de carregamento do banco principal e secundário (corrente C10), respectivamente; I_{B1}^{v-max} e I_{B2}^{v-max} são as correntes máximas de carregamento permitidas para que não haja sobretensões nos bancos principal e secundário.

7.3 Análise Econômica

A avaliação econômica foi realizada por meio da análise do VPL (Valor Presente Líquido) dos custos de O&M e Substituição. A taxa de juros anual utilizada é 10%.

É aplicado o VPL no custo total C_T de acordo com a Equação (60).

$$NPV_{TOTAL} = \sum_{n=1}^j \frac{C_{Tn}}{(1+i)^n} \quad (60)$$

em que, NPV_{TOTAL} é o valor presente líquido do custo total C_T ; n é cada período; i é a taxa de juros; j é o período total considerado para a análise, que neste caso é de 20 anos.

5. RESULTADOS

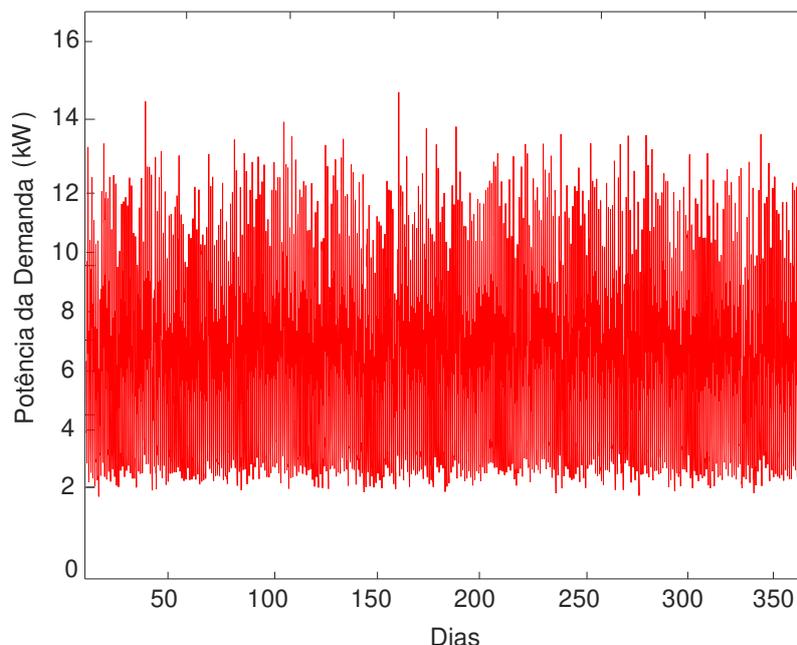
Para iniciar a análise do desempenho da microrrede isolada utilizando SDAB, primeiro é realizado o dimensionamento dos componentes do sistema sendo, turbinas de correntes de maré, gerador a diesel e as baterias do Sistema de Armazenamento (SAB) convencional.

Em seguida, para fins de comparação dos benefícios dos sistemas de armazenamento, foram criados dois cenários: cenário 1, em que a microrrede possui um SAB convencional; cenário 2, em que a microrrede possui um sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB). E em ambos os cenários foram realizadas comparações também com uma fonte fotovoltaica equivalente.

8.1 Estudo de Caso

Os dados de demanda considerados neste estudo de caso são baseados em microrrede isolada de ilhas localizada no Maranhão, Brasil. A Figura 8.1 apresenta o perfil da demanda.

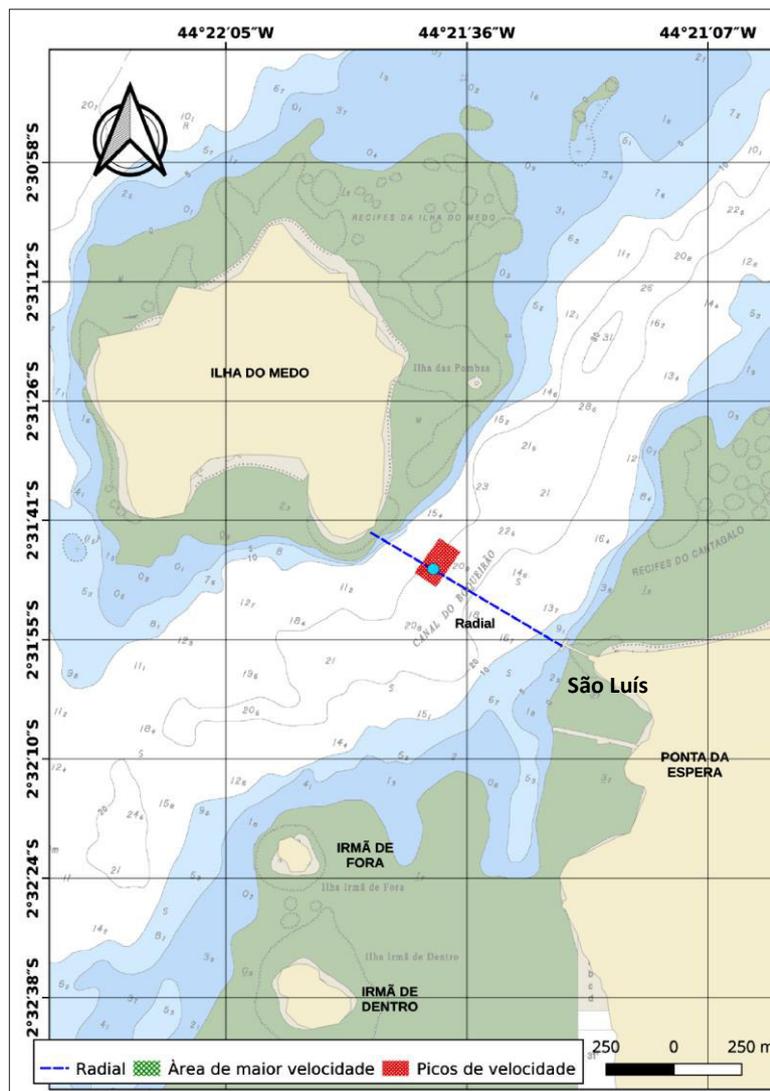
Figura 8.1 – Demanda de uma Ilha típica da região.



A Figura 5..2 apresenta a localização do canal do Boqueirão (Baía de São Marcos), onde foram realizadas as medições de velocidade das correntes de

maré. Esta localização se caracteriza por correntes de maré máxima medidas no período de sizígia e quadratura, nos valores 3,1 m/s e 2,3 m/s, respectivamente. Estas medições foram realizadas por pesquisadores e alunos do INEOF – Instituto Nacional de Energias Oceânicas e Fluviais.

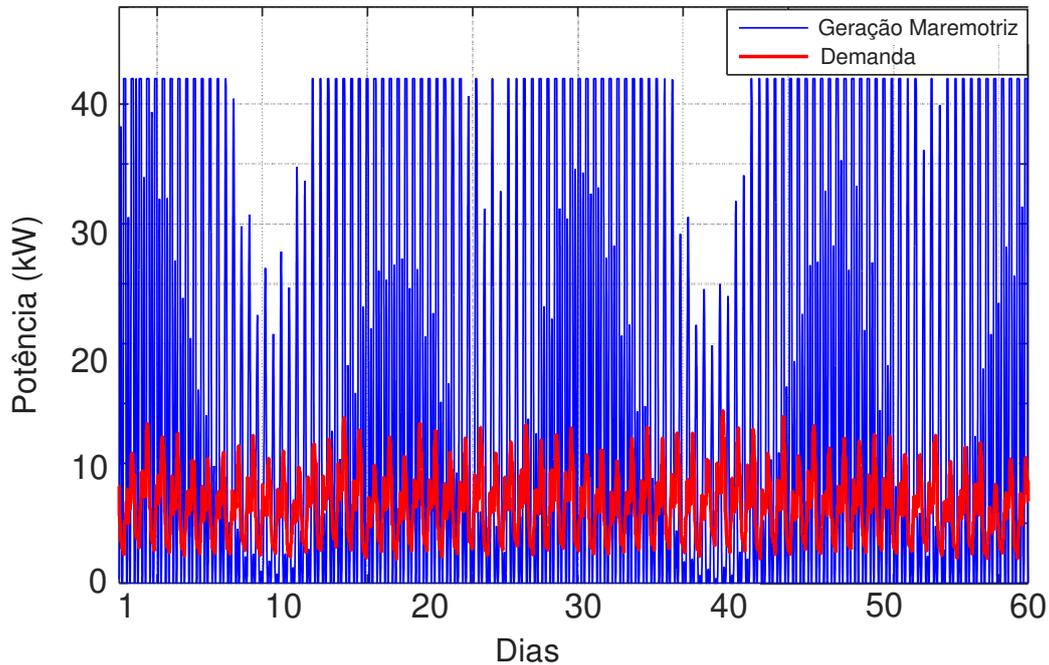
Figura 5.2 – Canal do Boqueirão (Baia de São Marcos).



Fonte: [44] Imagem Cedida pela ICMar

A Figura 5. mostra os perfis de geração e carga da microrrede isolada ao longo de 60 dias. Observa-se que nos períodos de maré de sizígia possui geração em excesso, entretanto nos períodos de quadratura existe um déficit de potência.

Figura 5.3 – Perfil de Geração e Carga da Microrrede Isolada.



8.2 Dimensionamento das turbinas de correntes de maré

Um dos desafios para o uso de energia de correntes de maré em microrrede isoladas é definir critérios para o dimensionamento eficiente de plantas deste tipo. Por um lado, a fonte de energia varia durante o ciclo lunar além disso, a carga também varia, porém em um ciclo diário. Visto que, se o dimensionamento da micro-usina de correntes de maré for realizado considerando apenas o período de sizígia, então nos períodos de quadratura o gerador à diesel será mais utilizado, emitindo mais CO₂. Entretanto, se o dimensionamento for no período de quadratura, então na sizígia o sistema estaria sobre dimensionado, resultando em grande quantidade de energia não utilizada.

Inicialmente, foi realizada uma análise de sensibilidade variando as capacidades de potência das turbinas de correntes de maré e a capacidade nominal das baterias. Esta análise permite verificar os custos O&M e Substituição para diferentes dimensionamentos do sistema.

Os resultados do dimensionamento para diferentes configurações podem ser vistos na Tabela . Como resultado, o dimensionamento de menor custo foi

obtido para uma turbina de 42 kW e baterias de 1200 Ah. A turbina de 5 kW é a menos viável economicamente, em razão de ser necessária uma grande quantidade de turbinas para atender adequadamente à demanda.

Tabela 5.1 – Resultados financeiros para diferentes dimensionamentos do sistema.

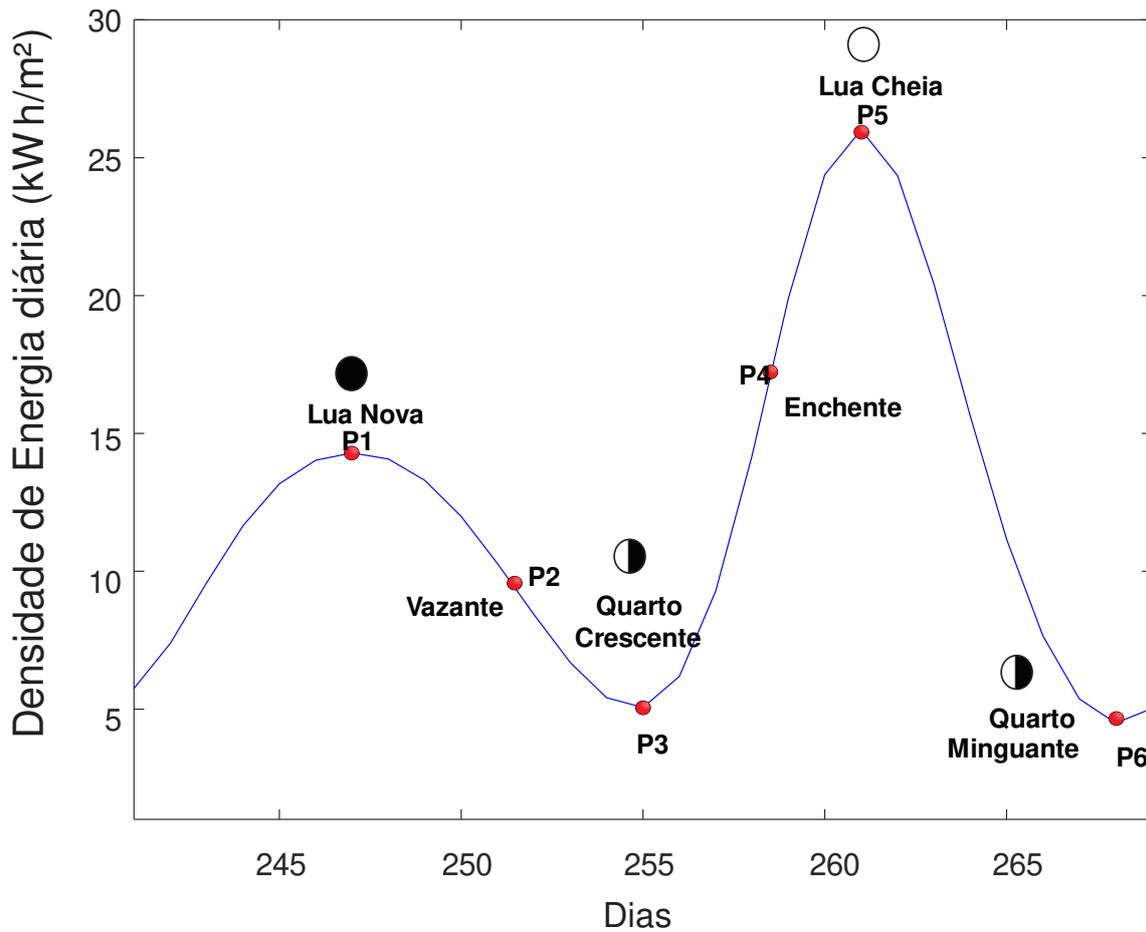
Nº Turbinas	Potência das Turbinas (kW)	Capacidade Nominal das Baterias (Ah)	Potência do Gerador a Diesel (kW)	NPV_{TOTAL} (R\$)
11	5	1500	38	R\$2.811.815,06
6	10	1200	38	R\$2.446.006,58
2	25	1200	38	R\$ 1.842.299,11
1	42	1200	38	R\$ 1.391.744,23
1	55	1200	38	R\$ 1.679.211,55

8.2.1 Fase Lunar mais adequada para o Dimensionamento das Turbinas de Correntes de Maré

Como mencionado anteriormente, existe um grande desafio para definir qual o melhor momento do período lunar para dimensionar uma micro usina de correntes de maré, visto que a energia diária gerada varia ao longo do ciclo lunar e a carga varia em um ciclo diário. Diante desta situação, foi realizada uma análise avaliando o melhor período para o dimensionamento desta fonte.

Foi escolhido o ciclo lunar de maior sizígia e selecionado 6 instantes do ciclo lunar (Lua nova, crescente, cheia, minguante e dois pontos intermediários entre a sizígia e quadratura) para avaliar o dimensionamento, conforme Figura 8.2 que apresenta a densidade energética diária ao longo de um ciclo lunar.

Figura 8.2 – Densidade Energética diária durante um ciclo lunar.



Fonte: [44]

Para dimensionar a quantidade de turbinas para cada ponto escolhido é utilizada a Equação (61).

$$N_{Tub} = \frac{E_{max}}{(P_{med}) \times 24} \quad (61)$$

em que, E_{max} é a energia máxima diária gerada por uma turbina de corrente de maré, P_{med} é a potência média da carga.

A Tabela 5.2 apresenta a quantidade de turbinas dimensionada, observa-se que os períodos de sizígia (Lua cheia e nova) requerem um número menor de turbinas e enquanto períodos de quadratura (Lua crescente e minguante) um número muito maior de turbinas é dimensionado para o sistema.

Tabela 5.2 - Dimensionamento para cada ponto durante o ciclo lunar.

Análise dos Pontos		Número de Turbinas		
		5 kW	10 kW	25 kW
P1	Lua Nova	7	4	1
P2	Vazante	12	6	2
P3	Quarto Crescente	20	10	3
P4	Enchente	5	3	1
P5	Lua Cheia	4	2	1
P6	Quarto Minguante	22	11	3

As turbinas com capacidade de 42 kW e 55 kW não foram consideradas para esta análise específico, tendo em vista que a utilização de mais de uma turbina resultaria em sobre dimensionamento da geração, mesmo durante os períodos de marés de quadratura.

O Objetivo desta análise é encontrar o período lunar mais adequado para o dimensionamento da micro-usina de correntes de maré, visto que ainda não existe um estudo que avalia as fases lunares para localizar a fase da Lua mais adequada para o dimensionamento ótimo das turbinas.

Tabela 1.3 – Resultados do custo para cada ponto durante o ciclo lunar.

Análise dos Pontos		Custo NPV_{TOTAL} (R\$)		
		5 kW	10 kW	25 kW
P1	Lua Nova	R\$6.185.720,32	R\$5.223.843,61	R\$3.902.173,76
P2	Vazante	R\$2.902.679,80	R\$2.446.006,58	R\$1.842.299,11
P3	Quarto Crescente	R\$4.159.996,45	R\$3.398.874,42	R\$2.255.096,25
P4	Enchente	R\$7.621.965,98	R\$7.104.060,78	R\$3.902.173,76
P5	Lua Cheia	R\$8.359.819,76	R\$8.194.672,78	R\$3.902.173,76
P6	Quarto Minguante	R\$4.474.325,61	R\$3.637.091,37	R\$2.255.096,25

A Tabela 1.3 apresenta os custos para cada período lunar e para os dois pontos intermediários entre a sizígia e quadratura. Logo, o melhor cenário para o dimensionamento aconteceu no período intermediário P2. Neste período de

transição da sizígia para quadratura o sistema teve melhor desempenho, além de obter o menor custo e o gerador a diesel operar de forma mais eficiente.

O período de sizígia é caracterizado por uma grande produção de energia. Se consideramos este período para dimensionar as turbinas de correntes de maré, resultará em uma baixa quantidade de turbinas, pois a previsão de energia é otimista. Por outro lado, no período de quadratura a produção é pouca, resultando em muitas turbinas, tendo em vista que a geração estimada é pessimista. Isto leva a inferir que o ponto mais apropriado esteja em um valor intermediário.

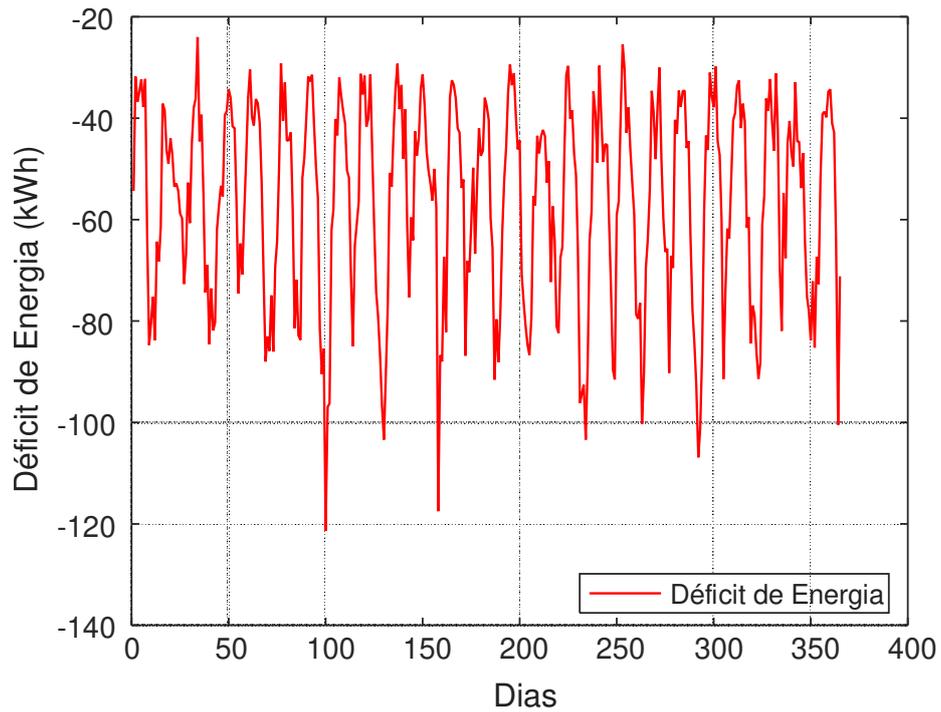
8.3 Dimensionamento das Baterias do Sistema de Armazenamento Convencional

O sistema de armazenamento convencional utiliza apenas um banco de baterias, sendo necessário estipular a quantidade de baterias em série por *string*, e a partir disso seja realizado o particionamento do banco convencional em dois subsistemas, caracterizando o SDAB.

De acordo com a decisão obtida no subcapítulo 5.2, a turbina de correntes de maré é a de 42 kW e a capacidade nominal do banco de baterias é de 1200 Ah. O dimensionamento das baterias é baseado no déficit máximo de energia diária e potência.

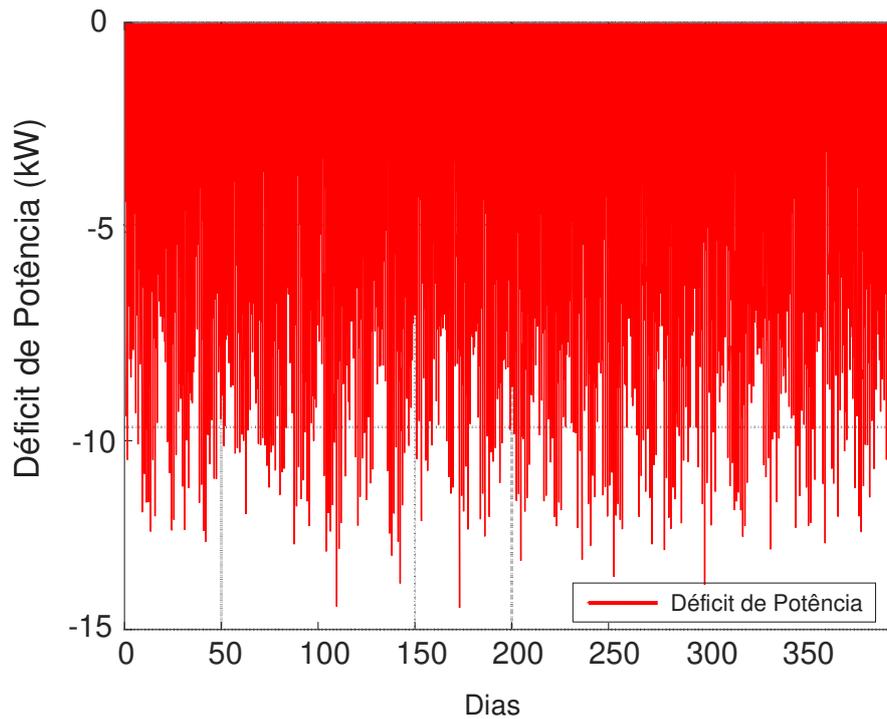
A Figura 8.3 mostra o déficit energético diário em ao longo de um ano, ou seja, energia gerada diariamente menos a carga diária de energia.

Figura 8.3 – Déficit de Energia Diária.



A Figura 5.6 apresenta o déficit de potência, que é a incompatibilidade de potência entre geração e demanda no instante t , definida de acordo com a Equação (62).

Figura 8.3 – Déficit de Potência.



A quantidade de baterias dimensionada no SAB convencional foi baseada na energia diária máxima (63) e na potência máxima (64).

$$P_{bal,t} = P_{MM,t} - P_{Load,t} \quad (62)$$

$$Q_{ben} = \left\lceil \frac{1000 \times E_{max}}{CN \times N_s \times V_b \times SOC_{min}} \right\rceil \quad (63)$$

$$Q_{bpw} = \left\lceil \frac{1000 \times P_{max}}{CN \times N_s \times V_b \times SOC_{min}} \right\rceil \quad (64)$$

$$Q_f = \max (\{Q_{ben}, Q_{bpw}\}) \quad (65)$$

onde, Q_f é o número de baterias dimensionado por *string* no SAB convencional, Q_{ben} é o número de baterias por *string*, definido para atender o déficit de energia diário, Q_{bpw} é o número de baterias por *string*, definido para atender ao déficit diário de potência, CN é a capacidade nominal do banco de baterias, N_s é o número de *strings*, V_b é a tensão nominal das baterias. O SOC_{min} é o estado de carga mínimo assumido pelas baterias, que é de 50%.

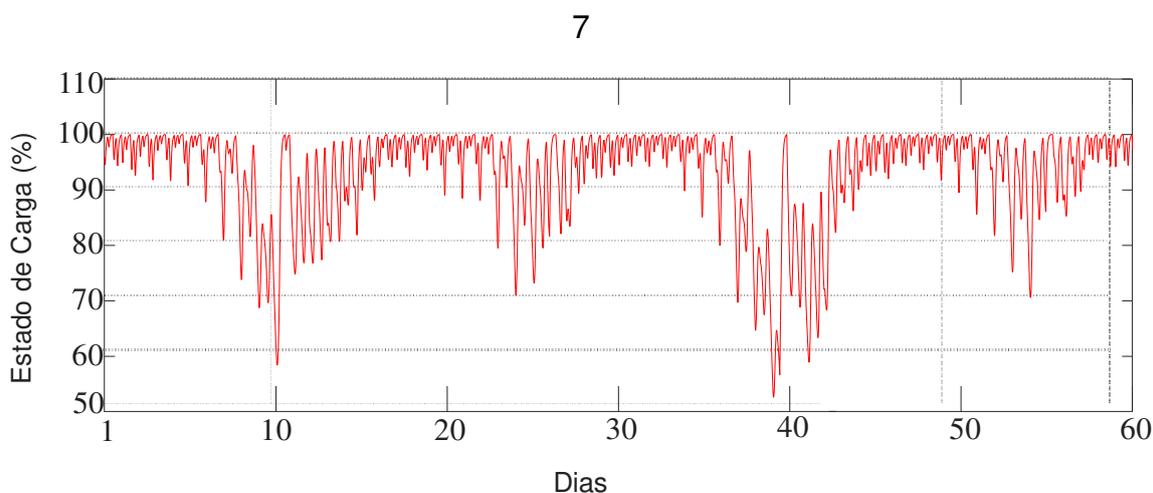
A Tabela apresenta a configuração de cada dispositivo instalado na microrrede isolada após o dimensionamento, na qual a turbina de corrente de maré é de 42 kW, o sistema de armazenamento com capacidade nominal de 1200 Ah, duas *strings* com 50 baterias e o gerador a diesel de 38 kW.

Tabela 5.4 – Configuração da microrrede isolada.

Turbina	Strings	Baterias	Capacidade Nominal	Potência do Gerador a Diesel
42 kW	2	50	1200 Ah	38 kW

8.3.1 Impacto da Intermitência nas Baterias

Conforme descrito no Capítulo 4, as fontes renováveis possuem uma característica de intermitência que causa um grande impacto na vida do SAB [45]. Baseado no dimensionamento realizado foi observado o comportamento do estado de carga do SAB utilizando a fonte de correntes de maré, conforme a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

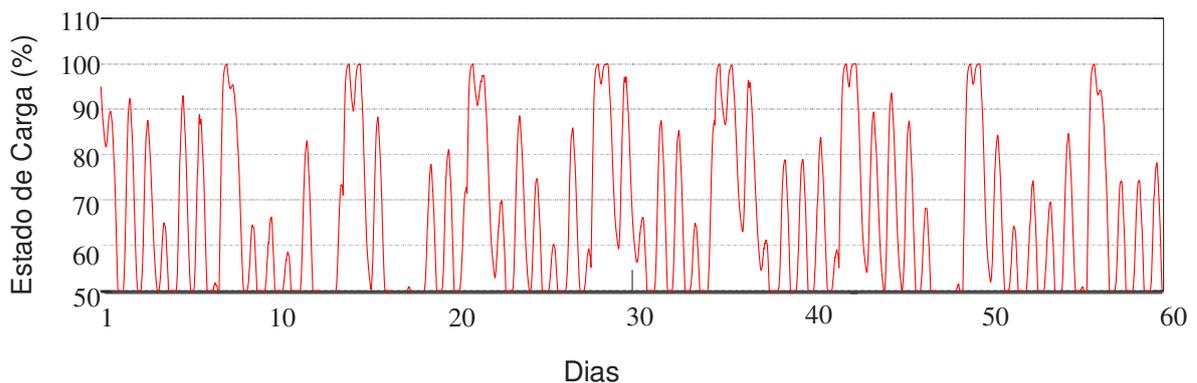


Observa-se que o estado de carga das baterias utilizando a fonte de correntes de maré possui poucos momentos abaixo de 70%, que indica menor ocorrências de ciclagens parciais em baixos valores de SOC.

Para comparar o impacto da intermitência do sistema fotovoltaico no SAB é considerada uma geração fotovoltaica com mesma capacidade de potência do caso com a fonte de correntes de maré. Os dados de irradiância solar foram coletados entre os dias 02 e 14 de setembro de 2016 na microrrede real de Ilha Grande, localizada no município de Humberto de Campos, Maranhão. A potência nominal do arranjo fotovoltaico considerada nesta comparação é de 42 kW.

A Figura 8.3 apresenta o estado de carga do SAB convencional quando a microrrede utiliza uma fonte fotovoltaica como fonte principal. Este tipo de fonte renovável possui um comportamento muito intermitente, esse efeito ocorre repetidamente ao longo do dia estressando a operação do banco de baterias.

Figura 8.3 – Estado de carga do SAB convencional utilizando fonte fotovoltaica.



Comparando o estado de carga quando o sistema isolado utiliza fonte fotovoltaica e fonte maremotriz, as fotovoltaicas possuem características que levam as baterias a operarem muito tempo em níveis de SOC baixos.

É possível observar também que a intermitência da fonte de correntes de maré é mais regular quando comparada ao padrão da fonte fotovoltaica. Assim, usando fontes de corrente de maré, a vida útil das baterias serão mais prolongas, como será comprovada nos próximos resultados.

Como forma de avaliar os benefícios dos sistemas de armazenamento, foram elaborados cenários, que consistem as seguintes características: cenário 1, em que a microrrede isolada possui um SAB convencional e cenário 2, que possui um SDAB.

8.3.2 Cenário 1: Sistema de Armazenamento Convencional

A Tabela apresenta os resultados das simulações usando fontes de energia das marés e fotovoltaicas e o SAB de um banco. Usando o modelo Schiffer descrito no Capítulo 3, a vida útil esperada das baterias que usam a fonte de energia das marés é de 3,35 anos. No entanto, considerando as mesmas condições da microrrede isolada, usando a fonte fotovoltaica, a vida do sistema de armazenamento reduz para 1,77 anos.

Tabela 5.5 – Custos da microrrede isolada ao longo de 20 anos de operação, utilizando SAB convencional.

CUSTOS (R\$)	FV	MM
Custo NPV _{TOTAL}	R\$ 2.250.929,12	R\$ 1.391.744,23
Custo NPV _{SAB}	R\$ 1.360.781,78	R\$ 773.048,84
Custo NPV _{SUB}	R\$ 851.292,36	R\$ 581.024,54
Vida útil estimada	1,77 anos	3,35 anos

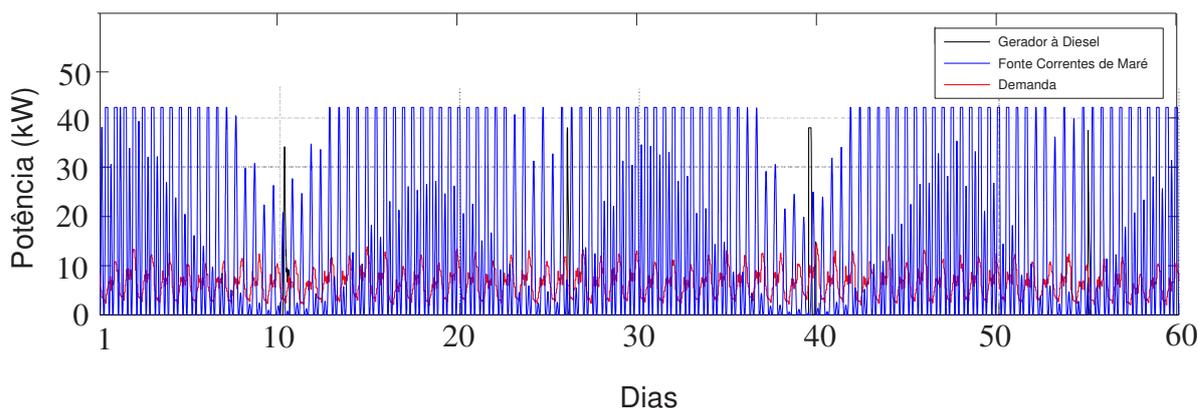
Por mais que os custos iniciais de instalação do sistema fotovoltaico seja mais barato comparado ao de instalar o gerador de correntes de maré, é possível verificar que ao longo de todo projeto a fonte maremotriz apresenta um menor custo. Isto ocorre devido a característica de muita intermitência da fonte fotovoltaica. O banco de baterias é prejudicado causando um maior número de substituições, acarretando aumento dos custos de O&M.

No entanto, a fonte maremotriz possui uma geração de comportamento suave, este perfil de geração preserva a vida útil do sistema de armazenamento, reduzindo a quantidade de substituições das baterias.

Observa-se que o uso da fonte de correntes de maré representa um aumento de mais de 80% na vida útil do SAB, em comparação com o sistema isolado que utiliza a fonte fotovoltaica.

É fundamental a aplicação de técnicas e estratégias com o objetivo de prolongar a vida útil da bateria, garantindo a viabilidade de sistemas isolados. Ao usar a fonte fotovoltaica, o custo do sistema aumenta devido ao comportamento altamente intermitente da geração, o que reduz a vida útil do SAB e causa um aumento do custo NPV_{TOTAL}.

Figura 8.3 – Potência gerada pelas correntes de maré e gerador à diesel.



A Figura 8.3 mostra a potência gerada a partir da fonte de correntes de maré, gerador a diesel e a potência consumida pela demanda durante 60 dias. Observe que a política de equalização foi aplicada nos períodos de marés de quadratura, uma vez que a capacidade de geração é menor, pois nos períodos de sizígia o SAB é recarregada pela própria fonte renovável, uma vez que a nestes períodos a geração renovável é maior que a carga.

8.3.3 Cenário 2: Sistema Dual de Armazenamento

O particionamento do banco de baterias convencional na configuração SDAB foi realizado através de uma análise de sensibilidade, que permite avaliar o efeito da alteração do número de baterias em cada subsistema de armazenamento e observar o impacto da vida útil e dos custos de cada banco de baterias, como mostrado na Tabela 5.6. Observe que a soma de baterias nos bancos principal e secundário é igual ao número de baterias no cenário 1.

Tabela 5.6 – O particionamento do banco.

Casos	Banco Principal	Banco Secundário
1	38	12
2	35	15
3	32	18
4	30	20

A Tabela 5.7 mostra os quatro casos considerados na análise de sensibilidade, utilizando as proporções de particionamento descritas na Tabela 5.6. Para a configuração do SDAB, idealmente, os dois bancos devem ser preservados, porém esse não é o caso, pois o banco secundário tem sua vida útil reduzida devido às diretrizes operacionais descritas no Capítulo 3. Como o banco secundário é muito menor que o banco principal, o custo total do SDAB é significativamente reduzido.

Tabela 5.7 –Análise econômica da microrrede isolada ao longo de 20 anos de operação, utilizando SDAB.

ANÁLISE DA VIDA ÚTIL			
Casos	Configuração (Principal/Secundário)	Banco Principal	Banco Secundário
1	38/12	6,31 anos	1,49 anos
2	35/15	6,34 anos	2,02 anos
3	32/18	6,15 anos	2,45 anos
4	30/20	5,90 anos	2,68 anos

ANÁLISE ECONÔMICA EM 20 ANOS			
Casos	Custo NPV_{SAB1} (R\$)	Custo NPV_{SAB2} (R\$)	Custo NPV_{TOTAL} (R\$)
1	R\$ 356.405,94	R\$ 383.198,07	R\$ 1.364.465,63
2	R\$ 327.150,34	R\$ 362.149,82	R\$ 1.313.463,88
3	R\$ 306.144,60	R\$ 365.562,75	R\$ 1.295.059,14
4	R\$ 296.274,74	R\$ 375.589,93	R\$ 1.264.510,39

A segunda parte da Tabela 5.7 apresenta a análise econômica dos quatro casos considerados para o dimensionamento do SDAB utilizando a fonte correntes de maré. O caso 4 tem o menor custo de NPV_{TOTAL} , aproximadamente 10% de economia em comparação com o caso convencional.

8.3.4 Comparação com a Fonte Fotovoltaica

Considerando as mesmas condições do caso 4, foi realizada uma análise comparativa do SDAB utilizando uma fonte fotovoltaica. Pode ser observado na Tabela 2 que o custo total do sistema diminuiu aproximadamente 20% em comparação com o sistema fotovoltaico utilizando SAB convencional mostrado na Tabela .

Os benefícios da aplicação da estratégia SDAB são mais visíveis em energia fotovoltaica porque é uma fonte renovável muito intermitente, se comparada com a fonte de correntes de marés.

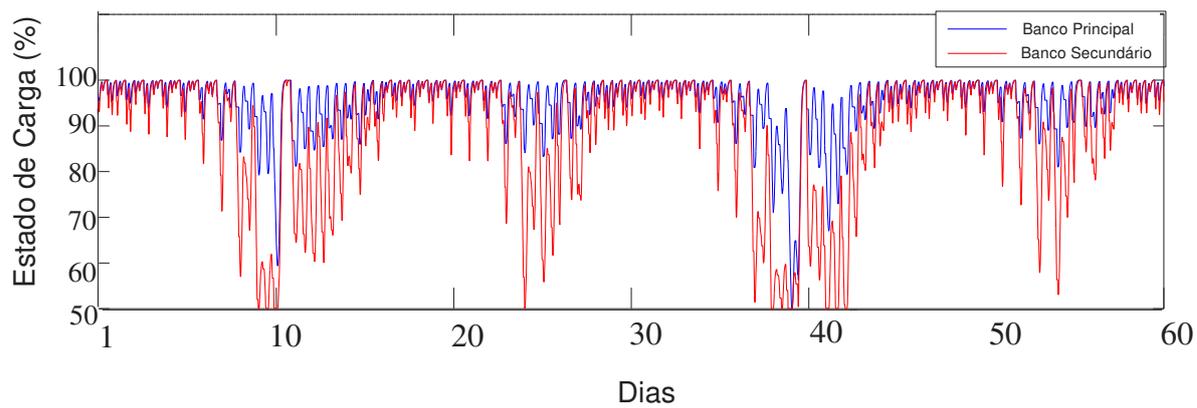
A Figura 8.3 mostra o estado da carga dos bancos de baterias principal e secundário durante sessenta dias. Com base nas diretrizes operacionais adotadas, o banco principal é mais utilizado durante as marés quadratura, pois nesse momento as correntes de maré são inferiores à velocidade de corte da turbina.

Tabela 2 – Análise do sistema dual de armazenamento comparando as fontes fotovoltaica e correntes de maré.

Custos (R\$)	FV	MM
Custo NPV_{TOTAL}	R\$ 1.818.505,38	R\$ 1.264.510,39
Custo NPV_{SAB1}	R\$ 496.253,51	R\$ 296.274,74
Custo NPV_{SAB2}	R\$ 415.113,66	R\$ 375.589,93
Custo NPV_{SUB}	R\$ 809.251,82	R\$ 499.742,65
Vida útil Banco Principal	3,10 anos	5,90 anos
Vida útil Banco Secundário	2,39 anos	2,68 anos

Durante as marés de sizígia, obtém-se uma geração maior devido as correntes de maré serem maiores do que nos períodos de quadratura. Nestes períodos as baterias são completamente recarregadas pela própria fonte de corrente de maré. O banco secundário terá prioridade de uso nesses períodos de sizígia, pois as velocidades das correntes de maré, são maiores que a velocidade de corte das turbinas.

Figura 8.3 – Estado de carga do sistema dual de armazenamento.



Capítulo 6

CONCLUSÃO

As microrredes isoladas estão em forte crescimento e desenvolvimento no cenário energético mundial. Com a necessidade de fornecer energia em locais que o acesso à rede convencional é dificultado por motivos geográficos ou econômicos, a geração distribuída aparece como uma solução viável para essas regiões.

As baterias de chumbo-ácido continuam a dominar este tipo de aplicação, pois possuem atualmente tecnologia mais econômica e viável para utilizar em sistemas isoladas. 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, seus custos de O&M podem tornar o projeto economicamente inviável.

Com relação ao dimensionamento da usina maremotriz, embora a carga máxima seja de 15,41 kW, a turbina mais adequada para este estudo de caso apresentou capacidade aproximadamente três vezes maior, devido à alta variabilidade da fonte de geração ao longo de um ciclo lunar. Para turbinas de baixa potência, como 5 kW, é necessária uma grande quantidade de turbinas, o que resulta em um alto custo de investimento inicial.

Conclui-se que o período da maré mais adequado para dimensionar a micro-usina de correntes de maré é considerado um perfil intermediário de geração, entre os períodos de sizígia e quadratura, nas quais obteve uma melhor participação das fontes renováveis e o menor custo do sistema. Além disso, a relação entre energia produzida e carga média também indica esse período como adequado para fins de dimensionamento, levando a menores custos de investimento.

A metodologia para estimar a vida útil das baterias mostrou que o particionamento e o redimensionamento do banco de baterias de acordo com funções específicas permitem preservar a vida útil do sistema de armazenamento.

De uma forma específica, o sistema dual de armazenamento preservou a vida útil do sistema de armazenamento, principalmente o banco principal, que é o mais oneroso. Essa vantagem operacional ficou mais evidente comparando com a fonte fotovoltaica que reduziu o custo total do sistema em aproximadamente 20%, devido esta fonte possuir uma característica mais intermitente que a fonte de correntes de maré.

A fonte de corrente de maré apresenta um comportamento mais suave, comparado com a fotovoltaica e por isso, conserva mais a vida útil das baterias. E aplicando a estratégia do sistema dual de armazenamento por baterias o custo total do sistema foi reduzido em aproximadamente 10%, consequentemente preservando mais ainda as baterias.

A estratégia foi capaz de garantir benefícios econômicos utilizando a fonte de corrente de maré. Os sistemas que utilizam fontes fotovoltaica expõem as baterias a regimes operacionais ainda mais severos, logo são mais evidentes os benefícios da aplicação desta técnica para as baterias.

9.1 Contribuições do Trabalho

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

- Constatar que a geração de correntes de maré tem comportamento mais regular que a fonte Fotovoltaica, contribuindo para a preservação dos sistemas de armazenamento. Isto já é observado quando é utilizado um banco único;
- Provar que o sistema dual de armazenamento é benéfico para a preservação do banco de baterias para aplicações maremotrizes, aumentando o ganho em relação a arquitetura com um único banco;
- Constata-se que, se bem há benefícios da arquitetura dual para o caso maremotriz, este ganho é maior para sistemas FV, em

decorrência esta ser uma fonte com características mais intermitente.

- Os resultados apresentados aqui contribuem para sustentabilidade de microrredes isoladas que usam fontes oceânicas.

9.2 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:

- Customizar e avaliar o estudo de um sistema trial de armazenamento, investigando as formas que este sistema de armazenamento se comporta no gerenciamento dos três bancos.
- Avaliar o desempenho do sistema dual de armazenamento baseado em energias eólicas.
- Analisar o impacto da intermitência no sistema dual de armazenamento utilizando diversas fontes renováveis.
- Utilização da bateria de fluxo vanádio como tecnologia de armazenamento. Esta tecnologia de armazenamento de energia possui avanços no seu desenvolvimento, aprimorando o desempenho.

9.3 Artigos Associados a esta Dissertação

- Scenario analysis for sizing of micro-plants of tidal currents for isolated systems. ISGT 2019 – Gramado, Brazil. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894949
- Performance analysis of dual-storage system for isolated microgrids based on tidal stream source. ROPEC 2019 – Ixtapa, Mexico

REFERÊNCIAS

- [1] Dimla, R. Rosli and F., “A review of tidal current energy resource assessment: Current status and trend,” em International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA), Al Ain, United Arab Emirates, 2018.
- [2] H. Chen, T. Tang, N. Ait-Ahmed, M. H. Benbouzid, M. Machmoum and M. El-Hadi Zaim, “Attraction, Challenge and Current Status of Marine Current Energy,” IEEE Access, vol. 6, pp. 12665-12685, 2018.
- [3] P. L. Bezerra-Neto, O. R. Saavedra, N. J. Camelo, L. A. de S. Ribeiro and R. M. Ferreira, “Exploração de energia maremotriz para geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências,” Revista chilena de ingeniería, vol. 19, nº 2, pp. 219-232, 2011.
- [4] Energética, EPE - Empresa de Pesquisa, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica ano Base 2016,” 2016.
- [5] Hammons, T. J., “Tidal Power,” Proceedings of the IEEE, vol. 8, nº 3, pp. 419-433, 1993.
- [6] Y. Suberu, W. Mustafa and N. Bashir, “Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 35, pp. 499-514, 2014.
- [7] “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 ano base 2016, 2017.,” EPE – Empresa de Pesquisa Energética., 2017. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>. [Acesso em 08 2018].
- [8] P. B. Leite-Neto, 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.
- [9] J. Schiffer, D. U. Sauer, H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager and R. Kaiser, “Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected

- lifetime in renewable energy systems and autonomous powersupply systems,” *Journal of Power Sources*, vol. 168, pp. 66-78, 2007.
- [10] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Seyboth, P. Eickemeier, P. Matschoss, G. Hansen, S. Kadner, S. Schlomer, T. Zwickel and C. Von Stechow, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Summary for Policymakers and Technical Summary.*, 2011.
- [11] ERIH, *European Route of Industrial Heritage*.
- [12] Energética, EPE - Empresa de Pesquisa, Plano Nacional de Energia - PNE 2030, 2007.
- [13] S. E. Ben Elghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, “Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status,” *IEEE International Electric Machines & Drives Conference*, pp. 1407-1412, 2007.
- [14] Hidrográfico, Instituto, *Marés-Marés Vivas, Marés Mortas e Marés Vivas Equinociais*, 2010.
- [15] A. F. O. Falcão, “Wave energy utilization: a review of the technologies,” *Renew Sustainable*, vol. 14, pp. 899-918, 2010.
- [16] A. S. Bahaj, “Generating electricity from the oceans,” *Renew Sustainable*, vol. 15, pp. 399-416, 2011.
- [17] Cruz, J., *Ocean Wave Energy: Current status and Future prospective*, Germany: Springer, 2008.
- [18] I. Dincer, M. A. Rosen and F. Khalid, “Ocean (Marine) Energy Production,” em Elsevier Inc. All Rights Reserved, 2018.
- [19] B. Drew, A. R. Plummer, and M. N. Sahinkaya, *A review of wave energy converter technology*, Bath, UK, 2009.
- [20] Z. Zhou, F. Scuiller, J. F. Charpentier, M. Benbouzid and T. Tang, “An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies,” em *International Power Electronics and Application Conference and Exposition*, IEEE, 2014.
- [21] D. A. Mora and A. Rijck, “Blue energy: Salinity gradient power in practice,” em *United Nation’s Global Sustainable Development Report*, 2015.

- [22] S. Vallejo-Castaño and C. I. Sánchez-Sáenz, "Design and optimization of a reverse electrodialysis stack for energy generation through salinity gradients.," em DYNA, 2017.
- [23] Y. Sang, H. B. Karayaka and Y. Yan, Yilmaz and D. Souders, "Ocean (Marine) Energy," em Elsevier Inc. All rights reserved, 2018.
- [24] Jie Liu, Junsheng Yuan, Zhiyong Ji, Bingjun Wang, Yachao Hao and Xiaofu Guo., "Concentrating brine from seawater desalination process by nanofiltration–electrodialysis integrated membrane technology.," Desalination, vol. 390, p. 53–61, 2016.
- [25] J. Kim, K. Jeong, M. Jun Park, H. K. Shon, J. H. Kim., "Recent advances in osmotic energy generation via pressure-retarded osmosis (PRO): a review.," em Energies , 2015.
- [26] I. L. Alsvik and M. Hägg, "Pressure Retarded Osmosis and Forward Osmosis Membranes: Materials and Methods," em Open Access, DOI: 10.3390/polym5010303., 2013.
- [27] L.Vega, "Ocean thermal energy conversion primer," Marine Technology Society Journal, vol. 6, pp. 25-35, 2002.
- [28] P. B. Leite-Neto, O. R. Saavedra and L. A. S. Ribeiro, "Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints," Renew Energy, vol. 81, pp. 11-20, 2015.
- [29] Sá, B. F. G., Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados, UFMA, São Luis-MA: Dissertação de Mestrado, 2018.
- [30] G. C. Nihous, "A Preliminary assessment of ocean thermal energy conversion resources," J. Energy Resources Technology, vol. 129, nº 1, pp. 10-17, 2007.
- [31] H. Chen, N. Aït-Ahmed, E. H. Zaïm, and M. Machmoum, "Marine tidal current systems: State of the art," IEEE, International Symposium on Industrial Electronics, pp. pp. 1431-1437, 2012.
- [32] S. Benelghali, "On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems," 2009.

- [33] 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," IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo., p. 1–5, 2014.
- [34] A. Carvalho, Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas, Porto: Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia,, 2015.
- [35] D. F. P. Magalhães, Modelo de Baterias com aplicação em sistemas de gestão de baterias (BMS) de Veículos Elétricos (EVs), Porto: Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, 2013.
- [36] 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, vol. 179, pp. 590-600, 2016.
- [37] 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,, vol. 176, nº 2, p. 534–546, 2008. .
- [38] Teodora Murariu, Cristian Morari., " Time-dependent analysis of the state-of-health for lead-acid batteries: An EIS study.," Journal of Energy Storage, pp. 87-93, 2019.
- [39] N. Diorio and A. Dobos, "Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM," California, 2015.
- [40] BERNDT D. , Maintenance-Free Batteries, England: Research Studies Press: Baldock, 2003.
- [41] Rodolfo Dufó-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, vol. 115, pp. 242-253, 2014.

- [42] Petr Křivík., “Methods of SoC determination of lead acid battery.,” *Journal of Energy Storage*,, vol. 15, pp. 91-195, 2018.
- [43] Petr Křivík, Sebastian Vaculík, Petr Bača, Jiří Kazelle, “ Determination of state of charge of lead-acid battery by EIS.,” *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 581-585, fev 2019.
- [44] Thiago L. C. Gomes, Osvaldo. R. Saavedra. Pedro. B. Leite Neto. Bruno. G. Sá. a. Romulo. A. Soares., “Scenario Analysis for Sizing of Micro-Plants of Tidal Currents for Isolated Systems,” em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America - ISGT*, Gramado-RS, Brazil, 2019.
- [45] J. R. Silva-Neto, Influence of Solar intermittence on the Storage System Life in Photovoltaic basead Isolad Microgrids, São Luis-MA, 2019 (in portuguese): UFMA, Universidade Federal do Maranhão, 2019.
- [46] 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,” em *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Halifax, 2013.
- [47] Geoffrey J. May, Alistair Davidson, Boris Monahov. , “Lead batteries for utility energy storage: A review.,” *Journal of Energy Storage*, pp. 145-157, 2018.
- [48] P. B. Leite Neto, Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis, São Luís, Maranhão: Tese de doutorado, PPGEE, Universidade Federal do Maranhão, UFMA,, 2017.
- [49] I. V. C. a. F. D. Reyes, “Avaliação do potencial econômico da integração de conversores de energia das ondas em sistemas elétricos isolados no Espaço Atlântico Europeu. Caso: Ilha Gran Canaria,” em *OCEANS* , Aberdeen, Reino Unido, 2017.