



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

Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados

Bruno Felipe Gomes de Sá Sousa

São Luís – MA, Brasil
2018

Bruno Felipe Gomes de Sá Sousa

**Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés
para Sistemas Isolados**

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 Sistemas de Energia
concentração:

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Dr.

Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Denisson Queiroz Oliveira
Dr.

Universidade Federal do Maranhão

São Luís – MA, Brasil
2018

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

Gomes de Sá Sousa, Bruno Felipe.

Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados / Bruno Felipe Gomes de Sá Sousa. - 2018.

96 f.

Coorientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, Auditório do Anexo de Potência - CCET, 2018.

1. Corrente de Maré. 2. Dimensionamento Ótimo. 3. Energias Oceânicas. 4. Sistemas de Armazenamento. 5. Sistemas Isolados. I. Queiroz Oliveira, Denisson. II. Saavedra Mendez, Osvaldo Ronald. III. Título.

Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados

Bruno Felipe Gomes de Sá Sousa

Dissertação aprovada em 20 de Fevereiro de 2018

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

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira
UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho
UNIFEI
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Luiz Antônio de Souza Ribeiro
UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Este trabalho é dedicado à minha mãe, Paula, e minha avó, Conceição, por todo o investimento financeiro e de confiança em mim. A minha esposa, Larissa, e meu filho, Felipe, que são minha inspiração e combustível para as conquistas. A minha sogra, Josenilde, e sogro, Leôncio, que deram todo suporte e incentivo para esta realização.

Agradecimentos

A Deus toda honra, glória e louvor, que é autor e consumidor da minha vida e salvação e não me desampara em nenhum momento. Agradeço por todas as portas que Deus abriu no momento certo e me permitiu, pela sua misericórdia, concluir este trabalho.

À minha mãe, Paula Sá, e minha Avó, Maria da Conceição, que nunca pouparam esforços em me dar a melhor educação possível para mim. Pelas exigências e cobranças feita pela minha mãe, pois reconheço que foi fundamental para minha formação e para alcançar bons resultados. Pelo carinho e incentivo, lutas, orações e todos os ensinamentos.

À minha esposa, Larissa Sá, e meu filho, Felipe Sá, que são minha inspiração e combustível para prosseguir e persistir. A todos os momentos de lutas e compreensão da parte dela que passei finais de semana estudando e me dedicando e ela a frente dos cuidados da casa e do nosso filho. A Deus por ter me dado essa mulher virtuosa, quem a achará? Eu achei. Te amo meus amores e obrigado por tudo.

Ao meu sogro, Leôncio Linhares, e sogra, Josenilde de Jesus, pois sem eles esse momento não seria possível. Pois, eles foram responsáveis em viabilizar e me deixar disponível para me dedicar ao mestrado, além de me dar incentivo, apoio e sempre torcer por mim.

Ao professor Osvaldo Ronald Saavedra Mendez pela sua orientação fornecida, grande dedicação e esforço. Quero aqui manifestar não só meu agradecimento, como também minha admiração pelo profissional que é e pela honra que me foi concedida em ser seu orientando.

Ao professor Denisson Queiroz Oliveira, meu coorientador e o colega de laboratório Pedro Bezerra Leite Neto pela paciência e contribuições na minha pesquisa.

Ao professor Vicente Leonardo Paucar Casas pelos seus ensinamentos e motivações.

Aos meus amigos de pós-graduação, Caio César, Ítalo Fernandes e Thiago Campos, pelos momentos de descontração e incentivo, vocês foram de fundamental importância. Ganhei não só companheiros, mas amigos mais chegados que irmãos.

Aos amigos do laboratório, Diogo, Jéssica, Juarez e Magda, pelos incentivos e apoio e pelos computadores emprestados para processamento dos resultados da pesquisa.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e FAPEMA (Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão) pelo apoio financeiro.

“Porque estou certo de que, nem a morte, nem a vida, nem os anjos, nem os principados, nem as potestades, nem o presente, nem o porvir, nem a altura, nem a profundidade, nem alguma outra criatura nos poderá separar do amor de Deus, que está em Cristo Jesus nosso Senhor”

Romanos 8:38,39

Resumo

Os locais mais favoráveis à exploração de energias oceânicas são caracterizados por grandes intensidades de corrente e altura média de maré elevada. No Brasil, as maiores amplitudes e velocidades de maré estão na região norte e nordeste, nos estados do Amapá, Pará e Maranhão. Por exemplo, no estado do Maranhão o potencial energético foi estimado em 22 TWh/ano. Em termos de correntes de maré, a Baía de São Marcos no Maranhão e o canal do Varador no Amapá devem ser destacados. No entanto, no Brasil ainda não existe um inventário com o potencial das correntes de maré. Esta dissertação trata do dimensionamento ótimo de uma micro usina baseada em energias de corrente de maré. Para assegurar uma fonte de alimentação confiável para o sistema isolado, deve ser levado em consideração um sistema de armazenamento. Considerando a variação das correntes marinhas, bem como a curva de demanda de energia, o problema é formulado como de otimização não-linear multi-período. São identificadas e formalizadas as restrições físicas, ambientais e econômicas do problema a ser otimizado. Para a resolução do problema é utilizado uma metaheurística baseada em Algoritmos Genéticos. Como estudo de caso foi considerado um local na Baía de São Marcos (Maranhão), mais especificamente no canal da ilha do Medo. Através dos dados *in-situ*, obtém-se a curva de potencial energético disponível. A análise dos resultados conduz a interessantes conclusões que contribuem para entender melhor as energias oceânicas e para estabelecer estratégias para uma melhor exploração das mesmas.

Palavras-chave: energias oceânicas, corrente de maré, sistemas isolados, dimensionamento ótimo, sistema de armazenamento.

Abstract

The most favorable sites for the exploitation of oceanic energies are characterized by high current intensities and average high tide height. In Brazil, the greatest amplitudes and speed of tides are in the north and northeast, in the states of Amapá, Pará and Maranhão. For example, the energy potential available on the coast of Maranhão was estimated at 22 TWh / year. In terms of tidal currents, the São Marcos Bay in Maranhão and the channel of Varador in Amapá should be highlighted. However, in Brazil does not yet have an inventory with the potential of tidal currents. This dissertation deals with the optimal sizing of a micro power plant based on tidal current. In order to ensure reliable power supply to the insulated system, an energy storage system must be taken into account. Considering the variation of the sea currents as well as the energy demand curve, the problem is formulated as a multi-period nonlinear optimization problem. The physical, environmental and economic constraints of the problem to be optimized are identified and formalized. To solve the problem it's use a metaheuristic based on Genetic Algorithms. As a case study, it is considered a place located in the Bay of São Marcos (Maranhão), more specifically no channel on the island of Medo. Through the in situ data, the available energy potential curve is obtained. The analysis of the results leads to interesting conclusions that contribute to a better understanding of ocean energy and to strategies for better exploration of ocean energy.

Keywords: oceanic energies, tidal current, insulated systems, optimum sizing, storage system.

Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema mundial de correntes oceânicas [4].	5
Figura 2 – Corrente Norte do Brasil [4].	6
Figura 3 – Histograma da velocidade de maré na entrada da Baía de São Marcos [4].	6
Figura 4 – a) turbina de eixo horizontal e b) turbina de eixo vertical [1].	7
Figura 5 – Turbina de pás oscilantes [7].	8
Figura 6 – Tipo de conversor de energia das ondas OWC [1].	11
Figura 7 – Tipo de conversor de energia das ondas, dispositivo de sobreposição [1].	12
Figura 8 – Tipo de conversor da energia das ondas, dispositivo de corpo oscilante [1].	12
Figura 9 – Eletrodíálise reversa [1].	13
Figura 10 – Formação das marés pelo sol e lua [10].	15
Figura 11 – Usina de La Rance, França. 24 turbinas de 10 MW cada com 5,3 m [12].	16
Figura 12 – Modo de operação de geração na vazante com bombeamento [10].	17
Figura 13 – Modo de operação efeito duplo de uma usina de gradiente de maré [10].	17
Figura 14 – Estrutura da cadeia de conversão de energia de corrente de maré [14].	18
Figura 15 – Turbina corrente de maré, área varrida pelas pás e controle de passo [15].	19
Figura 16 – Relação $C_p - \lambda$ para diferentes ângulos de ataque [14].	19
Figura 17 – Energia extraída de um tubo de fluxo para turbinas eólicas/corrente de maré [5].	21
Figura 18 – Curva do coeficiente de indução – coeficiente de potência, coeficiente máximo de Betz.	22
Figura 19 – Curva de potência gerada para diferentes velocidades da massa de água [14].	23
Figura 20 – Curva potência elétrica/velocidade para uma turbina corrente de maré [5].	23
Figura 21 – Velocidade da corrente de maré em Penmarc’h, França, em 2010 [14].	24
Figura 22 – Classificação dos sistemas de armazenamento em função da forma de energia [19].	24
Figura 23 – Arranjo de células de bateria.	26
Figura 24 – Diagrama do modelo de Schiffer [25].	30
Figura 25 – Esquema Geral do problema.	34
Figura 26 – Turbina de 5 kW, fabricante Smart-Hidro [27].	40
Figura 27 – Restrição do raio máximo da turbina.	40
Figura 28 – Esquema do sistema de armazenamento à dimensionar.	41

Figura 29 – Representação do cruzamento utilizando a máscara.	47
Figura 30 – Fluxograma do Algoritmo Genético para o dimensionamento ótimo.	48
Figura 31 – Localização da Ilha do Medo e das turbinas (Google Earth).	48
Figura 32 – Carta náutica Baía de São Marcos [33].	49
Figura 33 - Demanda importada de ilha Grande, localizada em Humberto de Campos (MA).	49
Figura 34 - Demanda importada de ilha Grande, primeira semana de junho de 2016.	50
Figura 35 - Altura da maré no terminal da Ponta da Madeira entre junho de 2016 e maio de 2017.	50
Figura 36 - Velocidade da corrente de maré próxima a ilha do Medo entre junho de 2016 e maio de 2017.	51
Figura 37 - Potência gerada pela TCM com raio de 2,5 m próximo a ilha do Medo entre junho de 2016 e maio de 2017.	52
Figura 38 - Potência gerada pela TCM com raio de 2,5 m próximo a ilha do Medo, na primeira semana junho de 2016.	52
Figura 39 – Impacto do índice LOLE no dimensionamento total do sistema.	55
Figura 40 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0%.	56
Figura 41 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,25%.	57
Figura 42 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,5%.	57
Figura 43 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,75%.	58
Figura 44 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,0%.	58
Figura 45 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,25%.	59
Figura 46 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,5%.	59
Figura 47 – Participação de cada dispositivo no custo total do sistema.	60
Figura 48 – Participação de cada tipo de custo no custo total.	61
Figura 49 – Participação de cada dispositivo no custo do investimento inicial.	62
Figura 50 – Participação de cada dispositivo nas perdas totais do sistema.	62
Figura 51 – Desempenho mensal do sistema [13].	63

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Potencial energético das fontes de energia oceânica [2].	2
Tabela 2 – Comparação entre topologias de gerador [8].....	8
Tabela 3 – Projetos piloto de fazendas de TCM na Europa [9].....	9
Tabela 4 – Detalhamento da string do Algoritmo Genético para o dimensionamento.....	45
Tabela 5 – Capacidades nominais de baterias de chumbo-ácido [33].....	46
Tabela 6 – Resultado do dimensionamento para diferentes índices LOLE.....	54
Tabela 7 – Resulta do dimensionamento ótimo através do método enumerativo [37].....	56

Lista de Abreviaturas

CAES	: <i>Compressed Air Energy Storage</i>
DOD	: <i>Depth of Discharge</i>
DLC	: <i>Double-Layer Capacitors</i>
DFIG	: <i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EMEC	: <i>European Marine Energy Centre LTD</i>
EPRI	: <i>Electric Power Research Institute</i>
FESS	: <i>Flywheel Energy Storage System</i>
H ₂	: <i>Fuel Cells</i>
HAM	: <i>Harmonic Analysis Method</i>
LOLE	: <i>Loss Of Load Expectation</i>
MPPT	: <i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONU	: <i>Organização das Nações Unidas</i>
OTEC	: <i>Ocean Thermal Energy Conversion</i>
OWC	: <i>Oscillating Water Column</i>
PMSG	: <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PRO	: <i>Pressure-Retarded Osmosis</i>
PHS	: <i>Pumped Hydro Energy Storage</i>
RED	: <i>Reversed Electro Dialysis</i>
SHOM	: <i>Service Hydrographique et Océanographique de la Marine</i>
SCIG	: <i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SOC	: <i>State of Charge</i>
SMES	: <i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
TCM	: <i>Turbina de Corrente de Maré</i>
WRSG	: <i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>

Lista de Símbolos

h_{inf}	: Altura inferior
H	: Altura instantânea da maré
H_o	: Altura média das marés
H_{eq}	: Altura média das marés de sizígia
h_{min}	: Altura mínima
h_{sup}	: Altura superior
A_i	: Amplitude da componente harmônica i
θ	: Ângulo de ataque
A	: Área varrida pelas pás do rotor em m^2
C_{max}	: Capacidade máxima do sistema de armazenamento
C_N	: Capacidade nominal do sistema de armazenamento
C_n	: Capacidade nominal de uma célula
C_c/C_d	: Capacidade normalizada
$C_{deg,limite}$	: Capacidade no final da vida útil
Q_t	: Carga total injetada ou drenada pela bateria
C_{Betz_max}	: Coeficiente de Betz máximo
C_p	: Coeficiente de potência da turbina
a	: Coeficiente de indução axial
C_m	: Coeficiente de maré
M_c/M_d	: Coeficiente de sobretensão de transferência de carga
c_T	: Coeficiente de temperatura
c_u	: Coeficiente de tensão
k	: Constante da curva de corrosão/tensão
D	: Constante de efetiva difusão
g	: Constante de proporcionalidade eletrolítica
I	: Corrente aplicada no sistema de armazenamento
$I_{gas,0}$	: Corrente de gaseificação normalizada para uma capacidade nominal de uma bateria de 100 Ah com tensão nominal
i	: Corrente em função do tempo da bateria

C_{TCM_OM}	: Custo de operação e manutenção das TCMs
C_{b_OM}	: Custo de operação e manutenção do banco de baterias
C_{Conv_OM}	: Custo de operação e manutenção do conversor de potência
C_{GD_OM}	: Custo de operação e manutenção do gerador a Diesel
C_i	: Custo do investimento inicial
C_{O_M}	: Custo total de operação e manutenção
C_s	: Custo total de substituição
C_T	: Custo total
C_T^*	: Custo total mínimo
C_{cel}	: Custo unitário de investimento das células de chumbo-ácido
C_{TCM}	: Custo unitário de investimento das TCMs
C_{conv}	: Custo unitário de investimento do conversor de potência
C_{GD}	: Custo unitário de investimento do gerador a Diesel
C_{cel_s}	: Custo unitário de substituição das células de chumbo-ácido
C_{TCM_s}	: Custo unitário de substituição das TCMs
C_{conv_s}	: Custo unitário de substituição do conversor de potência
C_{GD_s}	: Custo unitário de substituição do gerador a Diesel
ρ	: Densidade do fluido em kg/m^3
d	: Diâmetro da turbina de corrente de mare
$t(R)$	: Duração de cada intervalo da perda de carga
E_1	: Energia da corrente de maré/eólica antes da turbina
E_2	: Energia da corrente de maré/eólica após da turbina
E_{Lmed}	: Energia média da carga
Δw	: Espessura da camada de corrosão
SOC_{max}	: Estado de carga máximo
SOC_{min}	: Estado de carga mínimo
ϕ_i	: Fase da componente harmônica da onda i
f_{acid}	: Fator de impacto de estratificação do ácido
f_{SoC}	: Fator de influência do SOC
k_{cel}	: Fator de penalidade do custo de instalação das células de chumbo-ácido
k_{TCM}	: Fator de penalidade do custo de instalação das TCMs
k_{conv}	: Fator de penalidade do custo de instalação do conversor

k_{GD}	: Fator de penalidade do custo de instalação do gerador a Diesel
k_{cel_s}	: Fator de penalidade do custo de substituição das células de chumbo-ácido
k_{TCM_s}	: Fator de penalidade do custo de substituição das TCMs
k_{conv_s}	: Fator de penalidade do custo de substituição do conversor
k_{GD_s}	: Fator de penalidade do custo de substituição do gerador a Diesel
ω_i	: Frequência angular da componente harmônica i
j	: Juros aplicado no cálculo do valor presente líquido
λ	: Maior intervalo de tempo sem geração
m	: Massa do fluido em kg
X_4	: Número de bits utilizados no algoritmo genético que compõem o indivíduo referente a capacidade nominal das baterias
X_3	: Número de bits utilizados no algoritmo genético que compõem o indivíduo referente ao número de células em série da bateria
X_2	: Número de bits utilizados no algoritmo genético que compõem o indivíduo referente ao número de turbina
X_1	: Número de bits que utilizados no algoritmo genético que compõem o indivíduo referente ao raio da turbina
N_{cel}	: Número de células
N_{dim}	: Números de células a dimensionar do sistema de armazenamento
N_{fix}	: Número de células da parte fixa do sistema de armazenamento
N_{cel_max}	: Número de células máxima do sistema de armazenamento
N_{cel_min}	: Número de células mínima do sistema de armazenamento
N_c	: Número de ciclos de carga/descarga das baterias
N_{c_max}	: Número de ciclos de carga/descarga máximo das baterias
Z_W	: Número de ciclos ponderados
N_{conv}	: Número de conversores
X_{ger}	: Número de gerações estipulado para convergência do algoritmo genético
N_{GD}	: Número de geradores a Diesel
N_{TCM}	: Número de turbinas
k_s	: Parâmetro de velocidade de corrosão
C_{corr}	: Perda de capacidade da bateria devido à corrosão
C_{deg}	: Perda de capacidade devido à degradação

P_{b_ch}	: Potência de carregamento da bateria
P_{b_chmax}	: Potência de carregamento máximo da bateria
P_{b_dch}	: Potência de descarregamento da bateria
P_{b_dchmax}	: Potência de descarregamento máximo da bateria
P_{c_max}	: Potência máxima da carga
P_{d_nom}	: Potência nominal do gerador a Diesel
P_{b_dgi}	: Potência no instante i armazenada pelo banco de baterias
P_{ci}	: Potência no instante i da carga
P_{tcmi}	: Potência no instante i gerada pela turbina de corrente de mare
P_{b_dcgi}	: Potência no instante i fornecida pelo banco de baterias
P_{di}	: Potência no instante i fornecida pelo gerador a Diesel
P_{vert}	: Potência total vertida
P_{verti}	: Potencia vertida no instante i
P_R	: Precisão do raio pretendida
DOD_{max}	: Profundidade de descarga máxima
N_c	: Quantidades de células em série
N_s	: Quantidade de <i>strings</i> em paralelo
k_{max}	: Quantidade total de anos do projeto
$n(R)$	: Quantidade total de intervalos em que o sistema principal de fornecimento (corrente de maré e baterias) não possuem energia suficiente para atender a demanda
R	: Raio da pá da turbina
R_{max}	: Raio máximo da turbina de corrente de mare
η	: Rendimento da bateria
ρ_{corr}	: Resistência da camada de corrosão
R_i	: Resistência interna da bateria
ρ_c/ρ_d	: Resistência interna agregada [$\Omega.Ah$]
r_{ch}	: Taxa de carregamento da bateria
r_{ch_max}	: Taxa de carregamento máximo da bateria
r_{dch}	: Taxa de descarregamento da bateria
t_{xmut}	: Taxa de mutação utilizada no algoritmo genético
r_{dch_max}	: Taxa de descarregamento máximo da bateria

T	: Temperatura da bateria
$T_{\text{gas},0}$	: Temperatura nominal de gaseificação
$t_{\text{simulação}}$	: Tempo de simulação em minutos
$t_{\text{vidas(anos)}}$	: Tempo de vida útil do projeto em anos
N	: Tempo total do sistema durante toda a vida útil
U_0	: Tensão da célula de circuito aberto de equilíbrio no estado totalmente carregado
V_{cel}	: Tensão de uma célula
V_{b_max}	: Tensão máxima do sistema de armazenamento
V_{b_min}	: Tensão mínima do sistema de armazenamento
V_n	: Tensão nominal do sistema de armazenamento
$U_{\text{gas},0}$	: Tensão nominal gaseificação
U	: Tensão terminal da célula
Q	: Vazão em m^3/s
ω	: Velocidade angular desenvolvida pela turbina
V_i	: Velocidade da corrente de maré
v	: Velocidade da massa de água
λ	: Velocidade das pontas da turbina
V_{C_i}	: Velocidade de corte inferior
V_{c_s}	: velocidade de corte superior
V_{nt}	: Velocidade na quadratura
V_{st}	: Velocidade na sizígia
V_N	: velocidade nominal da TCM

Sumário

1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Constatações e Justificativa deste Trabalho.....	2
1.2 Objetivos Gerais do Trabalho	3
1.2.1 Objetivos Específicos.....	3
1.2.2 Contribuições do Trabalho	4
1.3 Estado da Arte.....	4
1.4 Estrutura do Trabalho	9
2 - ENERGIAS OCEÂNICAS	10
2.1 Outros Tipos de Energia Oceânica.....	10
2.2 Maremotriz.....	14
2.2.1 Entendendo as marés	14
2.3 Gradiente de Maré.....	15
2.4 Corrente de Maré.....	17
2.4.1 Modelagem da Energia Cinética e Mecânica	18
2.4.2 Modelagem dos Recursos da Maré	22
3 - SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	24
3.1 Conceitos Básicos Sobre Baterias	25
3.2 Baterias de Chumbo Ácido	27
3.3 Estimação do Estado de Carga	27
3.3.1 Método da Integração de Correntes	27
3.3.2 Método Schiffer	28
4 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	34
4.1 Função Objetivo	35
4.2 Restrições do Problema	36
4.2.1 Restrições Elétricas	37
4.2.2 Restrições da Turbina.....	39
4.2.3 Restrições do Sistema de Armazenamento	41
4.3 Índice de Expectativa de Perda de Carga.....	43
4.4 Algoritmo Genético.....	44
4.4.1 Formalização.....	44
4.4.2 Fluxograma	46
5 - ESTUDO DE CASO DA ILHA DO MEDO	48

5.1 Características Principais	48
5.2 Restrições e Dados Utilizados	53
5.3 Resultados	53
6 - CONCLUSÕES	65
REFERÊNCIAS	65

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

O aproveitamento do potencial maremotriz mundial esteve originalmente restrito a pontos isolados do globo. Essas limitações ocorriam devido à necessidade de características geográficas específicas nos locais e de grandes variações de marés. Porém os avanços tecnológicos, como mapeamento marítimo, técnicas de simulação matemática e modelagem computacional, e o desenvolvimento de turbinas mais eficientes para exploração maremotriz permitiram a viabilidade comercial dessa fonte.

Avanços importantes nas pesquisas sobre energias oceânicas foram decorrentes da criação de vários institutos de testes na área, como o EPRI (*Electric Power Research Institute*) e a EMEC (*European Marine Energy Centre LTD*), onde os desenvolvedores de tecnologias testam seus protótipos utilizando infraestrutura existente, acordos de compra de energia e permissões para exploração e estudo destas energias em diversos lugares [1]. Segundo [1] existem seis formas de aproveitamento das energias oceânicas:

- Ondas;
- Correntes de Maré;
- Gradiente de Maré;
- Gradiente de temperatura;
- Gradiente de salinidade;
- Correntes oceânicas.

A Tabela 1 mostra uma estimativa relativamente grosseira do potencial teórico das energias oceânicas acima citadas, a qual varia bastante entre diferentes autores. O potencial estimado para “Marés” inclui gradiente e correntes. Esses valores não incluem estimativas para correntes oceânicas. O potencial prático de energia térmica do oceano é difícil de avaliar devido não conhecer com detalhes a temperatura correta de acordo com a profundidade do oceano, porém o valor estimado do potencial teórico é muito maior do que para os outros tipos de energias oceânicas. A estimativa utilizada pressupõe que o potencial para a energia térmica dos oceanos é da ordem de grandeza duas vezes maior do que para os demais. O valor estimado para o gradiente de salinidade inclui todos os rios do mundo supondo que os dispositivos de conversão fossem de perfeita eficiência [2].

Apesar de toda previsão energética teórica das energias oceânicas são necessários

investimentos e incentivos do governo e de empresas públicas para tornar essa fonte uma integrante das principais matrizes energéticas do mundo. Um grande incentivo mundial ocorreu no protocolo de Kyoto (Japão) em 1997, assinado pelos países integrantes da ONU (Organização das Nações Unidas) firmando um acordo de redução da emissão de gases causadores do efeito estufa e consequente aquecimento global. Esses gases são emitidos por usinas que utilizam combustíveis fósseis como: carvão, petróleo, entre outros. Além disso, a disponibilidade desses recursos fósseis é limitada e a demanda energética mundial aumenta constantemente. Com isso há uma necessidade de fontes de produção de energia elétrica a partir de fontes limpas e renováveis [3].

Tabela 1 – Potencial energético das fontes de energia oceânica [2].

AValiação Mundial de Energia - 2000		
FONTE	Potencial TEORICO em TWH/ANO	POTENCIAL TEORICO EM EJ/ANO
ONDAS	18.000,00	65,00
MARÉS	22.000,00	79,00
GRADIENTE DE SALINIDADE	23.000,00	83,00
GRADIENTE DE TEMPERATURA	2.000.000,00	7.200,00
TOTAL	2.063.000,00	7.427,00

1.1 Constatações e Justificativa deste Trabalho

A utilização de fontes renováveis em sistemas isolados resulta em economia considerável quando comparadas com o fornecimento de plantas por gerador a Diesel. Em alguns casos, o uso exclusivo do gerador a Diesel como fonte de alimentação é inviável devido ao alto custo, dificuldade na entrega de combustível e na manutenção de equipamentos.

A utilização das energias oceânicas a partir da corrente de maré possui vantagens para a operação de sistemas de energia devido à alta previsibilidade da maré e sua curva de geração é menos oscilante quando comparada a fontes renováveis como eólica e solar. Esta última vantagem resulta também em benefícios para a vida útil das baterias, pois estas são submetidas a ciclos de carga e descarga mais próximos do ideal.

A natureza intermitente das fontes renováveis requer o uso de um sistema de armazenamento para manter a continuidade no fornecimento de energia à carga, principalmente quando se trata de um sistema isolado. A continuidade pode ser possível também pela interligação à rede elétrica, entretanto, como se trata de um sistema isolado isto não é possível.

Apesar do uso de combustível pelo gerador a Diesel encarecer o projeto e possuir várias outras desvantagens na aplicação em sistemas isolados, a sua utilização é indispensável nesta planta híbrida de geração de energia. Pois, o gerador a Diesel é responsável pela operação confiável do sistema em duas situações, que são: I) em caso de falta (insuficiência) de geração e energia armazenada nas baterias ou II) em caso de alguma falha na turbina e/ou no sistema de armazenamento que resulte em déficit de energia solicitada pela carga.

1.2 Objetivos Gerais do Trabalho

O uso de fontes de energia oceânicas ainda é insignificante quando comparados a outras fontes renováveis como eólica e solar, que possuem tecnologia e estudos mais consolidados. Apenas nos últimos anos surgiu o interesse na implementação de projetos pilotos de usinas de corrente de maré pela Europa e Estados Unidos, por exemplo. Já no Brasil, estudos foram feitos em [4] e constataram que há três estados com potencial de extração desta fonte, que são: Amapá, Pará e Maranhão. Os trabalhos pilotos em desenvolvimento são para dimensionamento e operação de grandes usinas de corrente de maré. Não há trabalhos publicados sobre dimensionamento e operação de micro-geração desta fonte conectada ao sistema elétrico e nem para sistemas isolados.

Esta dissertação tem como objetivo principal formular e resolver o problema do dimensionamento de uma micro-usina de corrente de maré com sistema de armazenamento de energia a partir de baterias de chumbo-ácido para atender um sistema isolado.

Como estudo de caso será considerada a Baía de São Marcos, especificamente a região da Ilha do Medo, no município de São Luís (Maranhão).

1.2.1 Objetivos Específicos

- Identificar e formalizar as restrições físicas, ambientais e econômicas do problema;
- A partir de dados reais obtidos *in-situ* no canal da ilha do Medo, formalizar a curva de potencial energético disponível;
- Formular o problema de otimização, com suas restrições de igualdade e desigualdade;
- Propor um método de resolução do problema;
- Avaliar o impacto de um índice probabilístico de expectativa de perda de carga no custo total do sistema.

1.2.2 Contribuições do Trabalho

Como contribuições deste trabalho de dissertação pode-se destacar:

- A formulação do problema de dimensionamento ótimo de micro-usina de corrente de maré com sistema de armazenamento com baterias de chumbo-ácido para atender um sistema isolado;
- O dimensionamento utiliza uma função de operação que se baseia em um método mais preciso, método Schiffer, uma vez que as principais ferramentas de análise existentes utilizam modelos demasiadamente simplificados. Este método é responsável pela estimação do estado de carga, tensão das baterias e vida útil do sistema de armazenamento;
- A utilização de dados reais de potencial prospectados na Baía de São Marcos, Brasil;
- Estabelecer o tamanho ótimo do ponto de vista de investimentos do sistema de armazenamento levando em conta restrições operacionais;
- Prover uma solução ótima que preserva a vida útil das baterias através de uma modelagem mais acurada do processo de envelhecimento;
- Contribuir com novas alternativas para atendimento com energia elétrica de sistemas isolados.

No dimensionamento ótimo é introduzido um índice probabilístico, *Loss Of Load Expectation* (LOLE), que já é utilizado no dimensionamento de outras fontes renováveis como eólica e solar. O uso deste índice impacta diretamente o custo total do projeto, pois se espera que com a aplicação do mesmo, o investimento nas capacidades nominais do banco de baterias e das turbinas seja diminuído por desconsiderar picos de geração/demanda pouco frequentes durante o ano. Desta forma, ao permitir um percentual de perda de carga, diminui-se a necessidade de investimento inicial em uma capacidade maior de geração e armazenamento que ficaria ociosa durante a maior parte do tempo, aumentando assim a eficiência do sistema como um todo e diminuindo seu custo total.

1.3 Estado da Arte

O potencial de geração de energia elétrica a partir de corrente de maré é enorme. E se trata de uma energia sustentável de alta densidade energética quando comparada a energia eólica e a alta previsibilidade dos recursos torna essa fonte de energia atraente e vantajosa. Várias matrizes energéticas mundiais já possuem esta fonte de energia em sua composição ou em planejamentos para as próximas décadas [5].

Dentre as seis formas de energias oceânicas, a corrente de maré é considerada a mais comercializável, pois as demais formas possuem ainda limitações tecnológicas, econômicas e ambientais [6].

Os levantamentos do potencial energético tecnicamente viável na Europa resultaram em cerca de 105 TWh/ano, sendo que 50 TWh/ano é no Reino Unido e 44 TWh/ano na França. E estima-se que o potencial global da energia das correntes de marés é de 5 a 10 vezes o potencial europeu [6]. Segundo [4] este potencial é de 800 TWh/ano.

O litoral do Brasil possui duas correntes oceânicas, que são: do Nordeste para o Sul e do Nordeste para o Norte, como pode ser visualizado na Figura 1. A primeira não possui correntes atraentes para exploração das energias oceânicas a partir de corrente de maré, pois a velocidade do fluxo é baixa, entre 0,5 e 1 m/s. A segunda corrente oceânica possui largura de aproximadamente 300 km, entre o cabo de São Roque no Rio Grande do Norte e vai até as Guianas, conforme Figura 2. Nesta há correntes com valores de pico relevantes, como: a) 4,4 m/s na Baía de São Marcos, São Luís (MA), b) 4 m/s entre o porto de Santana e a ilha do Curuá, em Macapá, c) 2 m/s entre Belém e Salinópolis, no Pará e d) 2,7 m/s na maré enchente entre a Ilha de Colares e Belém [4].

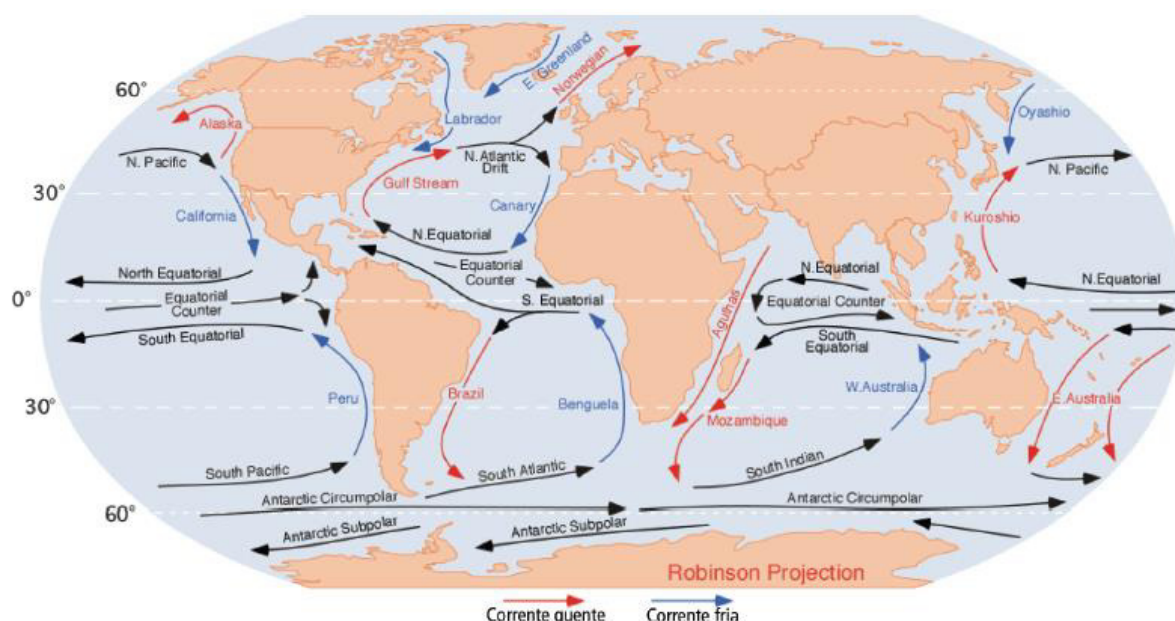


Figura 1 – Sistema mundial de correntes oceânicas [4].

Na Figura 3 pode ser visualizado no histograma a permanência das velocidades na Baía de São Marcos. A velocidade média local é de 1,64 m/s e a densidade média de potência é de 2,4 kW/m², isto considerando a instalação de turbinas de 20 metros de diâmetro com rendimento efetivo de 40%, que resulta em 0,5 MW por turbina [4].

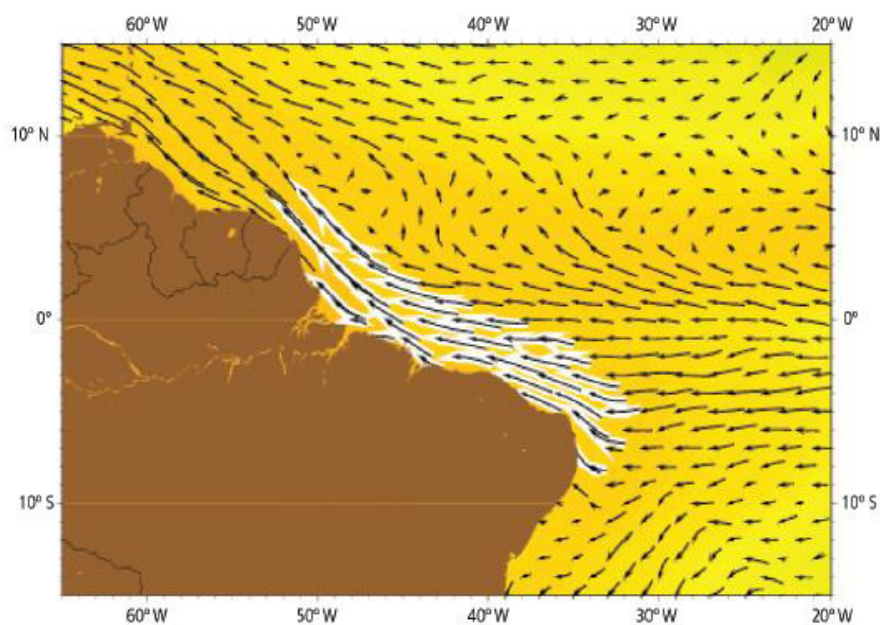


Figura 2 – Corrente Norte do Brasil [4].

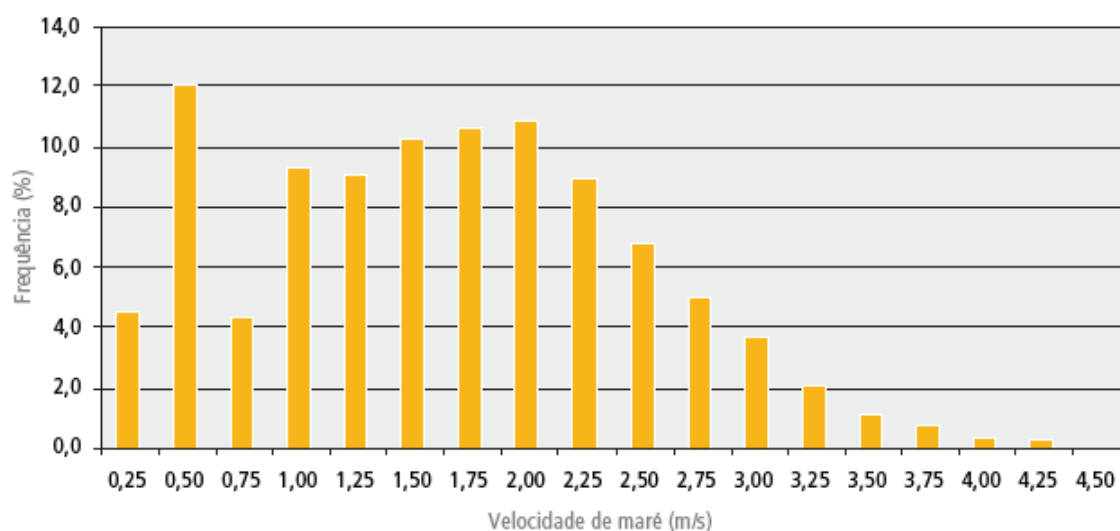


Figura 3 – Histograma da velocidade de maré na entrada da Baía de São Marcos [4].

A conversão da energia cinética em energia mecânica é feita por uma turbina, que no caso das TCM (Turbinas de Corrente de Maré) herdou o projeto das turbinas eólicas, devido à semelhança da geração através de um fluido em movimento. Podemos classificar os três tipos principais de turbinas utilizadas tanto na geração de energia eólica como na geração de energia

a partir de corrente de maré, que são [7]:

- Turbinas de eixo horizontal (instalada no canal de Bristol entre Inglaterra e País de Gales);
- Turbinas de eixo vertical (testada no estreito de Messina na Sicília);
- Turbina de pás oscilantes (testado em Yell Sound em Shetland, Escócia).

Na Figura 4 pode ser visto as turbinas de eixo horizontal e vertical e na Figura 5 a turbina de pás oscilantes.

A maioria dos projetos em estudos ou em operação utiliza turbinas de eixo horizontal, pois estas possuem maior eficiência na conversão.

A tecnologia dos geradores e conversores de potência utilizados em corrente de maré é semelhante às turbinas eólicas. Desta forma, várias topologias dos geradores de energia eólica são utilizadas para TCM.

Algumas das topologias dos geradores utilizados na geração de energia a partir de corrente de maré são: gerador de indução gaiola de esquilo de velocidade fixa (SCIG *variable speed* – *Squirrel Cage Induction Generator*), gerador síncrono de rotor bobinado (WRSG – *Wound Rotor Synchronous Generator*), gerador síncrono à imã permanente (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*) e gerador de indução de dupla alimentação (DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*). Uma comparação sobre as vantagens e desvantagens de cada topologia pode ser vista na Tabela 2 [8].

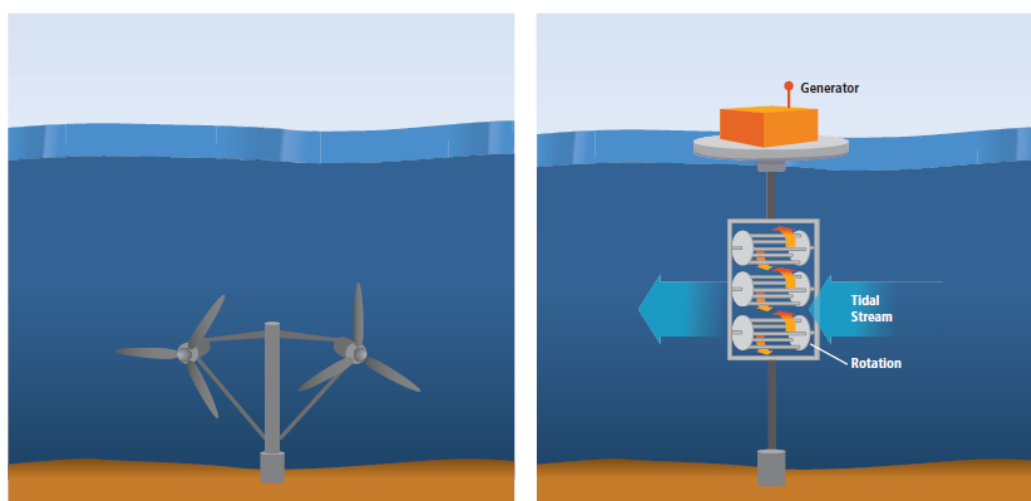


Figura 4 – a) turbina de eixo horizontal e b) turbina de eixo vertical [1].



Figura 5 – Turbina de pás oscilantes [7].

Na Europa existem parques de Turbinas de Correntes de Maré (TCM) pilotos em vários locais, como: Paimpol-Bréhat (França), Pentland Firth (Escócia), Kyle Rhea (Escócia), Anglesey (País de Gales), Sound of Islay (Escócia), Raz Blanchard (França) e Froveur (França). Esses parques de TCM possuem capacidade total entre 2 e 10 MW, muitos já em operação [9]. Estes projetos estão listados na Tabela 3.

Tabela 2 – Comparação entre topologias de gerador [8].

Tipo	Vantagens	Desvantagens
SCIG	• Menor custo; • Não utiliza escovas no gerador; • Controle total sobre a potência ativa e reativa; • Tecnologia comprovada.	• Conversor com potência nominal; • Necessita de caixa de engrenagem.
WRSG	• Todas as faixas de velocidade; • Possível evitar as engrenagens; • Controle total sobre a potência ativa e reativa.	• Conversor com potência nominal; • Pequeno conversor para o campo; • Gerador multipolos (grande e pesado) no caso da topologia de acionamento direto.
PMSG	• Todas as faixas de velocidade; • Possível evitar as engrenagens; • Controle total sobre a potência ativa e reativa; • Sem escovas (baixa manutenção).	• Conversor com potência nominal; • Gerador multipolos (grande e pesado); • Necessita de um ímã permanente.
	• Faixas de velocidade limitada de -30% a 30%	• Necessita de anéis

DFIG	da velocidade nominal; • Inversor PWM pequeno e de baixo custo; • Controle total sobre a potência ativa e reativa.	deslizantes; • Necessita de caixa de engrenagem.
------	--	---

Em nenhum projeto piloto ao redor do mundo é aplicado esta forma de geração de energia oceânica, corrente de maré, para atendimento de um sistema isolado. Portanto, este trabalho é pioneiro para esta aplicação.

Tabela 3 – Projetos piloto de fazendas de TCM na Europa [9].

Companhias	Localização	Nome da turbina	Nº Turbinas	Capacidade (MW)	Ano de operação
DCNS, EDF	Paimpol-Bréhat	OpenHydro	4	2	2014/2015
MeyGen	Pentland Firth (Escócia)	HS1000/AR1000	6	6	2015/2016
MCT, Siemens	Kyle Rhea (Escócia)	Seagen S	4	8	2015
	Anglesey (País de Gales)	Seagen S	5	10	2015
Andritz Hydro	Ilha do som (Escócia)	HS1000	10	10	>2015
GDF Suez, Eole Generation	Raz Blanchard	Voith Blanchard	3~6	3~12	2016
	Fromveur	Sabella	>4	>4	2016

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido como segue:

No capítulo 2 é feita uma abordagem geral sobre energias oceânicas. Além disso, é destacada a energia da corrente de maré, em que é apresentado o princípio de conversão, modelagem da energia cinética e mecânica, coeficiente de potência, curva de geração e modelagem da altura da maré e da velocidade.

No capítulo 3 são apresentados os conceitos básicos sobre sistema de armazenamento. Além disso, é descrito um modelo básico da bateria de chumbo-ácido, para estimar tensão e corrente da mesma, um método da integral da corrente, e um modelo mais avançado, que além do modelo de desempenho também estima a vida útil da bateria, conhecido como método Schiffer.

No capítulo 4 é formalizado o problema de otimização, apresentando as restrições da turbina e do sistema de armazenamento, e formalizando o algoritmo genético como técnica de otimização a ser utilizada para o dimensionamento do sistema a partir de corrente de maré para sistemas isolados.

No capítulo 5 é feito o estudo de caso da ilha do Medo. Sendo apresentado as

características principais deste sistema isolado, as restrições utilizadas, os resultados e os impactos ambientais.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e as sugestões de trabalhos futuros a partir desta pesquisa.

Capítulo 2

ENERGIAS OCEÂNICAS

A energia oceânica a partir do gradiente de maré é a única forma de energia consolidada de exploração e possui sua primeira usina em operação, La Rance na França, desde 1966. Entretanto, ao longo das últimas quatro décadas houve avanços significativo nos campos de materiais, construção, corrosão, cabos submarinos e comunicações, todos realizados por outras indústrias marítimas como petróleo e gás. Estes avanços foram aproveitados no desenvolvimento de tecnologias para extração de outras formas de energia oceânica como as ondas, corrente de maré e eólica *off-shore*. E outras formas de energia, como gradiente de salinidade, correntes oceânicas e gradiente de temperatura, continuam sendo um sonho de vários engenheiros e projetos de pesquisa ao redor do mundo [1].

2.1 Outros Tipos de Energias Oceânicas

Os oceanos cobrem mais de dois terços da terra e contém mais energia que toda a humanidade poderia usar, além de conter uma elevada variedade de fontes energéticas. A forma de energia hoje mais explorada nos oceanos são os hidrocarbonetos através da extração de petróleo em plataformas no mar, entretanto, com o acordo mundial para reduzir a emissão de gases de efeito estufa este tipo de exploração já não arranca tantos olhares quanto a décadas atrás. Outra forma de energia explorada, neste ambiente, no passado foram as minas de carvão oceânico que aconteceram em alguns países como Escócia, Taiwan e Japão. Os pesquisadores com visões futuras tendem a explorar hidrogênio, deutério e trítio, todavia, para isto são necessários avanços tecnológicos nas técnicas de extração, sem falar que os custos são elevados. O mesmo é verdade para as energias geotérmicas submarinas não-renováveis [2], [3].

As energias oceânicas, que possibilitam a conversão em energia elétrica, com projetos já em operação, são: gradiente de maré, corrente de maré, ondas e as eólicas *off-shore*. Há outras formas em estudo e aprimoramento das tecnologias para extração da energia, que são: gradiente de salinidade, correntes oceânicas e gradiente de temperatura. Esta última é a de maior potencial teórico, entretanto, ainda não é muito atraente devido seu alto custo [3].

As energias oceânicas podem colaborar com a mitigação das mudanças climáticas, caso

se torne viável economicamente a implantação de grandes usinas que produzam energia elétrica em grande escala, resultando na redução drástica da emissão de gases de efeito estufa [2].

2.1.1 Energia das Ondas

A energia das ondas, na Escócia, pode produzir em média 70 kW/m, mais perto da costa esta média cai para cerca de 20 a 30 kW/m e ao longo da costa cerca de 10 kW/m, portanto, a disponibilidade energética é sensível à distância ao litoral. Desta forma, para esta forma de energia se tornar significativa na matriz energética de alguns países é necessário avançar para as águas mais profundas, onde há ondas de amplitude superior e maior disponibilidade energética. O potencial prático europeu estimado é de 100 TWh/ao e em torno de três vezes esse valor para o resto do mundo [1], [2].

Há três tipos de sistemas de conversão da energia das ondas, que são: 1) dispositivos de linha costeira, 2) dispositivos do meio da costa e 3) dispositivos marítimos ou de águas profundas. O primeiro e o mais conhecido é a coluna de água oscilante (OWC – *Oscillating Water Column*) que pode ser visualizado seu princípio na Figura 6 [2]. Nas Figura 7 e Figura 8 são exemplos de dispositivos dos tipos 2 e 3.

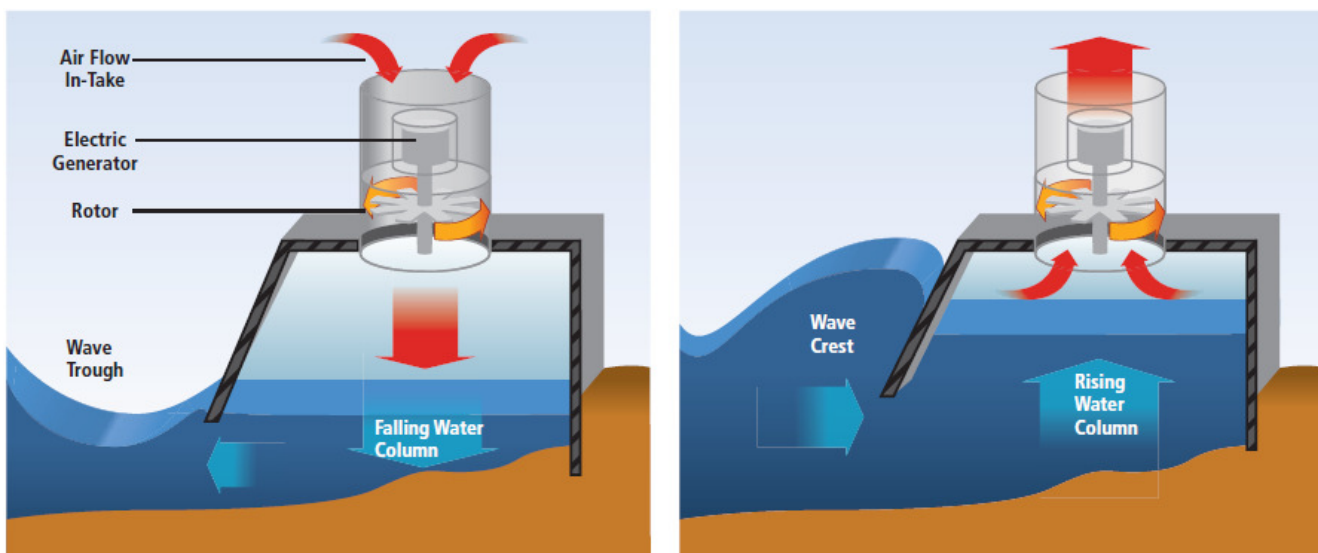


Figura 6 – Tipo de conversor de energia das ondas OWC [1].

2.1.2 Gradiente de Salinidade

O gradiente de salinidade é obtido no encontro da água do mar e água doce, como por exemplo o encontro de um rio com o oceano. 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. Há dois processos responsáveis na conversão desse calor em eletricidade, que são: eletrodialise reversa (RED – *Reversed electro dialysis*) e a osmose de pressão retardada (PRO – *Pressure-retarded osmosis*). Na Figura 9 é apresentado o esquema da RED [1].

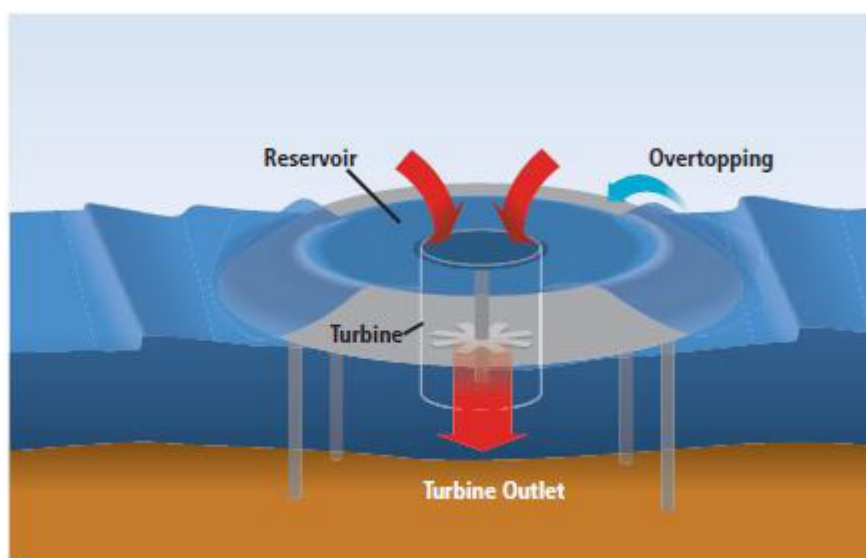


Figura 7 – Tipo de conversor de energia das ondas, dispositivo de sobreposição [1].

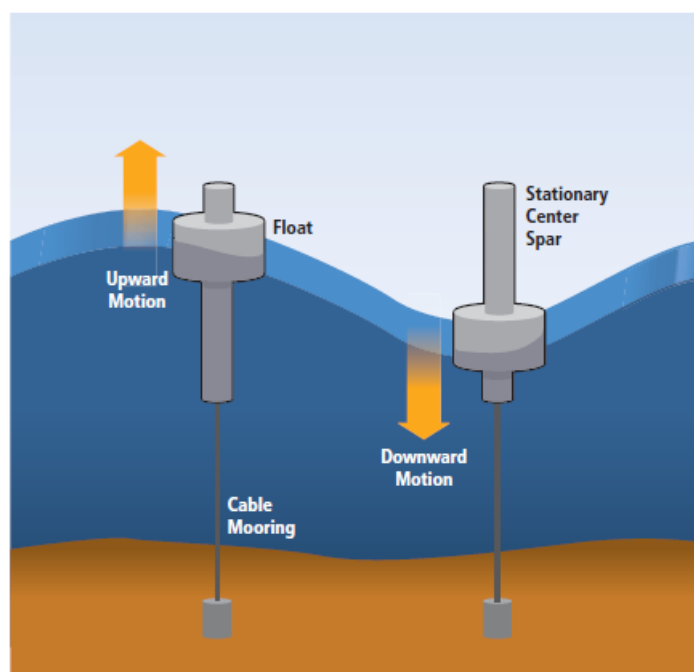


Figura 8 – Tipo de conversor da energia das ondas, dispositivo de corpo oscilante [1].

2.1.3 Energias Térmicas

A conversão de energia térmica do oceano (OTEC – *Ocean Thermal Energy Conversion*) necessita de uma diferença de temperatura de cerca de 20° C, o que limita o uso desta tecnologia a regiões tropicais com águas muito profundas. Há dois processos principais para realizar essa conversão, o sistema instantâneo de ciclo aberto e o sistema de ciclo fechado. O primeiro transforma a água quente do mar em vapor através de pressão reduzida e depois o atrai para uma turbina, após a conversão de energia a água é condensada utilizando a água fria do mar. O segundo utiliza a água quente para aquecer um fluido de baixa temperatura, como o amoníaco, que é extraído através de uma turbina e é após 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. A água fria do fundo do oceano é considerada valiosa para pecuária e pode ser utilizada para aplicações como refrigeração, portanto, no futuro a OTEC pode se tornar viável em conjunto com o aproveitamento desta água do fundo do oceano para outras aplicações [2].

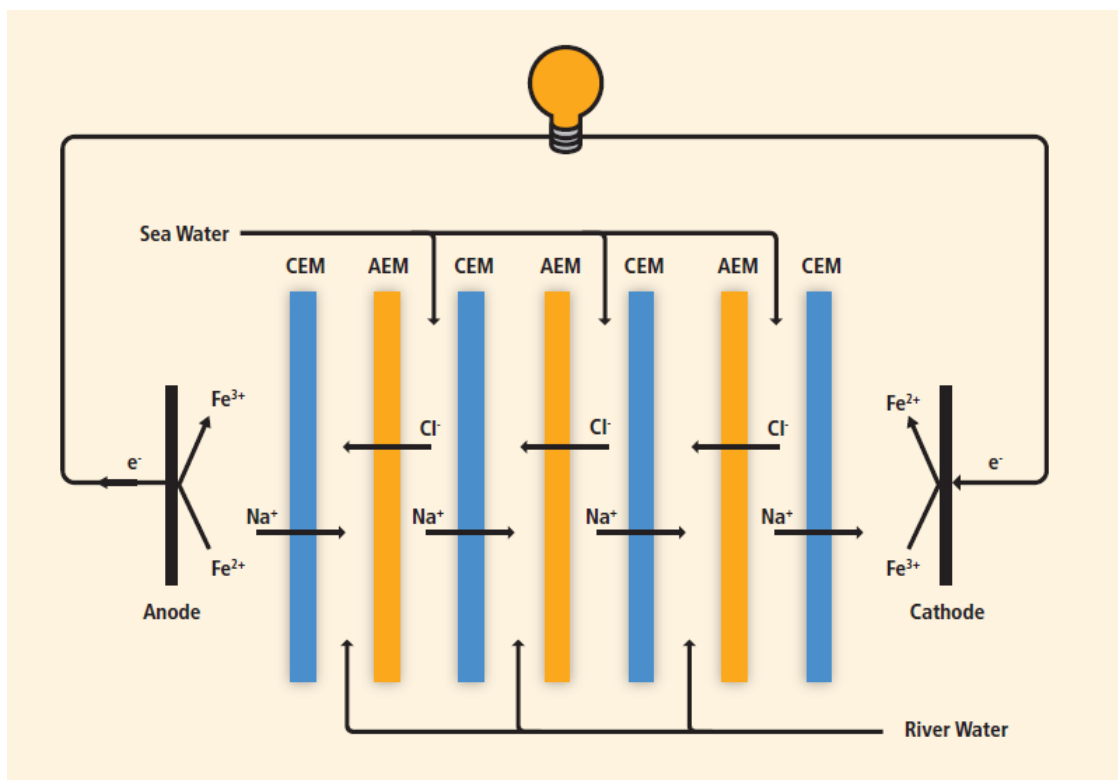


Figura 9 – Eletrodialise reversa [1].

2.1.4 Correntes Oceânicas

As correntes oceânicas não são influenciadas pelas marés, mas sim pela ação dos ventos sobre a superfície do mar, da diferença de salinidade, do aquecimento desigual dos mares pelo sol e dos movimentos de rotação da terra (efeito Coriolis). O fluxo produzido por estes fatores é unidirecional e contínuo [4]. Apesar dos fatores que causam este fluxo não ser o mesmo da corrente de maré, o princípio de conversão de energia e a tecnologia utilizada é bem similar. O potencial prático estimado para a Europa é de 48 TWh/ano [9], na corrente do golfo na América do Norte é de 25 GW de potência elétrica e há outras regiões potencialmente promissoras como Agulhas em Moçambique na África do Sul, a corrente de Kuroshio no extremo leste da Ásia e a corrente do leste da Austrália [7].

2.2 Maremotriz

A geração de energia maremotriz pode ser utilizada de duas formas: corrente de maré e gradiente de maré. A primeira é utilizada através do deslocamento da massa de água, produzido pelos fenômenos das marés, indo de encontro perpendicular a uma turbina, sendo transformado energia cinética em mecânica e em conjunto através de um gerador é transformada energia elétrica. A segunda utiliza o movimento vertical de subida e descida do nível da maré, em que é enchido um reservatório e com isso converte energia elétrica pela energia potencial retida.

2.2.1 Entendendo as marés

A maré é resultante de forças gravitacionais combinadas, principalmente, entre Sol e Lua que agem na água da superfície da Terra, como também do movimento periódico dos três corpos. A Lua possui maior influência nas marés devido à proximidade com a Terra, apesar da massa do Sol ser bem superior à da Lua. A maré depende da posição relativa dos três corpos, da profundidade de água e da configuração do estuário. A influência da posição dos três astros na formação da maré pode ser visualizada na Figura 10 [4].

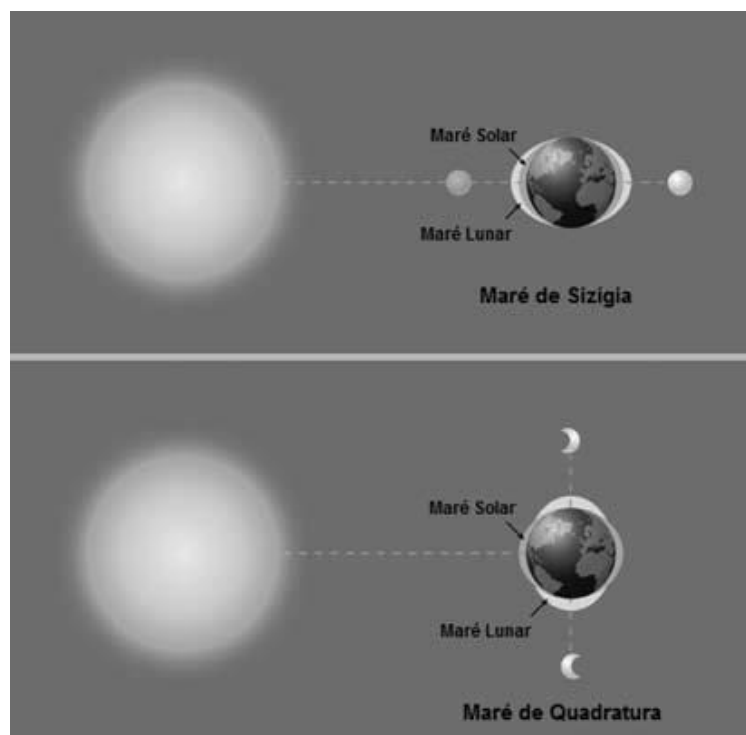


Figura 10 – Formação das marés pelo sol e lua [10].

Os efeitos da interação entre Terra, Sol e Lua produzem duas marés por dia. Algumas características das marés são listadas abaixo [10]:

- O intervalo entre marés altas sucessivas é de 12h24min;
- Ocorrem 706 marés no ano;
- As marés altas ocorrem 50 minutos mais tarde a cada dia;
- Um ciclo de maré dura 14 dias;
- O período de refluxo excede o de fluxo.

2.3 Gradiente de Maré

Esta é a única forma de energia oceânica que possui sua tecnologia já consolidada e foi também a primeira a ser colocada em operação com a usina de La Rance na França em 1966, com 240 MW. Esta usina pode ser visualizada na Figura 11. Há outras usinas de gradiente de maré ao redor do mundo como: I) em Sihwa (254 MW) em operação desde 2011, na Coreia do Sul, II) em Annapolis Royal (20 MW) desde 1984, no Canadá, III) em Jiangxia (3,9 MW) desde 1980, na China, e IV) em Kislaya Guba (1,7 MW) desde 1968, na Rússia [11].



Figura 11 – Usina de La Rance, França. 24 turbinas de 10 MW cada com 5,3 m [12].

O aproveitamento desta fonte energética é realizado através de barragens com a instalação de turbinas apropriadas para baixa queda e grande vazão com ou sem controle do ângulo de ataque. Desta forma, 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 através de um gerador acoplado. Portanto, trata-se do mesmo princípio utilizado em usinas hidroelétricas, se diferenciando apenas que o reservatório é enchido pela ação das marés, além da intermitência e inversão do fluxo [13].

Para existir a disponibilidade energética dessa fonte são necessárias grandes amplitudes de maré e uma morfologia do local adequada para o represamento da água que formará o reservatório [10].

Uma usina de gradiente de maré pode ser operada de três formas, que são: 1) geração em maré vazante, 2) geração em maré enchente e 3) geração de efeito duplo, que é a combinação das duas primeiras. A primeira forma é a mais simples, após maré cheia são fechadas as comportas de enchimento e o processo de geração é iniciado quando o desnível é aproximadamente a metade da amplitude da maré e se mantém até que a energia potencial não seja mais suficiente para a geração de energia, e então é fechada a passagem de água para as turbinas e aberta a do enchimento do reservatório e o processo se repete. O processo de geração deste primeiro modo de operação pode ser visto na Figura 12. O segundo modo de operação é similar ao anterior, todavia, a geração é na enchente. E o terceiro modo é a combinação dos dois anteriores que pode ser visualizado na Figura 13 [10].

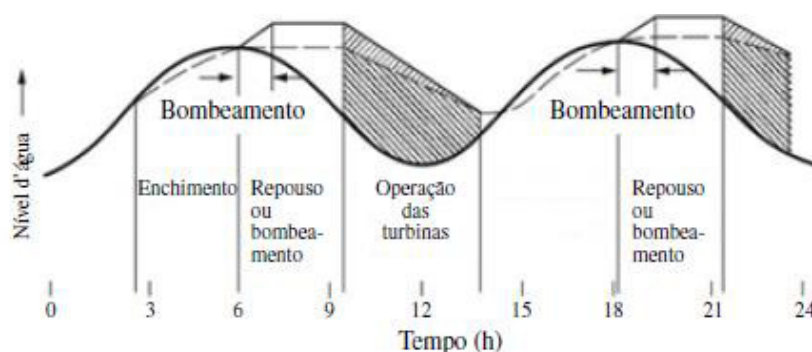


Figura 12 – Modo de operação de geração na vazante com bombeamento [10].

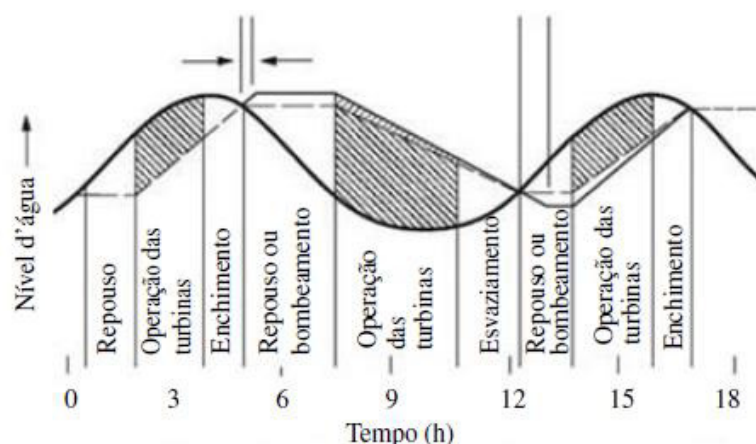


Figura 13 – Modo de operação efeito duplo de uma usina de gradiente de maré [10].

2.4 Corrente de Maré

A geração de energia oceânica através da corrente de maré possui características semelhantes à geração eólica, quanto à modelagem de potência mecânica transformada da energia cinética contida no fluido. As duas formas de geração se diferenciam pelo tipo de fluido e o material que constitui as turbinas, pois o mar é um ambiente mais insalubre.

A geração de energia das TCMs ocorre a partir do deslocamento da massa de água com velocidade v vindo de encontro perpendicular com a turbina, transformando a energia cinética em mecânica. No eixo da turbina está acoplado um gerador elétrico, que pode ser gerador de indução ou gerador síncrono, que transforma energia mecânica em elétrica. A energia elétrica gerada pela maioria destas máquinas não possui características de tensão e frequência compatíveis com a rede elétrica, necessitando assim de um conversor de potência. Essa estrutura de conversão pode ser visualizada na Figura 14 [14], [15].

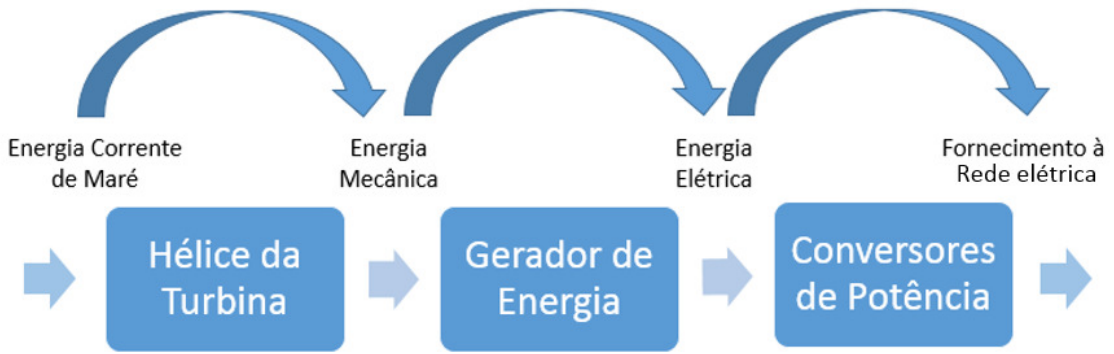


Figura 14 – Estrutura da cadeia de conversão de energia de corrente de maré [14].

2.4.1 Modelagem da Energia Cinética e Mecânica

A energia cinética total de uma massa de água é calculada semelhante à de uma massa de ar, o que diferencia o cálculo é a densidade do fluido. A equação é obtida a partir da energia cinética, como pode ser visto nas Equações de (1) a (6).

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

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

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

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

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

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

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

Em que m é a massa do fluido em kg, v é a velocidade do fluido em m/s, ρ é a densidade do fluido em kg/m³, Q é a vazão em m³/s, A é a área varrida pelas pás do rotor em m² e R é o raio da pá da turbina em m.

Na Figura 15 pode ser visto os dois últimos elementos da equação.

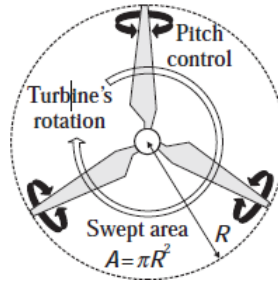


Figura 15 – Turbina corrente de maré, área varrida pelas pás e controle de passo [16].

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 através do coeficiente de potência C_p . Para turbinas corrente de marés esse coeficiente está entre 0,35 e 0,5 [7].

O coeficiente de potência depende da relação de velocidade de ponta (λ) da turbina 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 pode ser visto na Equação (7).

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

Através da Figura 16 é possível perceber que a partir de certo ponto, o máximo da curva, um aumento em λ significa redução no coeficiente de potência e por consequência uma redução na energia produzida pela turbina. Para uma dada velocidade da massa de água v e uma turbina com raio R , existe uma velocidade angular ótima para a geração máxima de potência, que pode ser obtida mudando o ângulo de ataque.

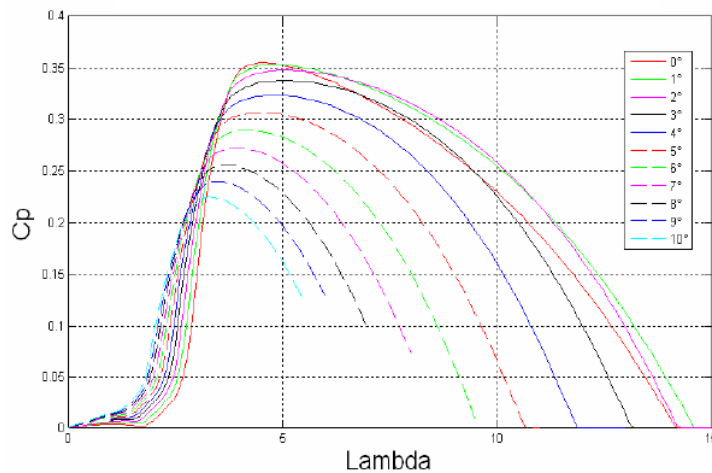


Figura 16 – Relação $C_p - \lambda$ para diferentes ângulos de ataque [14].

Para maximizar a geração de energia elétrica é importante rastrear o melhor ângulo de

ataque para obter o valor máximo de C_p para uma determinada velocidade da massa de água v , técnica conhecida como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

A equação que define a quantidade de energia mecânica transferida das correntes de maré para as turbinas é dada pela Equação (3).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (8)$$

O coeficiente de potência máximo foi demonstrado por Lanchester-Betz, em 1926. Baseado na Figura 17, a relação das velocidades v_2 e v_1 , é chamado de coeficiente de indução axial, a , conforme Equação (9). E_1 é a energia da corrente de maré/eólica antes da turbina e E_2 após a turbina, a relação entre elas é o coeficiente de rendimento C_p . Conforme as equações (10) a (19) é determinado que o C_p máximo é 59,26% e é obtido para $a = \frac{1}{3}$ [5].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$C_{p_max} = C_{Betz_max} = \frac{16}{27} = 59,26\% \quad (19)$$

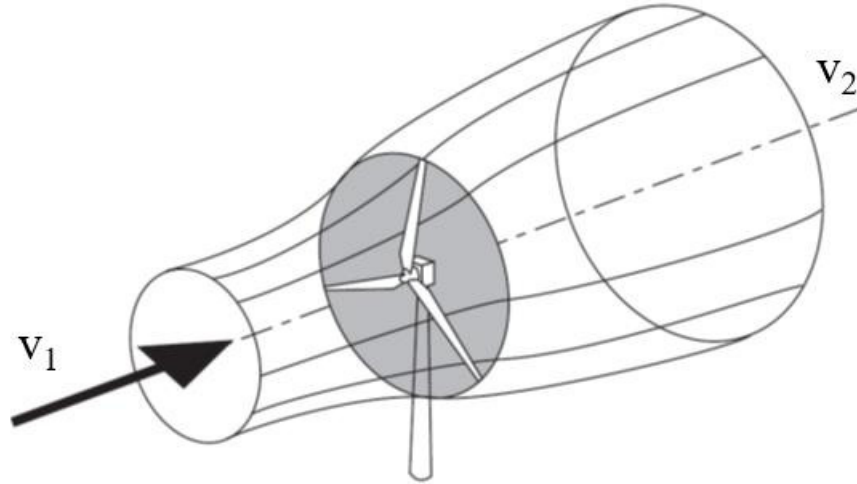


Figura 17 – Energia extraída de um tubo de fluxo para turbinas eólicas/corrente de maré [5].

Na Figura 18 é possível visualizar que o coeficiente de Betz máximo (C_{Betz_max}) é para o coeficiente de indução axial de 0,333.

Para uma dada velocidade de corrente de maré é possível obter o gráfico potência - velocidade, Figura 19, considerando o raio da turbina conhecido. Através da mesma figura é possível perceber o aumento da velocidade rotação da turbina resulta na redução da potência produzida, para velocidades acima do ponto de máxima potência. Com isto, há a necessidade do controle do ângulo de ataque da turbina para manter a operação no ponto de máxima potência gerada.

A curva de potência elétrica gerada em função da velocidade da corrente de maré pode ser vista na Figura 20. Nesta curva, o valor de V_{c_i} é a velocidade mínima necessária para gerar energia líquida, pois em baixas velocidades as marés não possuem energia suficiente para vencer o atrito do eixo e acionar a turbina. Uma vez que não é gerada energia a velocidades das marés abaixo de V_{c_i} , essa porção da energia das marés é desperdiçada. Na mesma curva, o valor de V_N é a velocidade nominal, em que o gerador entrega a potência nominal que foi projetado. Para velocidades acima de V_N , o gerador deve de alguma maneira verter a energia adicional, como por exemplo pelo controle do ângulo de ataque, para que a máquina não seja

danificada. E o valor de V_{c_s} é a velocidade em que a máquina possui perigo real de ser danificada, portanto, nesta velocidade o gerador deve ser desligado e a potência gerada é nula.

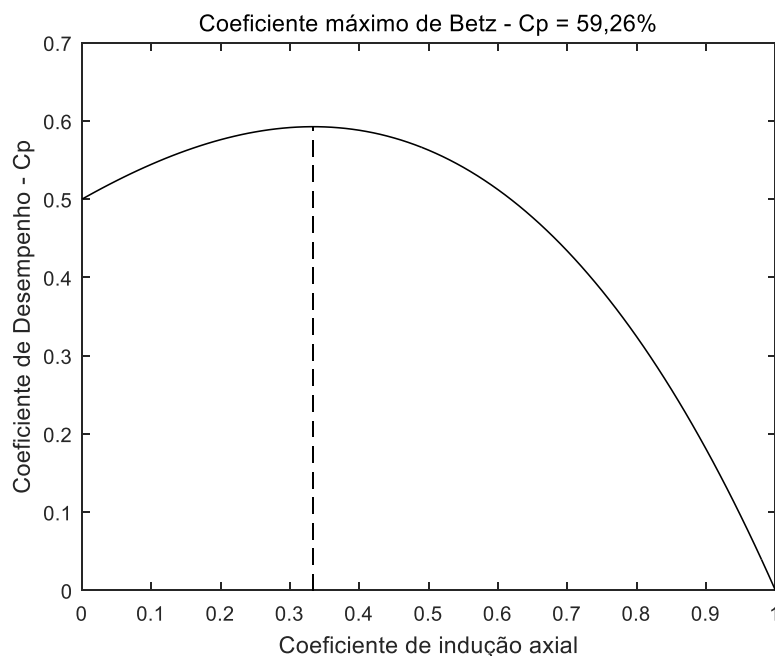


Figura 18 – Curva do coeficiente de indução – coeficiente de potência, coeficiente máximo de Betz.

2.4.2 Modelagem dos Recursos da Maré

A maré e a corrente de maré possuem um movimento periódico. Modelar exatamente a velocidade da corrente de maré em um estuário não é simples, devido a influência dos ventos, o atrito no fundo, as diversas formas do canal e sua constante alteração devido ao desgaste.

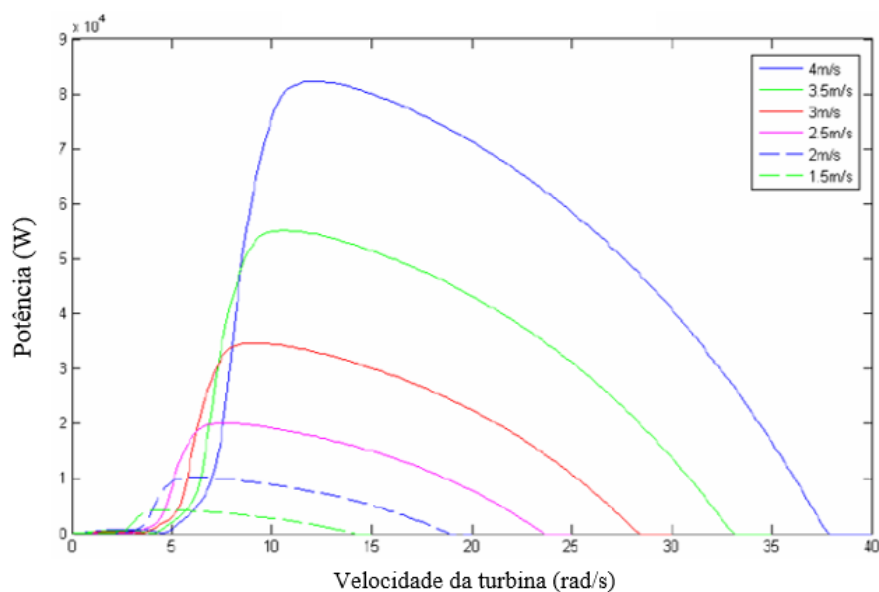


Figura 19 – Curva de potência gerada para diferentes velocidades da massa de água [14].

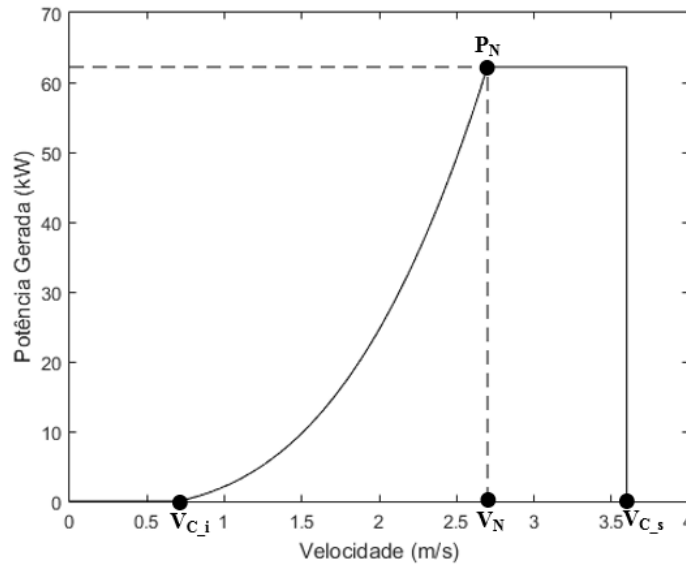


Figura 20 – Curva potência elétrica/velocidade para uma turbina corrente de maré [5].

Um método bastante utilizado para modelar a altura da maré é o HAM (*Harmonic Analysis Method*) e para modelar a velocidade é o método SHOM (*Service Hydrographique et Océanographique de la Marine*).

O método SHOM necessita da modelagem da altura para o cálculo dos coeficientes de maré.

No método da análise harmônica, a maré é modelada como uma soma de cossenos que representa as marés parciais. As amplitudes e fases de cada maré parcial podem ser calculadas de acordo com a observação das marés. Desta forma a altura da maré ao longo do ano pode ser escrita através da Equação (20), em que H_0 é a altura média das marés, A_i , ω_i e ϕ_i são, respectivamente, a amplitude, frequência angular e fase de cada componente harmônica [14].

$$H(t) = H_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \phi_i) \quad (20)$$

No método SHOM é necessário de dados da velocidade na sizígia e na quadratura medidos in situ. Além disto, é necessário conhecer os coeficientes de maré ao longo de todo o período a ser analisado. A Equação (21) calcula o coeficiente de maré (C_m), entretanto, para isto precisa da modelagem da altura da maré [17]. Na Equação (22) pode ser visto o modelo matemático do método SHOM [14].

$$C_m = \frac{H}{H_{eq}} \cdot 100 \quad (21)$$

$$v = V_{nt} + \frac{(C_m - 45) \cdot (V_{st} - V_{nt})}{(95 - 45)} \quad (22)$$

Em que V_{nt} e V_{st} são, respectivamente, as velocidades na quadratura e na sizígia, 95 e 45 são os coeficientes médio de sizígia e quadratura, H é a altura instantânea da maré e H_{eq} é a altura média das marés de sizígia [14].

Na Figura 21 é possível observar a velocidade da corrente de maré ao longo do ano de 2010 na cidade de Penmarc'h na França.

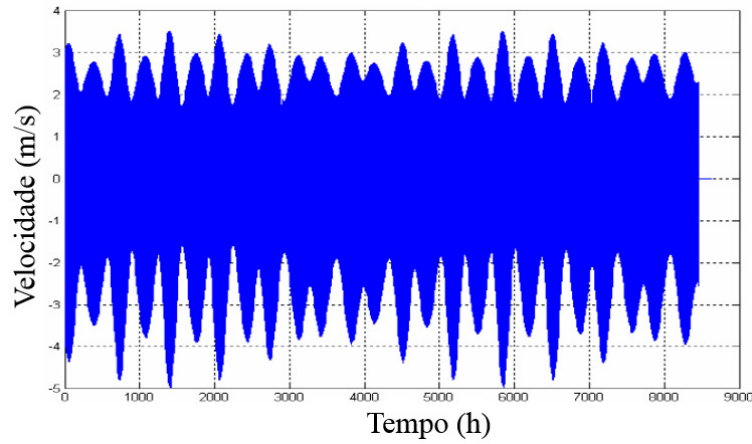


Figura 21 – Velocidade da corrente de maré em Penmarc'h, França, em 2010 [14].

Observe que nas maiores sizíguas, maiores diferenças de altura de maré, a velocidade chega até 5 m/s na vazante, que é considerado uma velocidade elevada para geração de energia a partir de correntes de maré.

Capítulo 3

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A célula galvânica foi descoberta por Alessandro Volta por volta de 1800. Foi a primeira fonte de alimentação elétrica, que transformava energia química armazenada em energia elétrica [18].

Os sistemas de armazenamento ganharam força com a introdução da energia distribuída e renovável. Isto ocorreu após o reconhecimento e o avanço tecnológico de seu papel na adição de flexibilidade, controle de intermitência e possibilidade de fornecimento de energia ininterrupta à rede [19].

O uso de sistemas de armazenamento para sistemas isolados atua no controle da intermitência, possibilitando a carga continuidade no fornecimento. Sua utilização é crescente também em consumidores com sistemas de geração para otimizar a compra e venda de energia com a rede elétrica [19].

Os sistemas de armazenamento se classificam segundo a forma de energia que utilizam, segundo a Figura 22. A forma de interesse nesse trabalho é o grupo química ou eletroquímica, em especial as baterias de chumbo ácido [20].

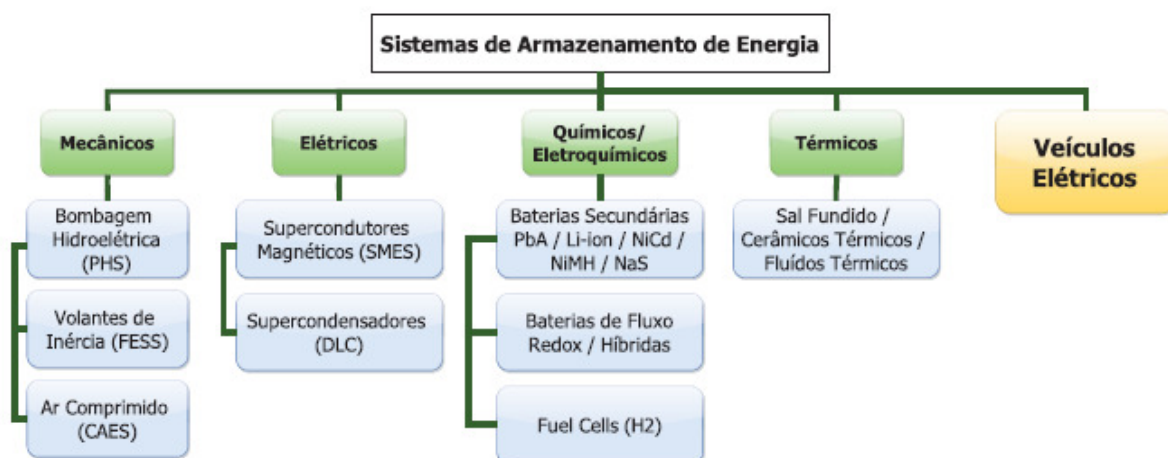


Figura 22 – Classificação dos sistemas de armazenamento em função da forma de energia [20].

3.1 Conceitos Básicos Sobre Baterias de Chumbo-Ácido

Uma bateria é um dispositivo que converte energia química em energia elétrica. A bateria possui um componente básico, chamado de célula, em que são associados vários elementos em série e paralelo para diversas configurações de tensões e potência desse sistema de armazenamento [21].

A célula é constituída de cinco componentes essenciais, que são: anodo, catodo, eletrólito, separador e selos. O primeiro é o eletrodo negativo pelo qual os elétrons fluem para o circuito externo. O segundo é o eletrodo positivo dos quais os elétrons são absorvidos do circuito externo. O terceiro é uma solução que permite a condução iônica entre o anodo e catodo. O quarto é um meio isolante inerte e poroso que separa fisicamente o primeiro e o segundo, permitindo o movimento dos íons em solução entre os eletrodos. O quinto é utilizado para evitar a perda de eletrólito e água, permitindo que o gás escape [18].

A capacidade (C) representa a energia armazenada na bateria e normalmente é expressa em Ampere-hora (Ah). Desta forma, a capacidade nominal de uma bateria corresponde a corrente que conduz ao descarregamento em uma hora. Por exemplo, uma bateria de 120 Ah mantém uma corrente, até descarregar, de 120 A durante uma hora ou 40 A durante três horas e assim por diante. Entretanto, a capacidade de energia que pode ser retirada da bateria é apenas uma quantia percentual do total armazenado. Isto se deve por diversos fatores e o principal é a redução drástica da vida útil da bateria se esta operar descarregando quase toda sua energia armazenada [21].

A tensão nominal da bateria é obtida pelo produto do número de células em série pela tensão nominal de cada célula. Este conjunto de células é chamado de *string*, em que a capacidade total deste arranjo é a mesma de cada célula. É possível conectar *string* em paralelo para aumentar a capacidade nominal do sistema, que é obtida pelo produto da capacidade de uma célula pela quantidade total em paralelo. A potência nominal de uma matriz de células é obtida pela tensão nominal pela capacidade nominal do arranjo. Na Figura 23 é possível observar a composição de um arranjo de baterias.

Uma bateria possui uma resistência interna (R_i), que causa redução na tensão à medida que a sua corrente aumenta, esta resistência é informada pelo fabricante e seu valor é geralmente é na ordem dezenas de mili-ohms. Entretanto, essa resistência aumenta com o envelhecimento da bateria [21].

Os fatores de estresse das baterias estão relacionados ao seu regime de operação e possibilitam as condições as quais os processos de envelhecimento podem ser gerados e

intensificados. Alguns fatores de estresse são taxa de descarga, profundidade de descarga (DoD - *Depth of Discharge*), *ripple* de corrente, período em baixo SOC (*State of Charge*), tempo entre cargas completas, ciclagens parciais do SOC e temperatura de operação [22].

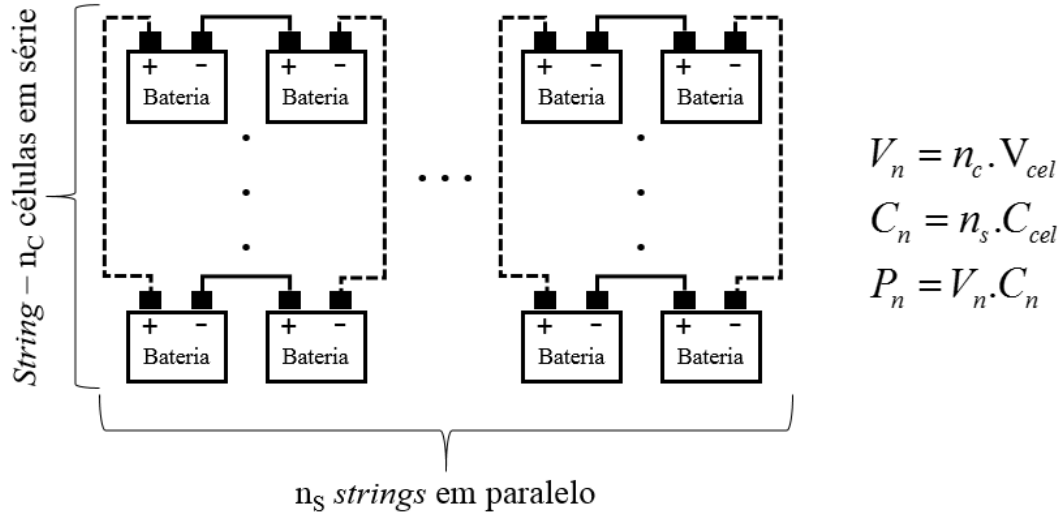


Figura 23 – Arranjo de células de bateria.

Os mecanismos de envelhecimento são os eventos químicos ou mecânicos que causam a redução da vida útil da bateria. Há dois tipos de processos de envelhecimento, os quais são graduais ou súbitos. O primeiro tipo inclui processos longos de degradação enquanto o segundo tipo engloba eventos curtos que podem inutilizar as baterias [22].

Os mecanismos de envelhecimento são: corrosão da placa positiva, sulfatação irreversível, perda da massa ativa, perda de água, degradação da massa ativa e estratificação do eletrólito [22].

Há três tipos de modelagem de baterias quanto à complexidade, que são: eletroquímicos, analíticos e a circuitos elétricos equivalentes. O primeiro utiliza fatores como propriedades cinéticas e de transporte de massa, propriedades termodinâmicas, mecânicas, térmicas, elétricas dos materiais e dimensões. Entretanto, esses modelos utilizam algoritmos numéricos complexos e consomem muito tempo de simulação. O segundo são modelos matemáticos baseados na interpolação e extrapolação de dados de campo e testes e são modelos que possuem uma maior complexidade numérica. O terceiro modelo representa cada componente da bateria por um componente de um diagrama de circuito equivalente, como: fontes de tensão e corrente, resistores, capacitores e indutores. Neste último modelo, os mecanismos de envelhecimento são representados pelas mudanças nos valores dos componentes do diagrama de circuito equivalente [22].

Os modelos das baterias podem ser classificados quanto à finalidade em duas classes, que

são: I) desempenho e II) estimativa da vida útil. O primeiro, há modelos que modelam o estado de carga da bateria e/ou a tensão terminal. E o segundo são aqueles que estimam o impacto da operação no tempo de vida útil da bateria. Há também poucos modelos mistos que contêm ambas as modelagens, como o modelo Schiffer [22].

3.2 Baterias de Chumbo Ácido

Foram inventadas em 1859 pelo físico francês Gaston Planté e foram as primeiras baterias de uso comercial. A sua construção é composta por um anodo de dióxido de chumbo (positivo) e um catodo de chumbo (negativo) e o eletrólito é de ácido sulfúrico diluído em água [22].

São baterias considerada de baixo custo, mas de grande peso e volume. Esse tipo de bateria foi amplamente utilizado nos últimos 50 anos, portanto, possui uma tecnologia bem madura. Essas baterias não são adequadas para descargas superiores a 20% de sua capacidade nominal e quando operadas em baixo estado de carga, possuem seu ciclo de vida abreviado [23].

3.3 Estimativa do Estado de Carga

O estado de carga (SOC (%)) é a relação, em porcentagem, da energia disponível na bateria, ou célula, com a energia máxima possível que pode ser armazenada na mesma. SOC igual a 100% quer dizer bateria completamente carregada e SOC igual a 0% quer dizer bateria completamente descarregada. Esta relação é de extrema importância, pois através dela é possível gerenciar o sistema de armazenamento.

A estimativa do SOC apresenta alguns problemas, como a capacidade prática da bateria, e a correta estimativa leva em considerações alguns fatores condicionantes físicos internos e externos, que torna este problema bastante não linear [21].

A profundidade de descarga (DOD (%)) é a quantidade de energia retirada a partir de uma célula ou bateria, expressa em porcentagem da energia nominal armazenada. DOD e SOC são complementares.

3.3.1 Método da Integração de Correntes

Este método considera que toda a carga entregue à bateria é armazenada sem perdas, como ela sendo um capacitor ideal que apenas armazena energia. A carga total recebida ou

fornecida pela bateria pode ser obtida pela Equação (23) e o método da integral da corrente para estimar o estado de carga injetada ou drenada pela bateria é dado pela Equação (24) [24], [25].

$$Q_t = \int_{t_0}^t i(t)dt \quad (23)$$

$$SOC(t) = \frac{Q(t_o) + \int_{t_0}^t i(t)dt}{C_{MAX}} \cdot 100\% \quad (24)$$

Em que SOC é o estado de carga da bateria, Q_t é a carga total injetada ou drenada pela bateria, $i(t)$ é a corrente em função do tempo ($i > 0$, injetando e $i < 0$, drenando), $Q(t_0)$ é a carga total armazenada no intervalo anterior e C_{MAX} é a capacidade máxima do sistema de armazenamento, expressa em Ah (ampère-hora) [25].

A integral representa toda a energia que flui pela bateria, em ambos os sentidos. Este método considera que toda a energia é armazenada e não há perdas. Entretanto, a bateria possui perdas inerentes ao dispositivo. Para se melhorar este método é adicionado uma constante de perdas ao termo da integral, modificando a Equação (24) e resultando na Equação (25) [25].

$$SOC(t) = \frac{Q(t_o) + \alpha \cdot \int_{t_0}^t i(t)dt}{C_{MAX}} \cdot 100\% \quad (25)$$

Este método da integral da corrente só é adequado para pequenos intervalos de tempo, pois a medida que o tempo da integração aumenta os erros acumulados também aumentam. A correta utilização desse método para intervalos de tempo maiores requer a aferição do SOC através da medição de circuito aberto em intervalos nos quais ocorrem paradas no processo de carga e descarga [25].

3.3.2 Método Schiffer

Este método não só estima o estado de carga da bateria, como também sua vida útil. Os fatores previstos pelos fabricantes para fazer essa previsão levam em conta o número de ciclos de carga/descarga e a profundidade de cada descarga. Essas condições informadas pelo fabricante são na maioria das aplicações distantes da realidade, principalmente quando se utiliza fontes intermitentes para atendimento à sistemas isolados, como é o caso. Nestes sistemas o regime de ciclismo é muito irregular, as cargas completas são raras, a carga e descarga se

encontram com frequência e há uma grande variedade de correntes de carga e descarga. Estas condições diferenciadas fornecidas à bateria provocarão o aceleração dos processos de envelhecimento, de modo que a vida útil das baterias será bem menor do que a prevista pelos manuais dos fabricantes [26].

O modelo de Schiffer ou Shepherd-Schiffer baseia-se no conceito de fluxo de Ah ponderado, em que a vida útil da bateria é proporcional à quantidade de Ah transferidos. O valor de Ah transferido é multiplicado por um fator de ponderação que é calculado de acordo com as condições atuais das baterias. Para um ciclo completo regular, o fator de ponderação é unitário e para condições com fatores de estresse é maior que um. O fim da vida útil é alcançado se o rendimento Ah ponderado for equivalente ao rendimento Ah alcançável com ciclos regulares [26], [27].

O modelo Schiffer leva em conta dois processos de envelhecimento, corrosão da placa positiva e degradação do material ativo. Além destes são considerados processos secundários, estratificação do ácido, gaseificação e sulfatação, pois também impactam no envelhecimento da bateria [26], [27].

A corrosão da placa positiva significa a conversão da mesma em diferentes óxidos de chumbo que formam uma camada com uma estrutura complexa na placa, que resulta em uma menor condutividade devido seu diâmetro reduzido e ao aumento da resistência em toda a camada de condução entre a placa e o material ativo [26].

A degradação do material ativo é um termo geral para processos que resultam em perda de capacidade devido a mudanças na estrutura e composição da massa ativa. Este processo inclui os efeitos da perda de material por gaseificação, contração/expansão da massa ativa e sulfatação. O estresse mecânico é causado por gaseificação ou por diferenças no volume específico de sulfato de chumbo, chumbo ou dióxido de chumbo nos materiais carregados. A bateria operar em baixo SOC intensifica esse processo de envelhecimento [26].

A estratificação do ácido, apesar de não ser um efeito primário de envelhecimento, interfere indiretamente, sendo por isso considerado um processo secundário. Trata-se de um processo que pode ser reversível. Neste processo ocorre variações na concentração do ácido e resulta em diferentes potenciais eletroquímicos em diferentes níveis da bateria, em que o carregamento ocorre de forma mais acentuada nas partes superior do eletrodo e na descarga na parte inferior do eletrodo. Isto causa uma diferença no estado de carga da bateria, sendo na parte inferior significativamente menor [26], [27].

A gaseificação é o processo secundário mais importante em baterias de chumbo. Este processo ocorre quando a tensão na bateria é tão alta que o hidrogênio expande no eletrodo

negativo e o oxigênio no eletrodo positivo. Este processo representa uma importante limitação para aceitação da carga, logo deve ser levado em consideração ao estimar a quantidade de energia efetivamente armazenada na bateria [26], [27].

A sulfato de chumbo é criado naturalmente durante a descarga, em ambos os eletrodos. Durante o carregamento, os cristais são convertidos de volta ao respectivo material ativo e os que não podem ser removidos não contribuem mais com a capacidade da bateria, efeito chamado de sulfatação. O tamanho dos cristais formados é relevante no desempenho elétrico da bateria. Quanto menores os cristais, maior a superfície total dos cristais e menor o aumento de tensão durante o carregamento. Cristais maiores prejudicam mais o desempenho elétrico da bateria. Longos períodos em baixo SOC induzem a cristalização do sulfato de chumbo, sendo que períodos maiores provocam volumes maiores dos cristais. A sulfatação causa aumento da resistência interna da bateria e estresse mecânico [26].

O modelo de Shepherd-Schiffer é apresentado na Figura 24. Através da corrente da bateria, corrente de gaseificação, temperatura e parâmetros da bateria é calculado os dados do modelo de desempenho, tensão e estado de carga. Com os dados anteriores obtidos é calculado os parâmetros de corrosão e degradação e são usados para: i) modificar os parâmetros da bateria e ii) para determinar a capacidade restante da bateria, que é a principal informação deste modelo.

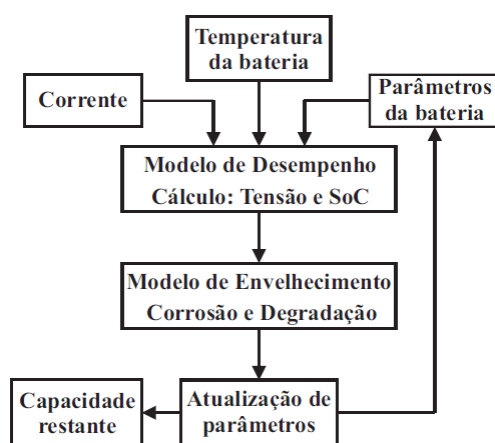


Figura 24 – Diagrama do modelo de Schiffer [26].

As equações referentes ao modelo de desempenho que faz parte do modelo de Schiffer podem ser vistas nas equações de (26) a (28).

$$\begin{aligned}
 U(t) &= U_0 - g \cdot DoD(t) + \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \\
 U(t) &= U_0 - g \cdot DoD(t) + \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0
 \end{aligned} \tag{26}$$

$$I_{gas} = \frac{C_N}{100Ah} \cdot I_{gas,0} \cdot e^{(c_u \cdot (U - U_{gas,0}) + c_T \cdot (T - T_{gas,0}))} \tag{27}$$

$$SoC(t) = SoC(0) + \int_0^t \frac{I(t) - I_{gas}(t)}{C_N} dt \tag{28}$$

Em que U [V] é a tensão terminal da célula e U_0 [V] é a tensão da célula de circuito aberto de equilíbrio no estado totalmente carregado, g [V] é uma constante de proporcionalidade eletrolítica, $DoD = 1 - SoC$ é a profundidade de descarga, ρ_c/ρ_d [$\Omega \cdot Ah$] é a resistência interna agregada, I [A] é a corrente aplicada (carga, $I > 0$; descarga: $I < 0$), C_N é a capacidade nominal, M_c/M_d é o coeficiente de sobretensão de transferência de carga, C_c/C_d é a capacidade normalizada, o índice c significa carga e o índice d significa descarga, $I_{gas,0}$ é a corrente de gaseificação normalizada para uma capacidade nominal de uma bateria de 100 Ah com tensão nominal $U_{gas,0}$ e temperatura nominal $T_{gas,0}$, c_u é o coeficiente de tensão, c_T é o coeficiente de temperatura, U é a tensão celular, T é a temperatura da bateria [26].

Os efeitos da corrosão são descritos nas equações de (29) a (33). A Equação (29) é a resistência devido a corrosão, a Equação (30) é a redução da capacidade devido a corrosão, as Equações (31) e (32) descrevem a variação da camada de corrosão e a Equação (33) é a tensão de corrosão.

$$\rho_{corr}(t) = \rho_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \tag{29}$$

$$C_{corr}(t) = C_{corr,limite} \cdot \frac{\Delta w(t)}{\Delta w_{limite}} \tag{30}$$

$$\Delta w(t) = k_s \cdot x^{0,6}, x = \left(\frac{\Delta w(t - \Delta t)}{k_s} \right)^{1/0,6} + \Delta t, \forall U_{corr} < 1,74 \tag{31}$$

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

$$k_s(U_{corr}, T) = k(U_{corr}) \cdot e^{[k_{s,T}(T - T_{corr0})]}, k_{s,T} = \frac{\ln(2)}{15} \tag{32}$$

$$\begin{aligned}
U_{corr}(t) &= U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_c(t) \cdot M_c \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)}, \forall I(t) > 0 \\
U_{corr}(t) &= U_{corr,0} - \frac{10}{13} \cdot g \cdot DoD(t) + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot \frac{I(t)}{C_N} + 0,5 \cdot \rho_d(t) \cdot M_d \cdot \frac{I(t)}{C_N} \cdot \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)}, \forall I(t) \leq 0
\end{aligned} \tag{33}$$

Em que ρ_{corr} é a resistência da camada de corrosão, C_{corr} é a perda de capacidade devido à corrosão, Δw é a espessura da camada de corrosão, k_s é o parâmetro de velocidade de corrosão e k é da curva de corrosão/tensão.

Os efeitos da degradação são descritos nas Equações de (34) a (44). A Equação (34) é a redução da capacidade devido a degradação, a Equação (35) é a quantidade ponderada de ciclos, a Equação (36) é o impacto do SoC, a Equação (37) é a contagem de “carregamentos ruins” (n), a Equação (38) é o fator de corrente utilizado na Equação (36), a Equação (39) é a influência da estratificação do ácido na degradação da massa ativa, a Equação (40) é o fator de estratificação do ácido usado na equação anterior, as Equações de (41) à (44) são o fator de crescimento da estratificação e o fator de redução da estratificação, o fator de redução da estratificação através da gaseificação, o fator de redução da estratificação através da difusão, respectivamente, ambos impactam na Equação (39).

$$C_{deg}(t) = C_{deg,limite} \cdot e^{-5 \cdot [1 - \frac{Z_w(t)}{1,6 \cdot Z_{IEC}}]} \tag{34}$$

$$Z_w(t) = \frac{1}{C_N} \cdot \int_0^t |I_d(t)| \cdot f_{SoC}(t) \cdot f_{acid}(t) dt \tag{35}$$

$$f_{SoC}(t) = \begin{cases} 1 \rightarrow (\text{carregamento_pleno}) \\ 1 + [c_{SoC,0} + c_{SoC,min} (1 - SoC_{min}(t) |_{t_0})] \cdot f_i(I, n) \cdot \Delta t_{SoC} \rightarrow (\text{caso_contrário}) \end{cases} \tag{36}$$

$$n(t+1) = \begin{cases} n(t), \forall SoC < 0,9 \\ n(t) + \frac{0,0025 - (0,95 - SoC(t))^2}{0,0025}, \forall 0,9 \geq SoC \geq 0,9999 \\ 0, \forall SoC \geq 0,9999 \end{cases} \tag{37}$$

$$f_i(I, n) = \sqrt{\frac{I_{ref}}{I}} \cdot \sqrt[3]{e^{\frac{n}{3,6}}} \tag{38}$$

$$f_{acid}(t) = 1 + f_{st}(t) \cdot \sqrt{\frac{I_{ref}}{|I|}} \tag{39}$$

$$f_{st}(t+1) = f_{st}(t) + [f_+(t) - f_-(t)] \cdot \Delta t \quad (40)$$

$$f_+(t) = c_+ (1 - SoC_{\min} |t_0|) \cdot e^{(-3 \cdot f_{st}(t))} \cdot \frac{|I_d(t)|}{I_{ref}} \quad (41)$$

$$f_-(t) = f_{-,gas}(t) + f_{-,dif}(t) \quad (42)$$

$$f_{-,gas}(t) = c_- \cdot \sqrt{\frac{100Ah}{C_N}} \cdot \frac{I_{gas}(t)}{I_{gas0}} \cdot e^{[c_u \cdot (U_{cell}(t) - U_{ref}) + c_T \cdot (T - T_{as0})]} \quad (43)$$

$$f_{-,dif}(t) = \frac{8D}{z^2} \cdot f_{st}(t) \cdot 2^{(T - 20^\circ C)/10K} \quad (44)$$

Em que C_{deg} é a perda de capacidade devido a degradação, $C_{deg,limite}$ é a capacidade no final da vida útil, Z_w é o número de ciclos ponderados, f_{SoC} é o fator de influência do SoC, f_{acid} é o fator de impacto de estratificação do ácido, $c_{SoC,0}$ e $c_{SoC,min}$ é representa o aumento f_{SoC} com o tempo de f_{SoC} com o tempo em $SoC = 0$ e a influência do SoC_{min} , n é o número de ciclos mal carregados e D é a constante de efetiva difusão [26].

A capacidade restante da bateria é dada pela Equação (45).

$$C_{restante}(t) = C_d(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad (45)$$

Nas Tabelas de 3, 4 e 5 podem ser vistos os dados utilizados para uma bateria e é recomendada para sistemas fotovoltaicos. Esses dados podem ser adaptados se realizadas algumas medições e podem também modificar de acordo com a bateria.

Tabela 3 – Dados para o método Schiffer [26].

Parâmetro	Descrição	Valor
C_N	Capacidade nominal	55 Ah
Z_{IEC}	Número de ciclos em condição padrão	600
L	Vida útil flutuante	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

Tabela 4 – Dados para o método Schiffer [26].

Parâmetros	Descrição	Valor
$U_{\text{corr},0}$	Tensão de corrosão da bateria totalmente carregada sem fluxo de corrente	1,75
$I_{\text{gas},0}$	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
$U_{\text{gas},0}$	Tensão nominal de gaseificação	2,23 V
$T_{\text{corr},0}/T_{\text{corr},0}$	Temperatura nominal de gaseificação e corrosão	298 K
$k_{s,T}$	Coeficiente de temperatura da velocidade de corrosão	$\ln(2)/15 \text{ K}^{-1}$
$c_{\text{soc},0}$	Constante de inclinação do fator do SOC	$6,614 \cdot 10^{-5} \text{ h}^{-1}$
$c_{\text{soc},\text{min}}$	Impacto do SOC mínimo no fator do SOC	$3,307 \cdot 10^{-3} \text{ h}^{-1}$
$\text{SOC}_{\text{limit}}$	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	$20 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$

Tabela 5 – Dados para o método Schiffer [26].

Parâmetros	Descrição	Valor
c_z	Expoente para cálculo da perda de capacidade devido a degradação	5
z_o	Coeficiente do número de cristais de sulfatos	$2,961 \cdot 10^{11} \text{ cm}^{-3}$

Capítulo 4

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema trata do dimensionamento de uma micro-usina com geração de energia a partir de corrente de maré para atendimento de um sistema isolado, a ilha do Medo. Como a fonte possui característica intermitente é necessário um sistema de armazenamento a baterias para dar continuidade no fornecimento à demanda. É considerado um gerador a Diesel como fonte reserva, que deve ser acionado em caso de falha de geração ou insuficiência do sistema de armazenamento em momentos de pouca ou nenhuma geração e para equalização do banco de baterias. O esquema geral do problema pode ser visualizado na Figura 25.

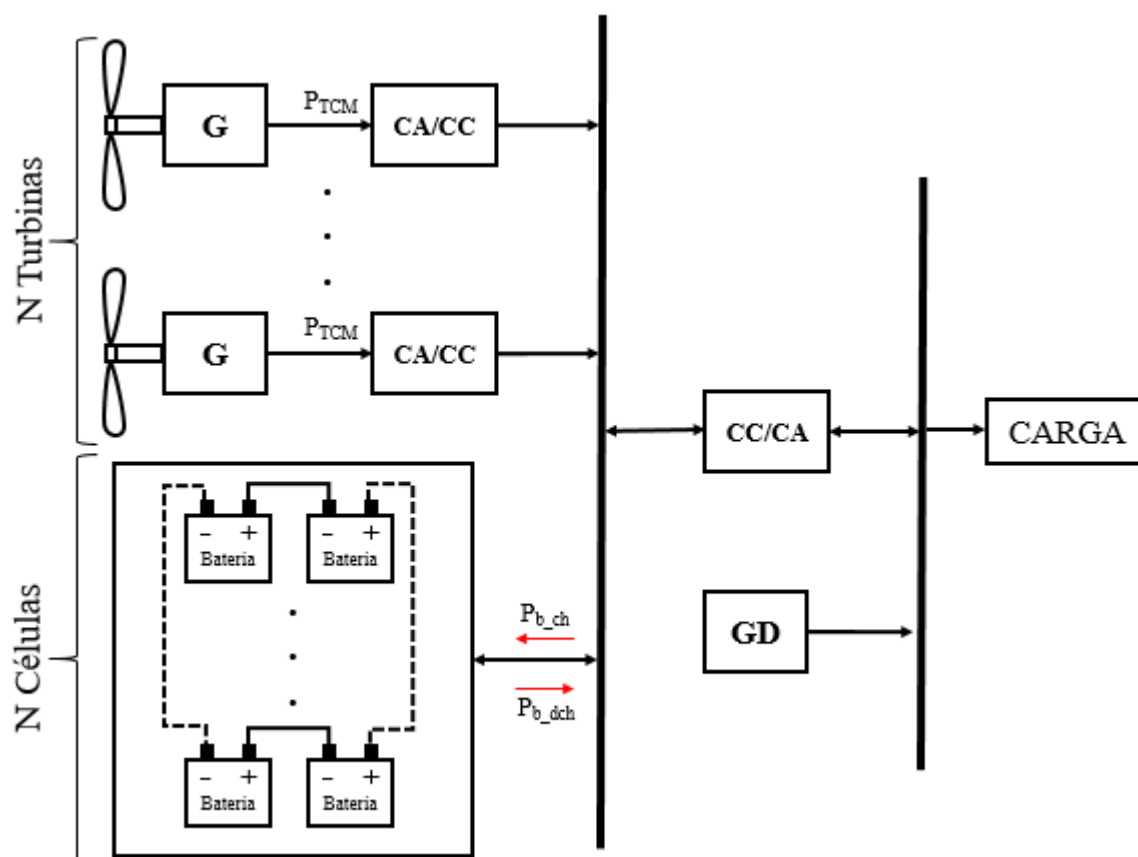


Figura 25 – Esquema Geral do problema.

O problema resumidamente é determinar a potência e a quantidade de TCM assim como a capacidade do sistema de armazenamento, que atendam a demanda com o menor custo

possível. Portanto, se trata de um problema de otimização não linear com restrições de diferentes tipos.

A quantidade de *strings* foi fixada em duas devido a problemas de equalização das baterias que se agrava quando há uma quantidade maior paralelo. Por outro lado, não foi deixada apenas uma *string* devido à confiabilidade.

4.1 Função Objetivo

O problema de otimização tem como objetivo o menor custo total do sistema composto pelas TCMs, o sistema de armazenamento e o gerador a Diesel. Desta forma, o custo total (C_T) do sistema é composto pelo investimento inicial (C_i), custo de operação e manutenção (C_{O_M}) e custo de substituição (C_s). O custo total é dado pela Equação (46).

$$C_T = C_i + C_{O_M} + C_s \quad (46)$$

Por sua vez, o investimento inicial é dividido em quatro partes de acordo com os dispositivos envolvidos no projeto, em que cada custo unitário de cada equipamento é multiplicado pela sua quantidade dimensionada, que são: turbinas, células que compõem o sistema de armazenamento, conversor de potência e o gerador a Diesel, conforme Equação (47). No custo de cada dispositivo é adicionado um fator de penalidade k referente ao seu custo de instalação, que incluem cabos, mão-de-obra e custos diversos, conforme Equação (48).

$$C_i = (N_{TCM} \cdot C_{TCM}) \cdot (1 + k_{TCM}) + 2 \cdot (N_{cel} \cdot C_{cel}) \cdot (1 + k_{cel}) + (N_{conv} \cdot C_{conv}) \cdot (1 + k_{conv}) + (N_{GD} \cdot C_{GD}) \cdot (1 + k_{GD}) \quad (47)$$

$$0 \leq k_{TCM} \leq 1 \text{ e } 0 \leq k_{cel} \leq 1 \text{ e } 0 \leq k_{conv} \leq 1 \text{ e } 0 \leq k_{GD} \leq 1 \quad (48)$$

Em que N_{TCM} , N_{cel} , N_{conv} e N_{GD} são, respectivamente, número de turbinas, células, conversores e geradores a Diesel dimensionados, C_{TCM} , C_{cel} , C_{conv} e C_{GD} são, respectivamente, o custo unitário de investimento das TCM, células de chumbo-ácido, conversor de potência e gerador a Diesel, k_{TCM} , k_{cel} , k_{conv} e k_{GD} são, respectivamente, o custo de instalação das TCMs, células de chumbo-ácido, conversor de potência e gerador a Diesel. O número dois que multiplica o custo das baterias é devido ser fixado duas *strings*.

O custo de operação e manutenção é definido pela Equação (49), em que é dado pela soma dos custos de operação e manutenção de cada um dos dispositivos, TCM (C_{TCM_OM}),

banco de baterias (C_{b_OM}), gerador a Diesel (C_{GD_OM}) e conversor de potência (C_{C_OM}), em que esta soma é trazida para o valor presente através do somatório e do denominador aplicando-se um fator j . Em toda a vida útil do projeto são desconsiderados possíveis problemas que resultam na falta de operação da turbina.

$$C_{O_M} = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \frac{C_{TCM_OM} + C_{b_OM} + C_{GD_OM} + C_{C_OM}}{(1+j)^k} \quad (49)$$

Em que C_{TCM_OM} , C_{b_OM} , C_{GD_OM} , C_{C_OM} são, respectivamente, o custo de operação e manutenção das TCM, do banco de baterias, do gerador a Diesel e do conversor de potência, j é a taxa de juros anual utilizado no cálculo do valor presente líquido, k é o valor referente a quantidade de anos em que é realizada a manutenção após a data inicial do investimento e $k_{\max}$ é quantidade total de anos do projeto.

O custo de substituição é definido pela Equação (50), sendo similar ao custo de investimento inicial, entretanto, se diferenciando pelo cálculo do valor presente líquido.

$$C_S = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \frac{(N_{TCM} \cdot C_{TCM_s}) \cdot (1 + k_{TCM_s}) + 2 \cdot (N_{cel} \cdot C_{b_s}) \cdot (1 + k_{cel_s}) + (N_{conv} \cdot C_{C_s}) \cdot (1 + k_{C_s}) + (N_{GD} \cdot C_{GD_s}) \cdot (1 + k_{GD_s})}{(1+j)^k} \quad (50)$$

Em que C_{TCM_s} , C_{cel_s} , C_{conv_s} e C_{GD_s} são, respectivamente, o custo unitário de substituição das TCM, células de chumbo-ácido, conversor de potência e gerador a Diesel, k_{TCM_s} , k_{cel_s} , k_{conv_s} e k_{GD_s} são, respectivamente, o custo de instalação de substituição das TCMs, células de chumbo-ácido, conversor de potência e gerador a Diesel. Estes índices k utilizados na substituição são maiores que os valores utilizados no custo de investimento, pois em uma substituição existe o trabalho extra de remover o equipamento para depois realizar a instalação.

A função objetivo do problema é dada pela Equação (51), que consiste em obter o mínimo do custo total C_T .

$$C_T^* = \min(C_i + C_{O_M} + C_S) \quad (51)$$

4.2 Restrições do Problema

As restrições do problema podem ser divididas em três categorias, que são: I) elétricas,

II) da turbina e III) do sistema de armazenamento. A primeira inclui o balanço de potência, a restrição de potência do gerador a Diesel e de potência vertida. A segunda é composta pela curva de geração da turbina, restrições do número mínimo e máximo de turbinas e raio mínimo e máximo. A última possui as limitações da tensão da bateria, do número de células em série e as demais restrições da bateria de chumbo-ácido.

4.2.1 Restrições Elétricas

A equação de geração de potência elétrica pela TCM é dada pela Equação (52), em que a curva pode ser dividida em quatro intervalos. Em duas partes da curva não há geração, quando a velocidade da corrente de maré (V_i) é menor que a velocidade de corte inferior (V_{C_i}) ou quando é maior que a velocidade de corte superior (V_{C_s}). No primeiro caso é devido a inércia da turbina e a geração tem que vencer as perdas internas do sistema de geração e no segundo é um bloqueio feito na turbina devido ao alto esforço mecânico em razão da velocidade acima da nominal, que pode causar danos ao sistema. Há duas regiões em que há geração, quando a velocidade da corrente de maré está entre a de corte inferior e o valor nominal (V_N) e entre esta velocidade e a de corte superior. No primeiro intervalo a potência gerada depende do valor cúbico da velocidade e no segundo a geração é mantida no valor nominal através de um sistema de controle.

$$P_{TCM_i} = \begin{cases} 0 & v_i \leq v_{C_i} \text{ ou } v_i \geq v_{C_s} \\ \frac{1}{2} C_P(\lambda, \theta) \rho \pi R^2 v_i^3 & v_{C_i} \leq v_i \leq v_N \\ P_{TCM_N} & v_N \leq v_i \leq v_{C_s} \end{cases} \quad (52)$$

Em todos os instantes da simulação deve ser obedecido o balanço instantâneo de potência que pode ser visto na Equação (53). Nesta equação a soma da potência gerada (P_{TCM}), descarga da bateria (P_{b_deg}) e potência fornecida pelo gerador a Diesel (P_D) deve ser igual ao consumido pela carga (P_C), ao carregamento da bateria (P_{b_cg}), a potência vertida (P_{vert}) e as perdas de todo o sistema.

$$P_{TCM_i} + P_{b_deg_i} + P_{D_i} = P_{C_i} + P_{b_cg_i} + P_{vert_i} + Perdas \quad (53)$$

Durante o processo de geração de energia pode existir três situações diferenciadas, que

são: I) excesso de geração, II) balanço de potência entre geração e carga mais perdas e III) falta de geração. Na primeira não há potência entregue pela bateria e gerador a Diesel, pois estes dispositivos só fornecem energia quando há falta de geração. Na segunda, devido ao balanço perfeito, a potência de carga e descarga da bateria, o gerador a Diesel e potência vertida são todas nulas. Na última não há carregamento das baterias e nem potência vertida, pois estas situações só ocorrem quando há excesso de geração. Esta análise pode ser vista na Equação (54), (55) e (56).

$$\text{Se } P_{TCM_i} > P_{C_i} \rightarrow P_{TCM_i} = P_{C_i} + P_{b_cg_i} + P_{vert_i} + Perdas \rightarrow P_{b_dcg_i} = P_{D_i} = 0 \quad (54)$$

$$\text{Se } P_{TCM_i} = P_{C_i} \rightarrow P_{TCM_i} = P_{C_i} + Perdas \rightarrow P_{b_dcg_i} = P_{D_i} = P_{b_cg_i} = P_{vert_i} = 0 \quad (55)$$

$$\text{Se } P_{TCM_i} < P_{C_i} \rightarrow P_{TCM_i} + P_{b_dcg_i} + P_{D_i} = P_{C_i} + Perdas \rightarrow P_{b_cg_i} = P_{vert_i} = 0 \quad (56)$$

O balanço de potência deve ser fechado para todos os instantes i , sendo que este índice percorre todo o projeto e depende do tempo de simulação ($t_{simulação}$). O valor 525600 é transformação de anos em minutos, conforme Equação (57) e (58).

$$1 \leq i \leq i_{fim} \quad (57)$$

$$i_{fim} = \frac{t_{vida(anos)} \cdot 525600}{t_{simulação(min)}} \quad (58)$$

O gerador a Diesel possui a limitação de potência fornecida ao sistema entre zero e um valor nominal, conforme Equação (59). Há três tipos de regime de potência de grupo geradores a Diesel, que são: emergência (*stand-by*), horário de ponta (*prime power*) e contínuo (base load). O primeiro é aplicado em locais em que há fornecimento de energia elétrica pela concessionária, sendo que o equipamento assume a carga na falta ou interrupção de energia e trabalha com 80% da carga nominal durante um período máximo de 200 horas por ano ou 25 horas por ano com 100% da potência. O segundo regime é aplicado em locais onde há ou não fornecimento de energia elétrica pela concessionária, mas o equipamento assume a carga pelo período de três horas no horário de ponta. Este modo de operação trabalha com carga variável, entretanto, o fator de carga médio não pode exceder 70% da nominal, sendo admissível sobrecarga de 10% por um período de 1 hora para cada período de 12 horas de operação, mas sem exceder 25 horas no ano. O último pode trabalhar por tempo ilimitado, sem interrupção,

atendendo cargas constantes em locais em que não há fornecimento de energia elétrica. Para este projeto, como se trata de um sistema isolado com carga variável, é utilizado o grupo gerador no modo de operação *prime power*. Desta forma, a potência nominal é calculada para o valor de pico da carga equivaler a 70% da potência nominal da máquina, conforme Equação (60).

$$0 \leq P_D \leq P_{D_nom} \quad (59)$$

$$P_{D_nom} = \frac{P_{C_max}}{0,7} \quad (60)$$

A potência é vertida quando o valor gerado já atendeu a carga, as perdas e o limite de carregamento da bateria, portanto, este excesso é desperdiçado em um banco de resistência ou através redução da geração em alguns tipos de turbina com controle do ângulo de ataque. Esta energia que é desperdiçada não pode ser negativa, pois representaria uma geração e não consumo, isto está representado na Equação (61).

$$P_{vert} \geq 0 \quad (61)$$

4.2.2 Restrições da Turbina

As turbinas a serem dimensionadas possuem duas restrições principais, que são: quantidade mínima e máxima de turbinas e raio mínimo e máximo. A primeira possui limite inferior unitário, pois vários projetos pilotos ao redor do mundo utilizaram inicialmente apenas uma turbina, e o limite superior é dado pela área de instalação das turbinas. A segunda é limitada inferiormente pelo menor raio existente no mercado, que é uma turbina de 5 kW com raio de 0,5 metros e pode ser vista na Figura 26. O raio máximo depende da altura inferior (h_{inf}) que pode ser instalado a turbina, pois alguns locais possuem transporte de sedimentos no fundo em quantidade elevada, e uma altura superior (h_{sup}) devido a passagem de embarcações ou até mesmo objetos. Portanto, a altura máxima permitida é definida pela diferença entre a altura mínima (h_{min}) da maior sizígia do ano com a soma das alturas inferior e superior mencionada, conforme Figura 27 e Equação (62).

$$R_{max} = \frac{h_{min} - h_{inf} - h_{sup}}{2} \quad (62)$$

Em um arranjo matricial de turbinas a serem instaladas é necessário analisar o espaçamento correto ao longo do canal e perpendicular ao deslocamento do fluido, pois a geração de energia de uma turbina influencia diretamente o desempenho de uma vizinha. Uma turbina que se encontra atrás de uma outra em operação necessita segundo [29] de uma distância de 1 à 4 vezes o diâmetro da turbina e de 3 à 4 vezes para a vizinhança lateral. A distância lateral é devido a influência da turbulência causada e a distância ao longo do canal é devido à redução de velocidade e turbulência causada pela turbina frontal. A restrição do número máximo de turbinas pode ser vista pela Equação (63).

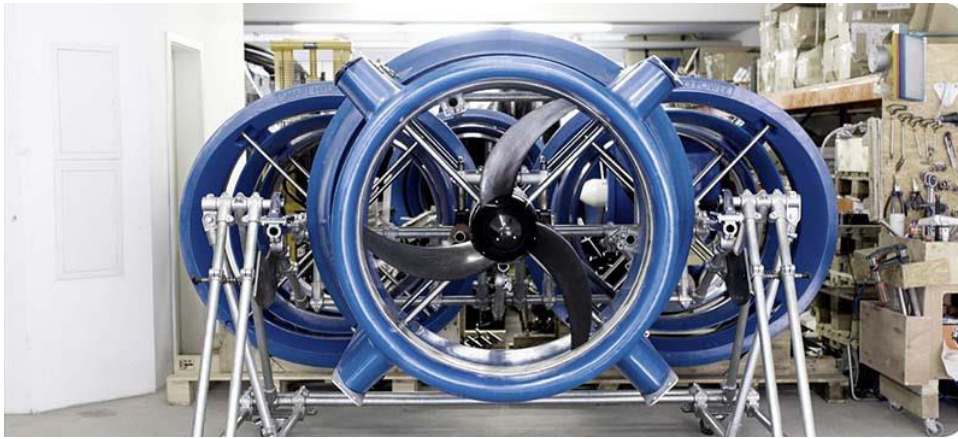


Figura 26 – Turbina de 5 kW, fabricante *Smart-Hidro* [28].

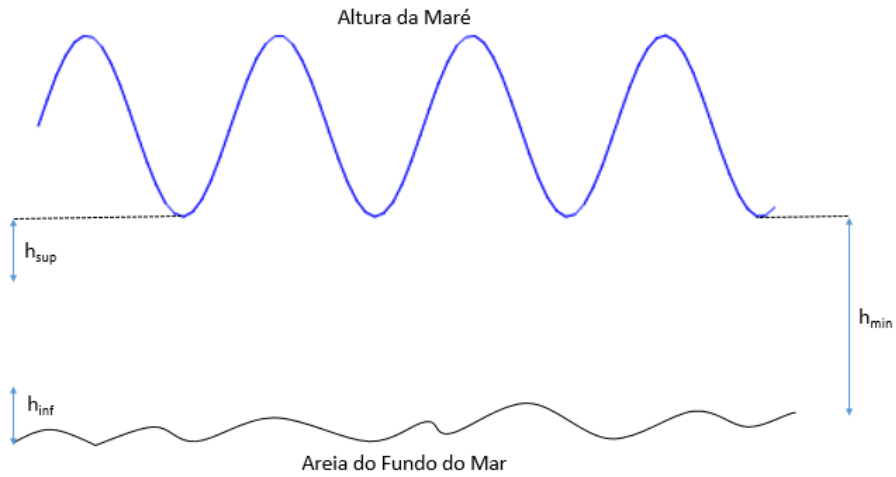


Figura 27 – Restrição do raio máximo da turbina.

$$N_{TCM_max} = \left[\frac{L}{(3-4)d} + 1 \right] \cdot \left[\frac{C}{(1-4)d} + 1 \right] \quad (63)$$

4.2.3 Restrições do Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento possui a limitação de tensão de operação dada pela Equação (64), em que a tensão mínima é devido à alta corrente de carga caso a tensão tenha um valor muito baixo e o seu limite superior é dado pelas limitações de tensão suportada pelo banco. A menor tensão do barramento resulta em uma parte fixa da *string* e o valor dimensionado é apenas as células restantes, não fixadas no dimensionamento, conforme Figura 28. A quantidade de células total que compõem a *string* do sistema de armazenamento é dada pela soma do número de células da parte fixa (N_{fix}) com a parte à dimensionar (N_{dim}), como pode ser visto na Equação (65).

$$V_{b_min} \leq V_b \leq V_{b_max} \quad (64)$$

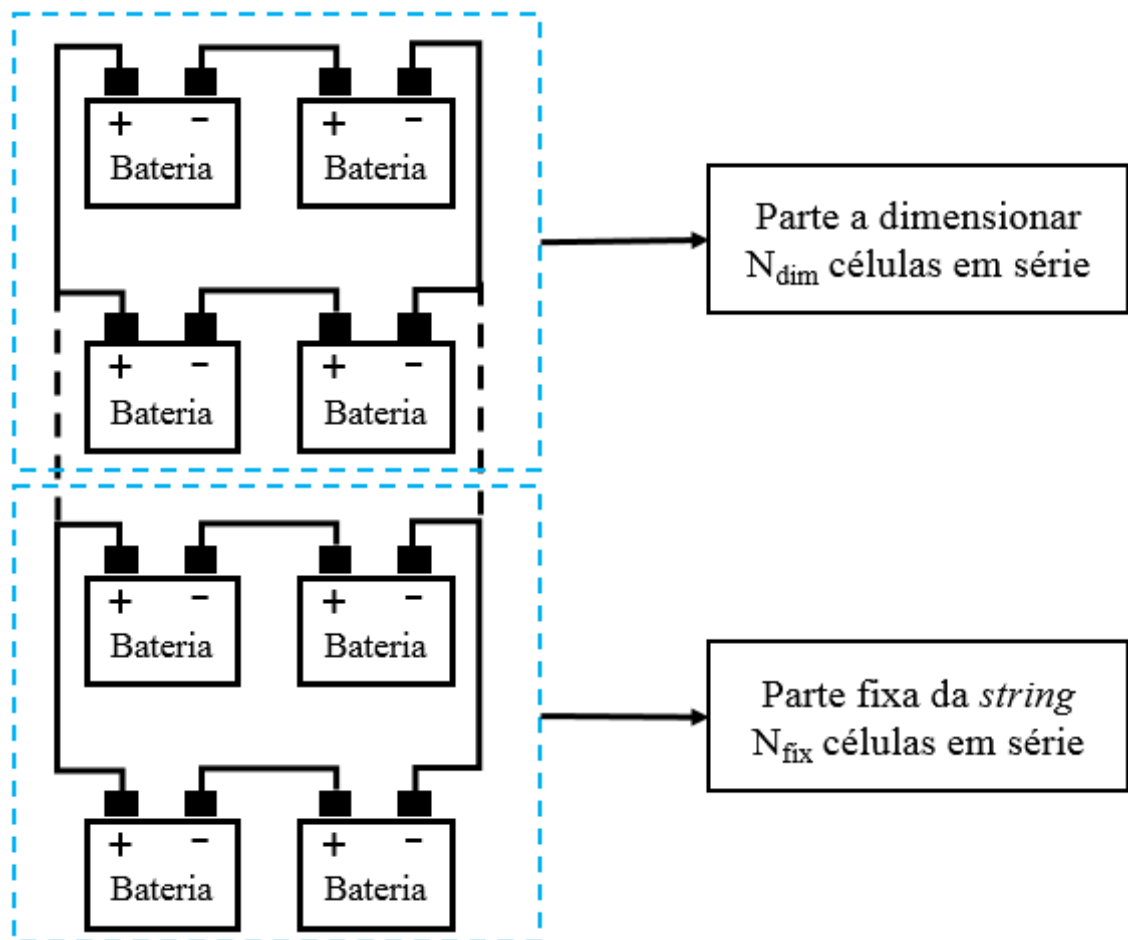


Figura 28 – Esquema do sistema de armazenamento à dimensionar.

$$N_{cel} = N_{dim} + N_{fix} \quad (65)$$

O número de células que compõem a *string* do sistema de armazenamento também possui uma limitação mínima e máxima, conforme Equação (66). A quantidade mínima deve obedecer às equações (67) e (68), em que a primeira Equação restringe a capacidade mínima do sistema de armazenamento em atender a energia média solicitada pela carga durante o maior intervalo de tempo sem geração (λ) e a segunda é a limitação imposta pela tensão mínima da bateria. E a quantidade máxima de células é limitada apenas pela tensão máxima do barramento, como pode ser visto na Equação (69).

$$N_{cel_min} \leq N_{cel} \leq N_{cel_max} \quad (66)$$

$$N_{cel_min} > \left\lceil \frac{\lambda \cdot E_{L_{med}}}{\eta \cdot C_b \cdot V_{b_min} \cdot DOD_{max}} \right\rceil \quad (67)$$

$$N_{cel_min} > \frac{V_{b_min}}{V_{cel}} \quad (68)$$

$$N_{cel_max} = \frac{V_{b_max}}{V_{cel}} \quad (69)$$

A bateria possui outras restrições comuns a todas aplicações, que podem ser visualizadas nas Equações de (70) à (76). A primeira é a limitação do estado de carga entre o mínimo e o máximo, pois uma bateria não deve trabalhar com baixo SOC para não acentuar os efeitos de degradação da massa ativa e desta forma reduzir sua vida útil. Devido ao estado de carga mínimo, há também a restrição da profundidade de descarga máxima dada pela segunda equação. A terceira e quarta são as limitações da taxa de carga e descarga e a quinta e sexta limitação a potência de carga e descarga entre zero um valor nominal. A última impõe que o ciclo de carga/descarga da bateria não ultrapasse o máximo fornecido pelo fabricante. Em regime de controle de intermitência de fontes renováveis, as baterias possuem uma vida útil bem inferior ao valor nominal fornecido pelo fabricante, pois esta é submetida a regimes de operação bem diferenciados dos quais foi dimensionada.

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (70)$$

$$DOD_{max} = 1 - SOC_{min} \quad (70)$$

$$r_{ch} \leq r_{ch_r} \quad (72)$$

$$r_{dch} \leq r_{dch_r} \quad (73)$$

$$0 \leq P_{bs_ch} \leq P_{bs_ch\max} \quad (74)$$

$$0 \leq P_{bs_dch} \leq P_{bs_dch\max} \quad (75)$$

$$N_c \leq N_{c_max} \quad (76)$$

4.3 Índice de Expectativa de Perda de Carga

O índice LOLE é um índice probabilístico de perda de carga que impacta no custo total do sistema, pode ser visto na Equação (77) [30], [31]. É considerado perda de carga quando a geração de energia pela TCM em conjunto com o sistema de armazenamento não possui energia suficiente para atender a carga em todos os instantes de tempo do projeto. Quando isto ocorre o gerador a Diesel é acionado, entretanto, sua função principal é apenas estar disponível em casos de falhas no sistema por qualquer motivo e fazer equalização do banco de baterias. Entretanto, sua participação na análise do efeito do índice LOLE, no impacto do custo total fazendo parte do atendimento à carga, é de extrema importância para a redução do custo do sistema. Isto ocorre porque para estes pequenos instantes de falta de fornecimento do sistema principal e pico de demanda é mais vantajoso financeiramente acionar o gerador a Diesel do que aumentar a quantidade e potências das turbinas e a capacidade total das baterias.

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^{n(R)} t(R)_i}{N} \quad (77)$$

Em que N é o tempo total do sistema durante toda a vida útil, n(R) é a quantidade total de intervalos em que o sistema principal de fornecimento (corrente de maré e baterias) não tiveram energia suficiente para atender a demanda e t(R) é a duração de cada intervalo da perda de carga.

É bem verdade que o fornecimento de energia elétrica por uma planta que contém apenas o gerador a Diesel é bem mais caro do que o sistema proposto. Entretanto, há instantes de falta de geração e de energia armazenada e para suprir esta carência deve-se aumentar a potência e/ou quantidade de turbinas, além de aumentar a capacidade do sistema de armazenamento.

Esta situação pode ocorrer apenas em poucos momentos durante todo o projeto. Portanto, para garantir um índice probabilístico nulo ou muito baixo é muito caro. Desta forma, é de grande impacto no custo total assumir um índice diferente de zero, sendo que a partir de um determinado valor não há mais redução no custo total.

O índice LOLE é aplicado na formulação no término do cálculo do *fitness*. Em que é atribuído um valor extremamente alto, caso o índice fique acima do esperado, ou não modificando-o, caso fique abaixo.

4.4 Algoritmo Genético

Há problemas de otimização em que é conhecida a função de resposta y , que depende de um vetor x , sendo possível calcular $y(x)$. Entretanto, não há informações iniciais sobre a superfície desta função. Para resolver isto era realizado procedimentos de busca aleatória que possuía problemas de tempo de processamento e de ótimos locais. O Algoritmo Genético (AG) é uma técnica de otimização que não possui as desvantagens das buscas aleatórias quando aplicados a espaços de busca extensos [32].

Um AG é um procedimento iterativo que possui uma quantidade de indivíduos, que são possíveis soluções, e durante cada etapa de iteração, chamada de geração, é avaliado a performance (*fitness*) da população, que são o conjunto de indivíduos, e com base nesta avaliação é criada uma nova população com soluções mais próximas do que a anterior através do cruzamento. A nova geração passa pelo processo de mutação que é a modificação de parte dos indivíduos para procurar soluções diferenciadas para resolução do problema [32].

A população inicial $P(t)$ pode ser criada heurísticamente ou de forma aleatória. A população $P(t+1)$ é formada a partir de $P(t)$ através de procedimentos que remetem a ideia de evolução genética da biologia, que são: seleção, cruzamento e mutação. No primeiro é escolhido indivíduos para o cruzamento de forma randômica, entretanto, os de melhor performance possuem mais probabilidade de serem selecionados e vice-versa. No segundo, os indivíduos selecionados trocam partes de suas composições formando assim uma nova solução. O cruzamento é responsável para fazer uma convergência local, entretanto, um ótimo encontrado pode não ser o global do problema. Desta forma, é importante o uso do terceiro procedimento para aumentar a probabilidade de encontrar o ótimo global, que se trata da mudança aleatória de parte de um indivíduo que passou por um cruzamento, chamado mutação [32].

4.4.1 Formalização

As variáveis de controle do problema de otimização são: potência da TCM, número de turbinas, número total de células que compõe a *string* do sistema de armazenamento e a capacidade nominal de cada célula. A potência da turbina será dimensionada através do raio que é a única variável da equação de potência mecânica que não é conhecida. Logo para efeitos do AG eles formam uma *string* binária cujo detalhamento pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Detalhamento da *string* do Algoritmo Genético para o dimensionamento.

Raio da Turbina	Nº Turbinas	Nº Células	Capacidade das baterias
X_1 bits	X_2 bits	X_3 bits	X_4 bits

O valor de X_1 deve ser suficiente para que o incremento no raio seja menor que precisão do raio pretendida (P_R), conforme a Equação (79) que foi obtida a partir da (78).

$$P_R > \frac{R_{\max} - R_{\min}}{2^{X_1}} \quad (78)$$

$$X_1 > \log_2 \frac{R_{\max} - R_{\min}}{P_R} \quad (79)$$

O valor de X_2 deve satisfazer as restrições do número mínimo e máximo de turbinas, conforme a Equação (81) obtida a partir da Equação (80).

$$2^{X_2} < N_{T_{\max}} - N_{T_{\min}} \quad (80)$$

$$X_2 < \log_2 N_{T_{\max}} - N_{T_{\min}} \quad (81)$$

O valor de X_3 deve satisfazer a restrições do número de células mínimo e máximo, conforme a Equação (83) obtida a partir da Equação (82).

$$2^{X_3} < N_{\text{cel}_{\max}} - N_{\text{cel}_{\min}} \quad (82)$$

$$X_3 < \log_2 N_{\text{cel}_{\max}} - N_{\text{cel}_{\min}} \quad (83)$$

O valor de X_4 é de acordo com variedade de capacidade nominal que se deseja varrer para

encontrar o valor ótimo. Como exemplo é apresentado na Tabela 55 com valores comerciais da marca Loricar, neste exemplo $X_4 = 5$.

Tabela 5 – Capacidades nominais de baterias de chumbo-ácido [33].

Capacidades nominais de baterias de chumbo-ácido							
50	75	100	125	150	175	200	250
300	350	400	450	500	600	675	750
825	900	975	1000	1100	1200	1400	1500
1600	1700	1900	2000	2250	2500	2750	3000

4.4.2 Fluxograma

O AG proposto possui a população inicial e atual salva em arquivo, isto para ser imune a falhas na máquina ou no processamento por qualquer motivo, como falta de energia ou atualizações, retornando o processamento da última população salva e não da primeira. Além disso, a solução é salva a cada geração para se obter o gráfico de convergência do AG.

O critério de parada adotado é o número de gerações estipulado (X_{ger}) e k é o índice que representa o número do indivíduo atual que está sendo calculado.

Cada indivíduo é composto com um conjunto de bits que é transformado em quatro números inteiros decimais que representam o raio da turbina, o número de turbinas, a quantidade de células a serem dimensionadas (N_{dim}) e sua capacidade nominal, respectivamente.

Para cada indivíduo é calculado o *fitness* utilizando a função de operação importada de [13] que possui o método Schiffer como modelo de desempenho e estimação da vida útil do sistema de armazenamento com os dados que foram passados como argumentos para a função do indivíduo k .

Calculados todos os *fitness* são feitos os procedimentos do AG que são: elite, seleção, cruzamento e mutação. O cruzamento é feito depois de selecionados dois indivíduos da população atual utilizando a máscara, conforme pode ser visto em [32]. É criada uma máscara binária de forma aleatória para cada cruzamento. O seu uso é para evitar o cruzamento de setores diferentes do indivíduo, como o raio da turbina com a capacidade nominal da bateria, por exemplo.

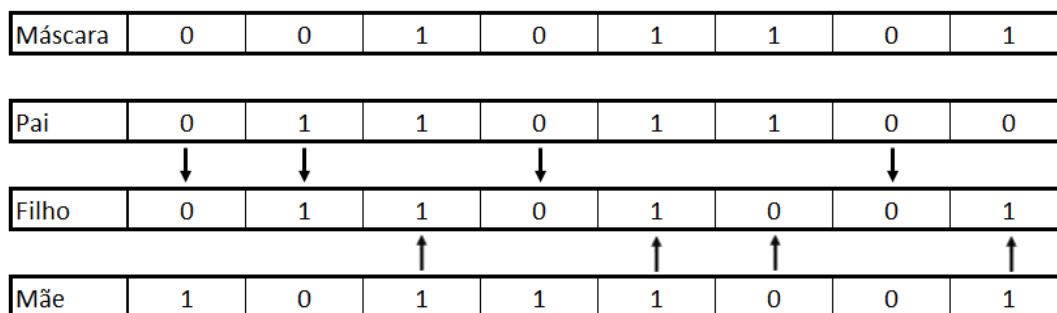


Figura 29 – Representação do cruzamento utilizando a máscara.

A mutação é feita com uma taxa (tx_{mut}) e para os indivíduos na nova geração que não fazem parte da elite é gerado um número aleatório real entre 0 e 1, caso o valor fique abaixo da taxa é feita a mutação. Esta é executada alterando um bit do indivíduo de forma aleatória. É importante utilizar um valor baixo para essa taxa para não perder a convergência. O fluxograma com todo o AG pode ser visto na Figura 30.

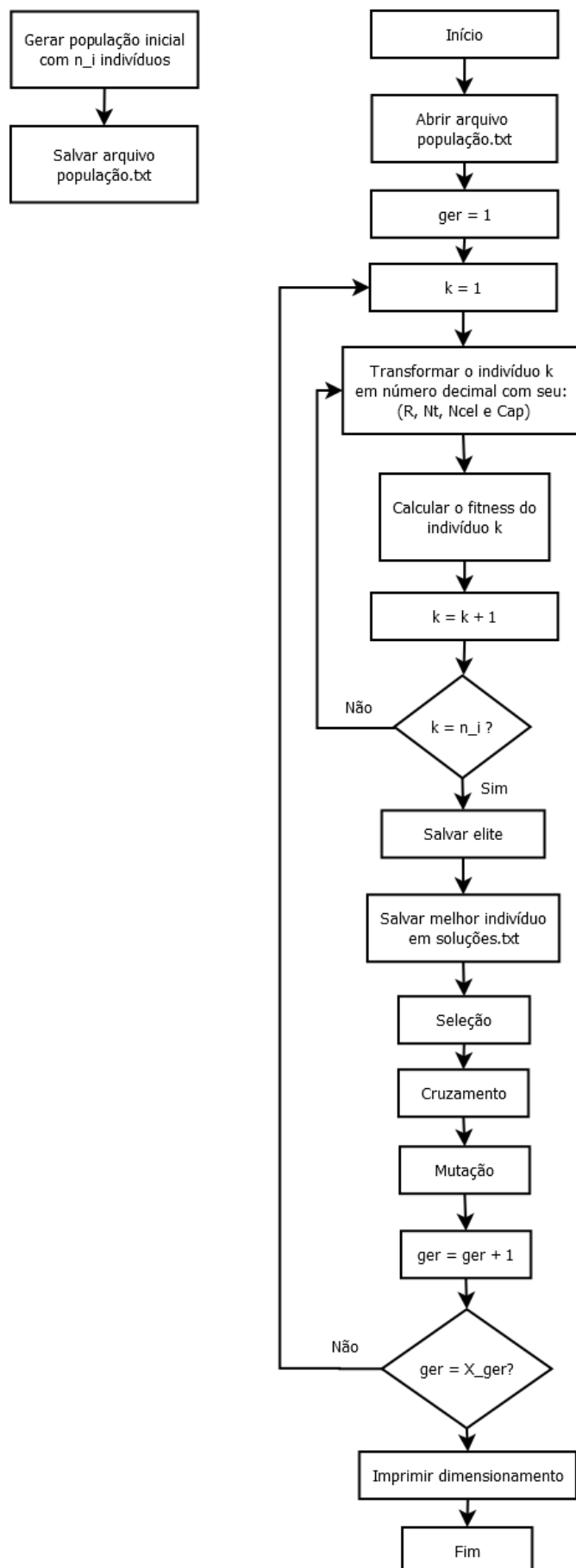


Figura 30 – Fluxograma do Algoritmo Genético para o dimensionamento ótimo.

Capítulo 5

ESTUDO DE CASO DA ILHA DO MEDO

A Figura 31 apresenta a localização da ilha do Medo que fica próximo ao terminal da Ponta da Espera em São Luís, Maranhão. O possível local para instalação das turbinas fica entre a ilha do Medo e o terminal da Ponta da Espera, conforme mostrado na Figura 31.



Figura 31 – Localização da Ilha do Medo e das turbinas (Google Earth).

Neste local, segundo [34] é a região próximo à costa com maior velocidade tanto na enchente como na vazante, com 1,8 m/s (3,6 nós), conforme Figura 32.

5.1 Características Principais

A demanda utilizada para a ilha do Medo foi a do Sistema Isolado de ilha Grande (Humberto de Campos - MA), pois ainda não há nada instalado no local. Ela foi obtida através de medição no local e pode ser vista na Figura 33 (anual) e na Figura 34 (semanal).

A altura da maré foi obtida pelo modelo HAM para o terminal da Ponta da Madeira, próximo a ilha do Medo. Os componentes harmônicos podem ser encontrados em [35]. A série foi criada sincronizando com os dados das marés disponibilizados pela Marinha do Brasil. Na

Figura 35 pode ser visualizada a altura ao longo do ano entre junho de 2016 e maio de 2017.

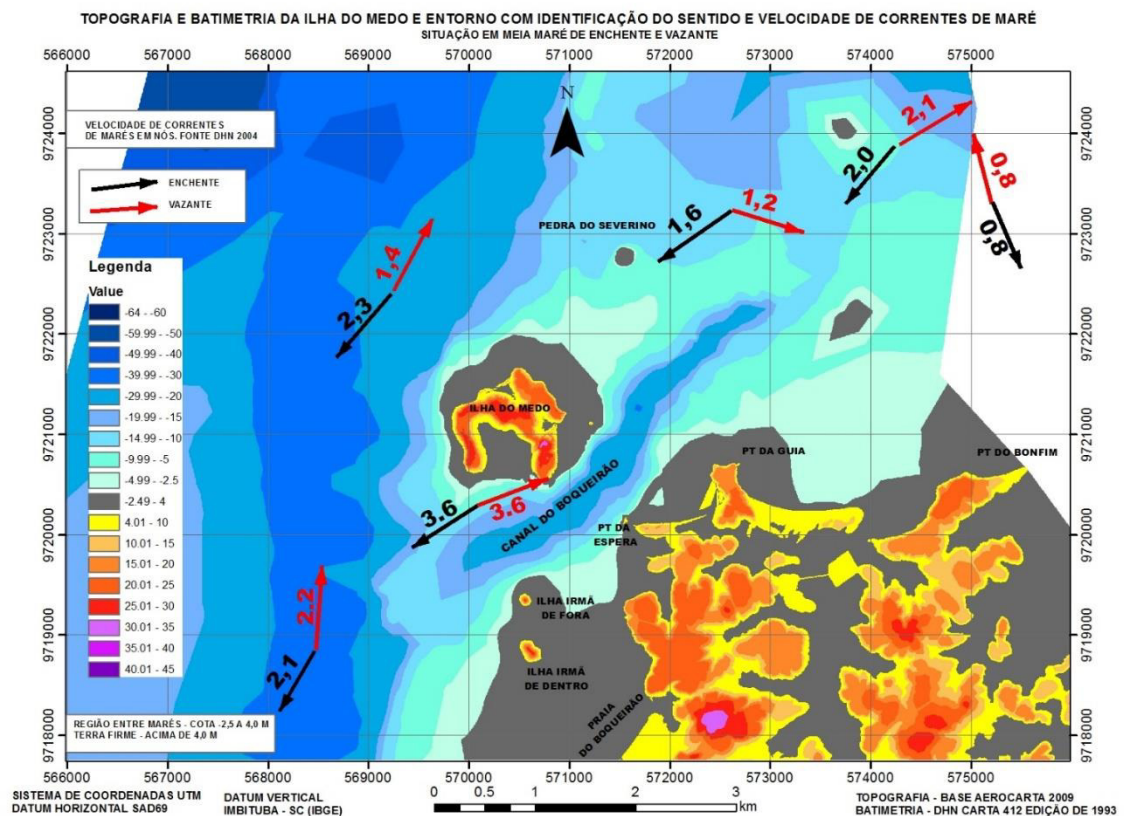


Figura 32 – Carta náutica Baía de São Marcos [34].

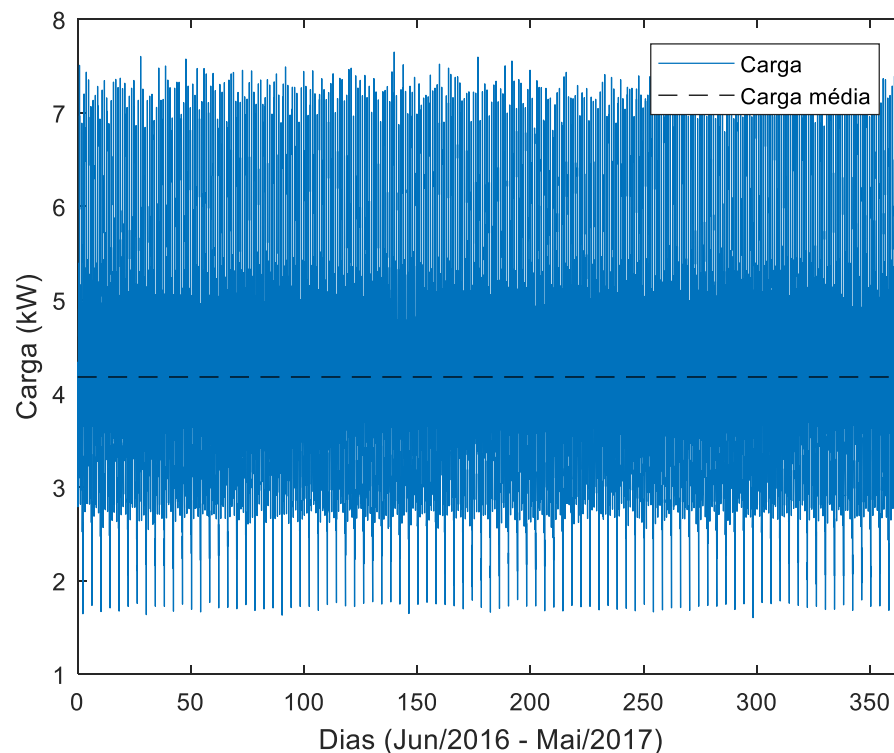


Figura 33 - Demanda importada de ilha Grande, localizada em Humberto de Campos (MA).

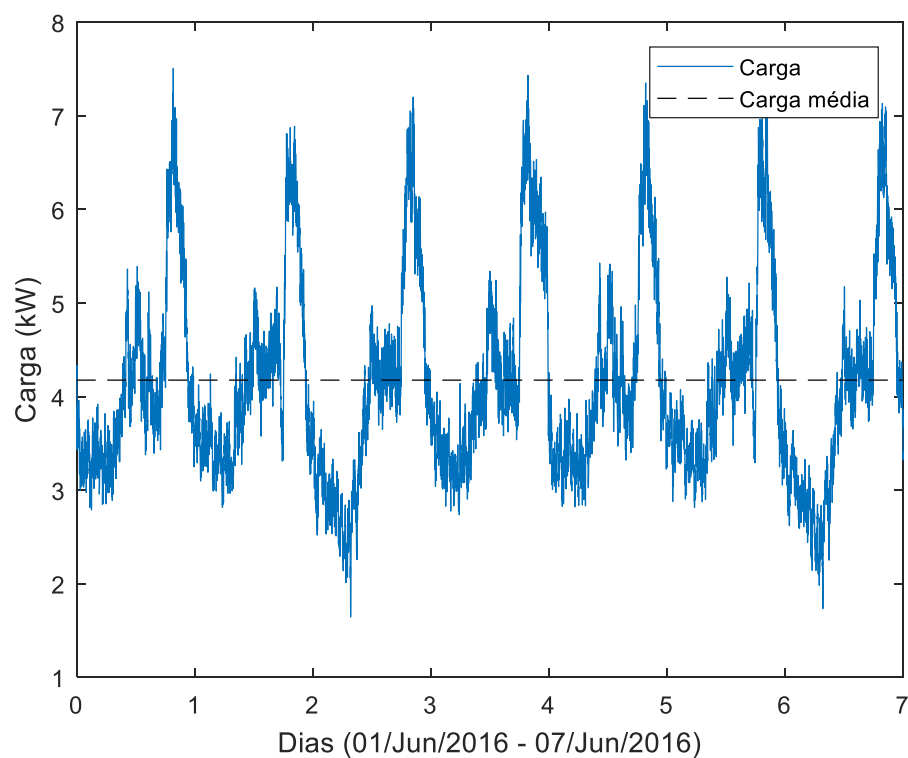


Figura 34 - Demanda importada de ilha Grande, primeira semana de junho de 2016.

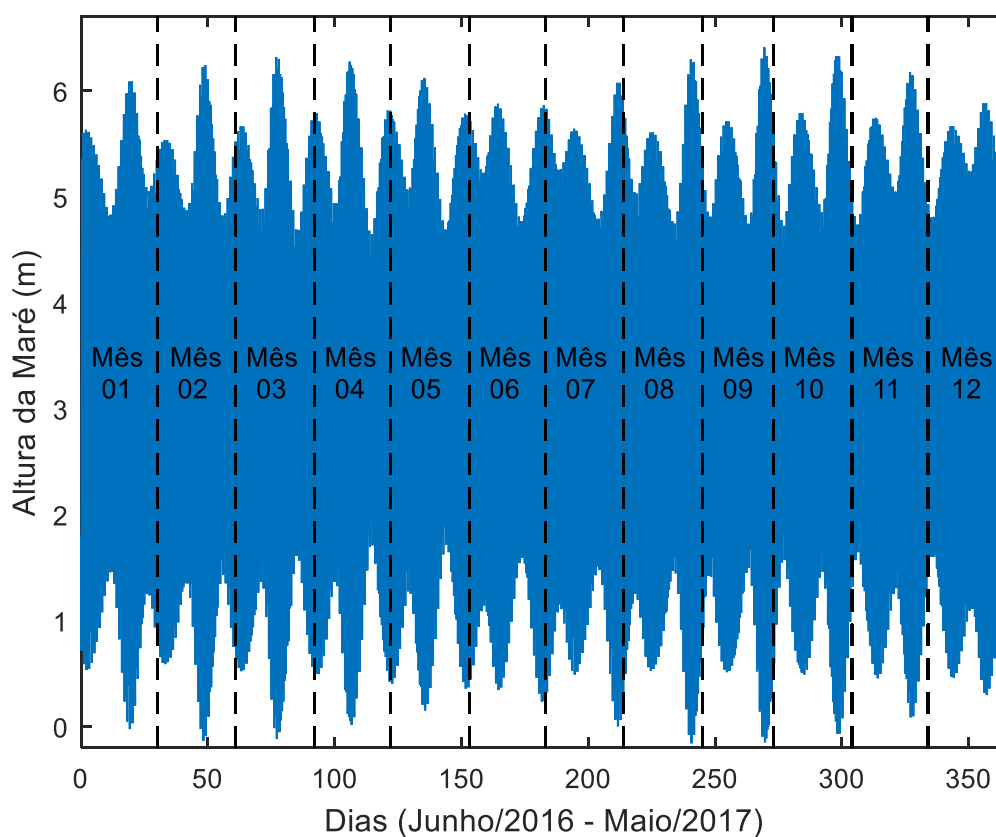


Figura 35 - Altura da maré no terminal da Ponta da Madeira entre junho de 2016 e maio de 2017.

A velocidade foi modelada através do modelo SHOM e foi comparada com [13] e com a

velocidade medida no local através da parceria feita com o Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA). Os dados foram obtidos em duas etapas, a primeira em 14 e 15 de março de 2017 na sizígia e a segunda em 4 e 5 de julho de 2017 na quadratura. Através desses dados foi obtida a curva anual de velocidade através da extrapolação feita pelo método SHOM. Nestes fundeios foram medidas as velocidades de correntes próxima à ilha do Medo durante um ciclo completo de maré. A velocidade modelada ao longo do mesmo intervalo da altura pode ser vista na Figura 36.

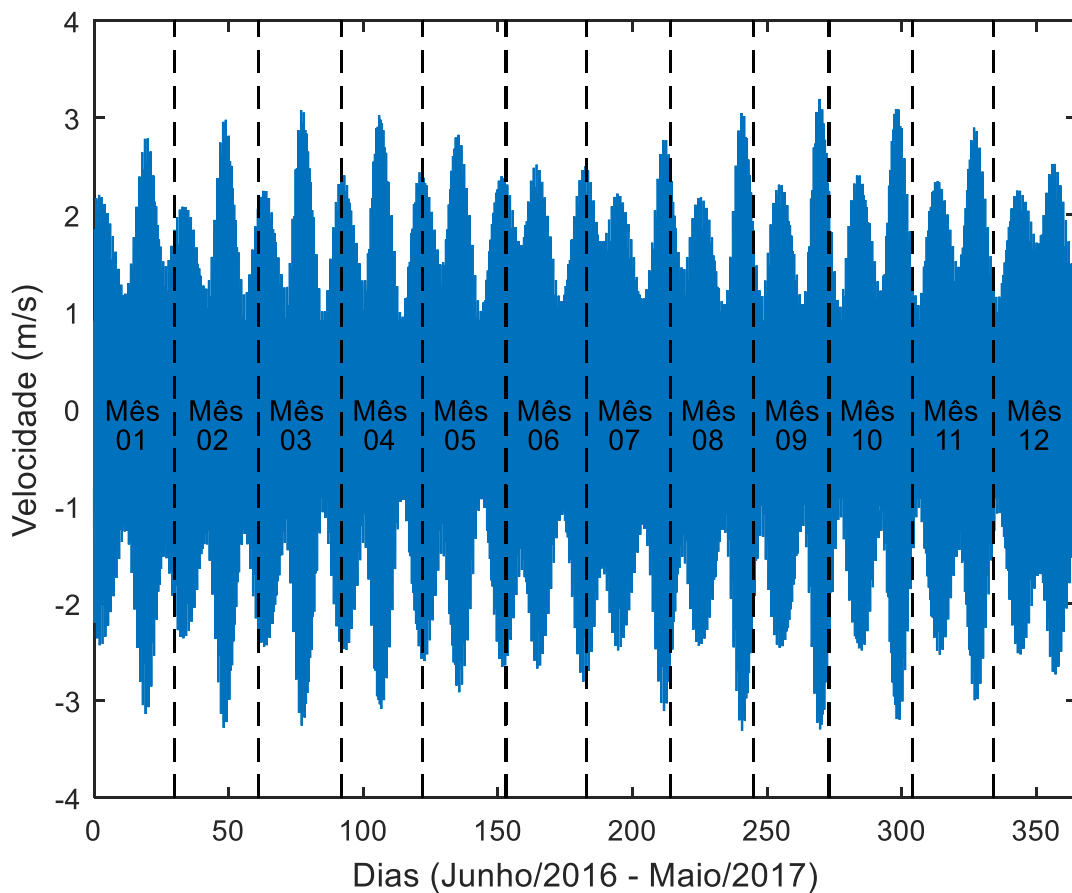


Figura 36 - Velocidade da corrente de maré próxima a ilha do Medo entre junho de 2016 e maio de 2017.

O potencial energético para uma turbina com raio de 2,5 metros foi obtido através da Equação (8), utilizando a curva de velocidade modelada e com um coeficiente de desempenho médio para a turbina de 0,45. As curvas do potencial energético anual e durante uma semana podem ser visualizadas nas Figura 37 (anual) e 38 (semanal).

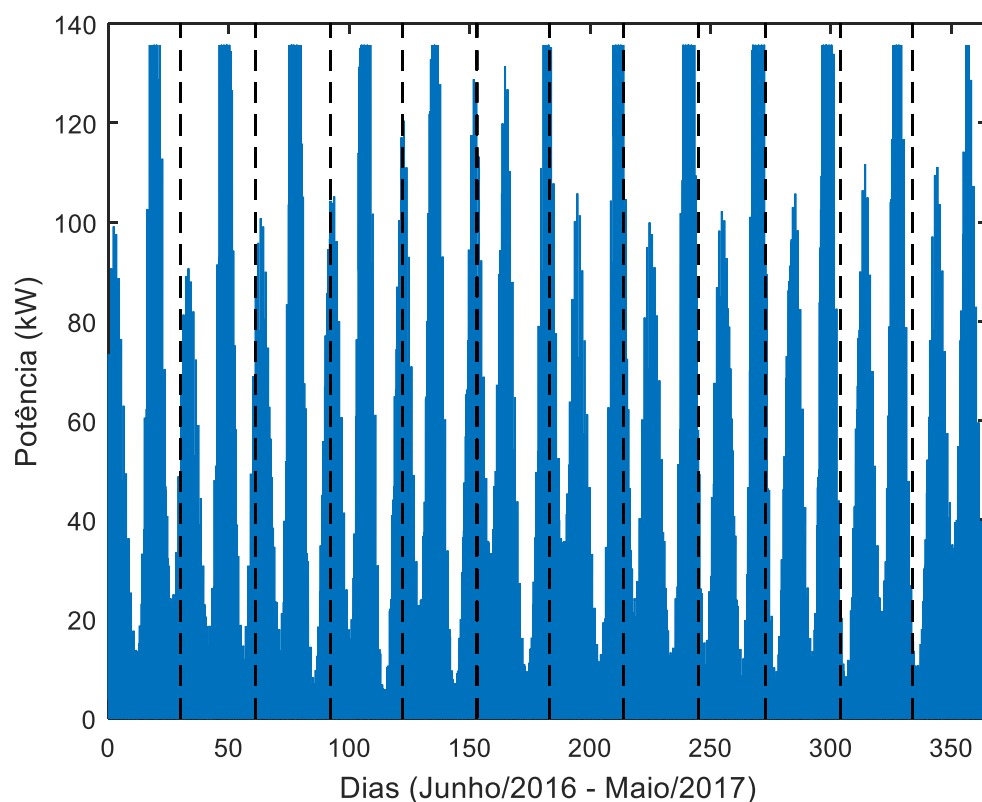


Figura 37 - Potência gerada pela TCM com raio de 2,5 m próximo a ilha do Medo entre junho de 2016 e maio de 2017.

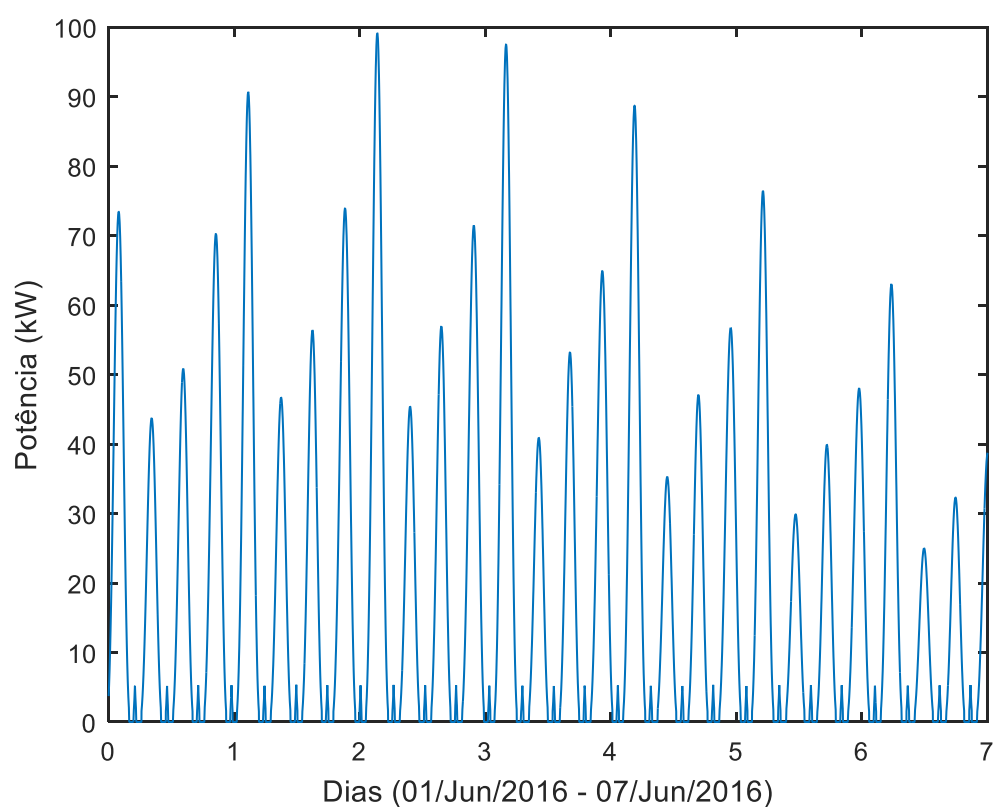


Figura 38 - Potência gerada pela TCM com raio de 2,5 m próximo a ilha do Medo, na primeira semana junho de 2016.

5.2 Restrições e Dados Utilizados

Os custos das turbinas e baterias foram obtidos a partir do preço comercial de uma turbina de 5 kW e uma célula de 1200 Ah. Foi utilizado a regra do 0,6, segundo [36], através das equações (84) e (85). Este cálculo leva em consideração a redução do preço unitário do produto quando é aumentado o tamanho do mesmo, neste caso o kW da turbina ou o Ah da bateria. Esta regra também foi utilizado na substituição para obter o valor dos equipamentos a serem dimensionados. O valor de T e T_{ref} estão em kW, B e B_{ref} estão em Ah e sendo que C_{ref} é o custo conhecido do dispositivo.

$$C_{TCM}(T) = C_{ref_TCM} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{0,6} \quad (84)$$

$$C(B) = C_{ref_b} \cdot \left(\frac{B}{B_{ref}}\right)^{0,6} \quad (85)$$

O custo de O&M foi baseado na mesma equação anterior, entretanto, a regra utilizada não foi 0,6 e sim 0,8, por não se tratar de produto e sim de serviço.

O fator k_{TCM} referente aos custos extras de instalação da turbina foi considerado 15%, devido ao local ser no mar, portanto, mais complexo e de difícil operação

. Os demais fatores k_{cel} , k_{conv} e k_{GD} foram adotados 10%. A taxa de juros (j) utilizada no cálculo do valor presente líquido foi utilizada 10%.

O raio máximo, calculado pela Equação (62), utilizado foi de 5 m, que é suficiente para até mesmo instalar turbinas de 400 kW, bem acima da potência da carga solicitada pela ilha. O número máximo de turbinas a ser instalada, calculada pela Equação (63), é de 121 turbinas. Foi considerado o diâmetro de 10 m para o cálculo que são as maiores turbinas possíveis impostas pela limitação do canal.

A quantidade de células mínima e máxima, calculada pela Equação (66), utilizada foi de 24 e 152, respectivamente. Desta forma, as tensões mínima e máxima do barramento é de 48 e 304 V, respectivamente. O SOC_{min} do sistema de armazenamento utilizado foi de 50% para evitar o envelhecimento precoce da bateria.

5.3 Resultados

Os resultados que serão apresentados foram obtidos com simulações utilizando o software MATLAB feitas de acordo com a formulação apresentada no capítulo anterior. O AG usado na

resolução do problema teve 100 indivíduos na população inicial e as demais populações não alteraram este valor, sendo que cada um é composto por 20 bits. As taxas de cruzamento, mutação e elitismo adotadas foram 100%, 5% e 1%, respectivamente. Como critério de convergência foi adotado o número de gerações no valor de 150.

O resultado do dimensionamento para diferentes valores do índice LOLE pode ser visto na Tabela 6 e na Figura 39. É possível perceber que para um índice LOLE nulo é necessário o aumento da quantidade de geração dez vezes em potência total do sistema, pois três turbinas de 469 kW é mais do que dez vezes maior que uma turbina apenas de 137 kW. Além disso, é necessário aumentar mais de três vezes o sistema de armazenamento através do aumento de células em série. Todo este acréscimo impacta o custo total do sistema em mais de 360% em relação ao menor custo possível do sistema. Este aumento é para compensar poucos instantes (1,14 % do tempo) em que há picos de demanda com falta de geração e energia armazenada suficiente.

Tabela 6 – Resultado do dimensionamento para diferentes índices LOLE.

Resultados do Dimensionamento						
Índice	TCM			Baterias		Sistema
LOLE (%)	Raio	Potência (kW)	Nº Turbinas	Nº Células	Capacidade	Custo Total (x1000)
0	4,65	469,53	3	88	3000	3210,35
0,25	3,819	316,70	1	27	3000	1108,56
0,5	3,7	297,27	1	24	2750	1067,26
0,75	2,987	193,74	1	24	3000	911,88
1	2,75	164,22	1	25	3000	890,76
1,25	2,513	137,13	1	28	3000	870,30
1,5	2,513	137,13	1	27	3000	870,71

À medida que aumenta o índice, o custo total do sistema é reduzido, até o valor de 1,14 %. Após este índice, o custo total se mantém inalterado, pois foi encontrado o ótimo global do sistema. A redução do custo se deve pela redução da quantidade e potência das turbinas e da redução de células do sistema de armazenamento. O índice ótimo do LOLE é de 1,14%, portanto, a partir dele não se altera o custo total por ser o ótimo global.

O valor do custo total do índice de 1,25% é menor que o de 1,5 % em R\$ 411,65, sendo que possuem os mesmos raios, números de turbinas e capacidades da célula do sistema de armazenamento e possuindo o número de células em uma unidade a menos. Isto se deve porque o custo do combustível saiu menor que uma unidade de célula a mais compondo a *string*.

É interessante perceber que o dimensionamento ótimo convergiu para apenas uma turbina de tamanho expressivo (137,13 kW) e quantidade de células compondo a *string* procurou uma pequena quantidade (28 células em série compondo as duas *strings*) com a maior capacidade possível permitida no dimensionamento.

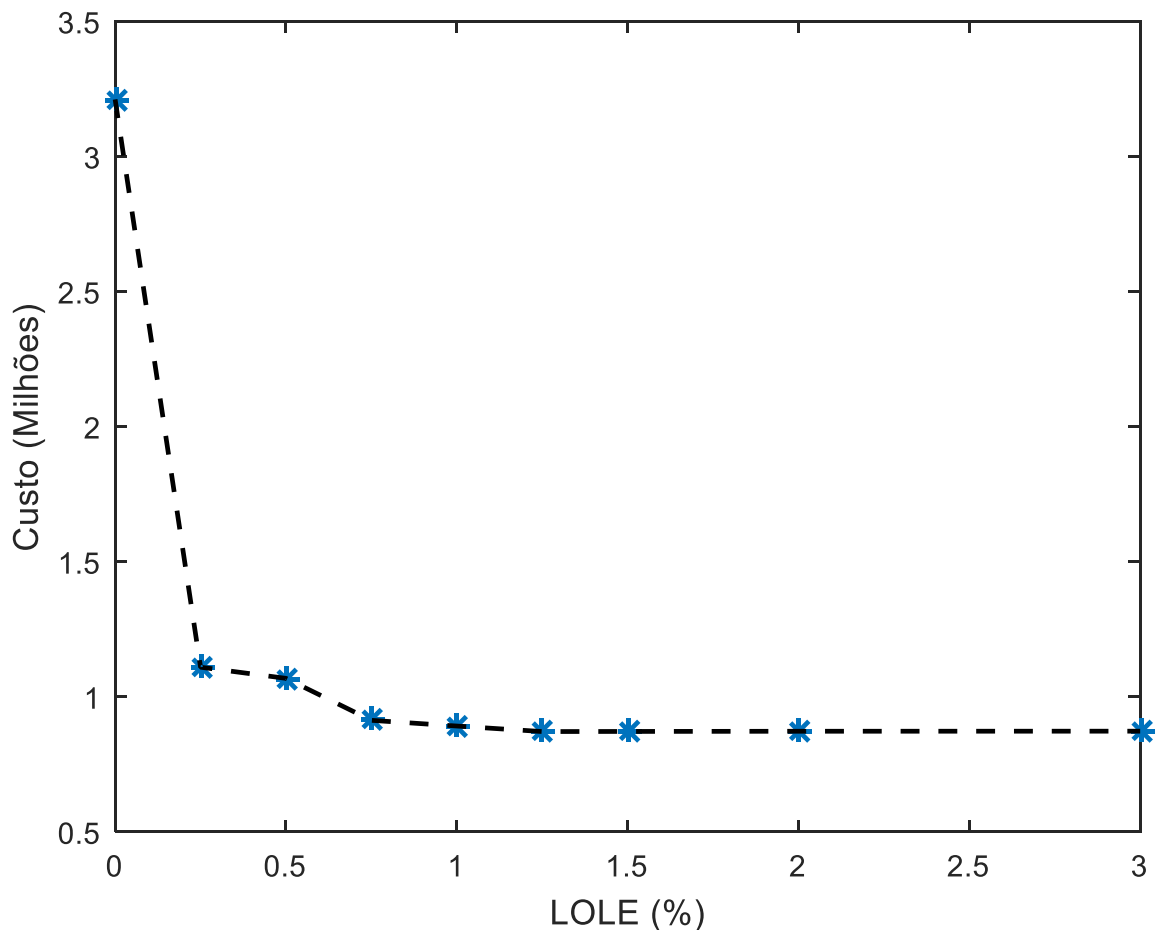


Figura 39 – Impacto do índice LOLE no dimensionamento total do sistema.

Para cada valor do LOLE (0; 0,25; 0,5; 0,75; 1; 1,25 e 1,5) foi processado o dimensionamento três vezes e o comportamento do custo ao longo das gerações do AG pode ser visto nas Figuras 40 a 46.

Os resultados apresentados são mais próximos dos resultados práticos, quando comparados com [37] que pode ser visto na Tabela 7. Neste dimensionamento foi utilizado o método enumerativo que possuía como variáveis a potência da turbina (apenas cinco valores comerciais), a quantidade de TCM e a quantidade de *string* de um banco com a tensão nominal fixa em 50,4 V (24 células de chumbo ácido de 1200 Ah). Esta formulação é bem mais simplificada pois não leva em conta diversas restrições apresentadas neste trabalho, além do método para estimar o estado de carga da bateria ser bem simplificado e não fazer nenhuma

predição da vida útil da bateria. A troca do sistema de armazenamento é feita sem estimação em relação a operação submetida do sistema, sendo fixada a substituição de 2 em 2 anos. No cálculo do custo total não foi utilizado o valor presente líquido para os custos de O&M e substituição. Desta forma, o método atual elaborado é bem mais exato e realista por levar em conta mais restrições do problema, utilizar um estimador do sistema de armazenamento mais avançado (Schiffer), possuir mais variáveis no dimensionamento, como capacidade das baterias e varrer a potência da turbina em um espaço de busca bem maior, e utilizar o valor presente líquido.

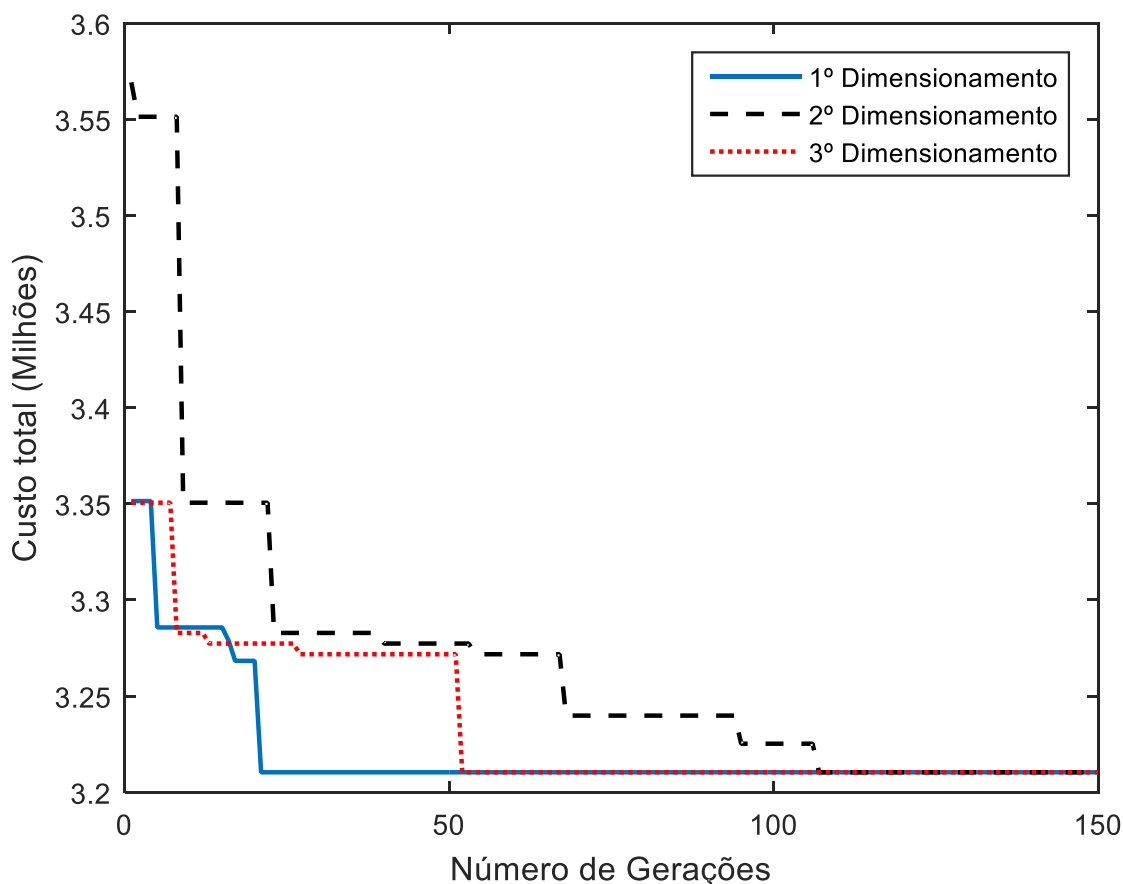


Figura 40 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0%.

Tabela 7 – Resulta do dimensionamento ótimo através do método enumerativo [37].

Dimensionamentos Ótimo para cada Turbina			
Potência turbina (kW)	Nº turbinas	Nº de <i>Strings</i>	Custo total
5	15	7	R\$ 5.255.244,77
25	4	2	R\$ 2.670.401,30
42	2	2	R\$ 2.189.665,01
56	1	2	R\$ 1.712.633,78
100	2	2	R\$ 3.231.869,13

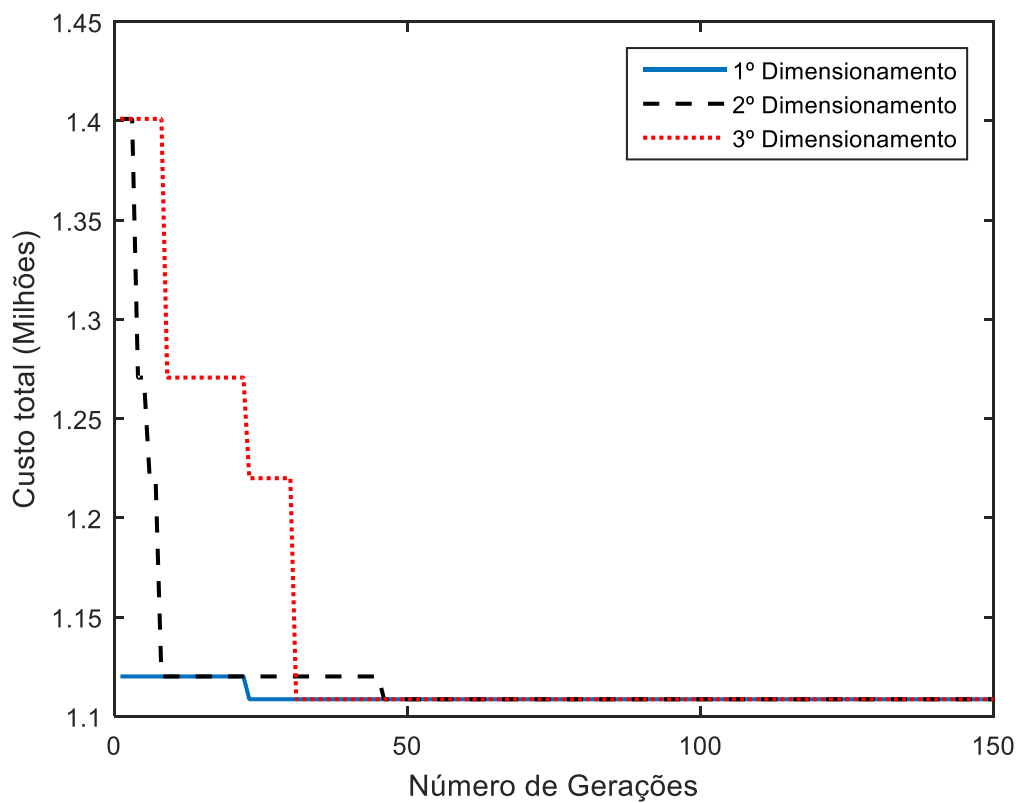


Figura 41 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,25%.

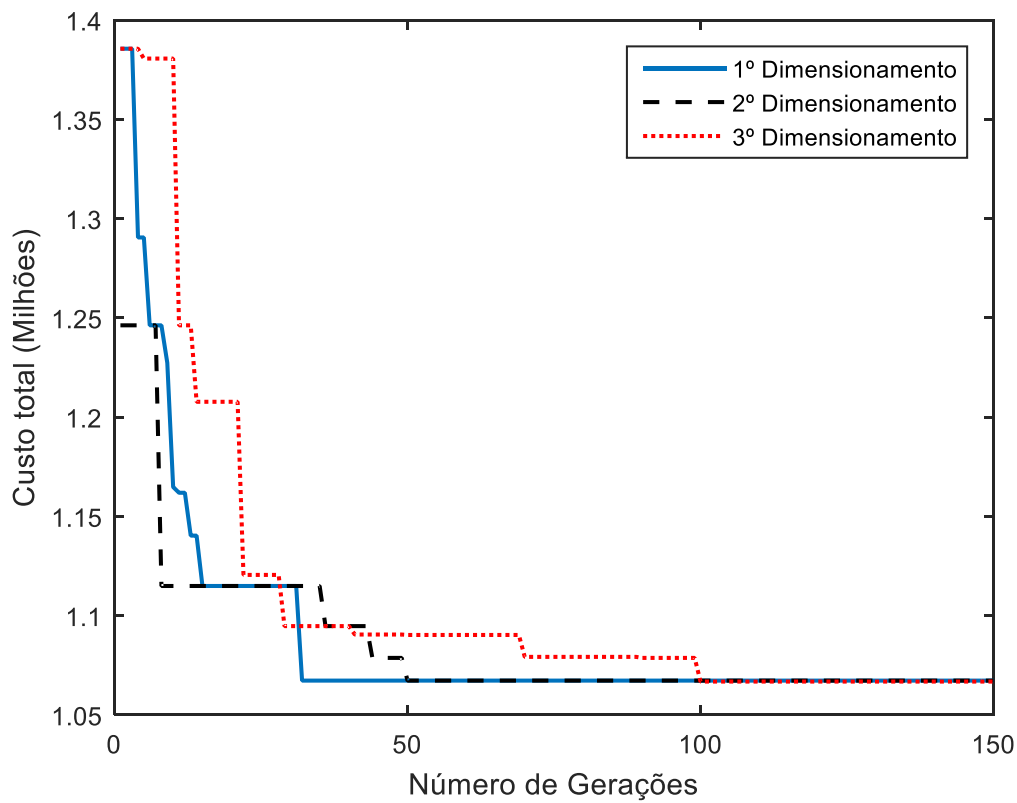


Figura 42 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,5%.

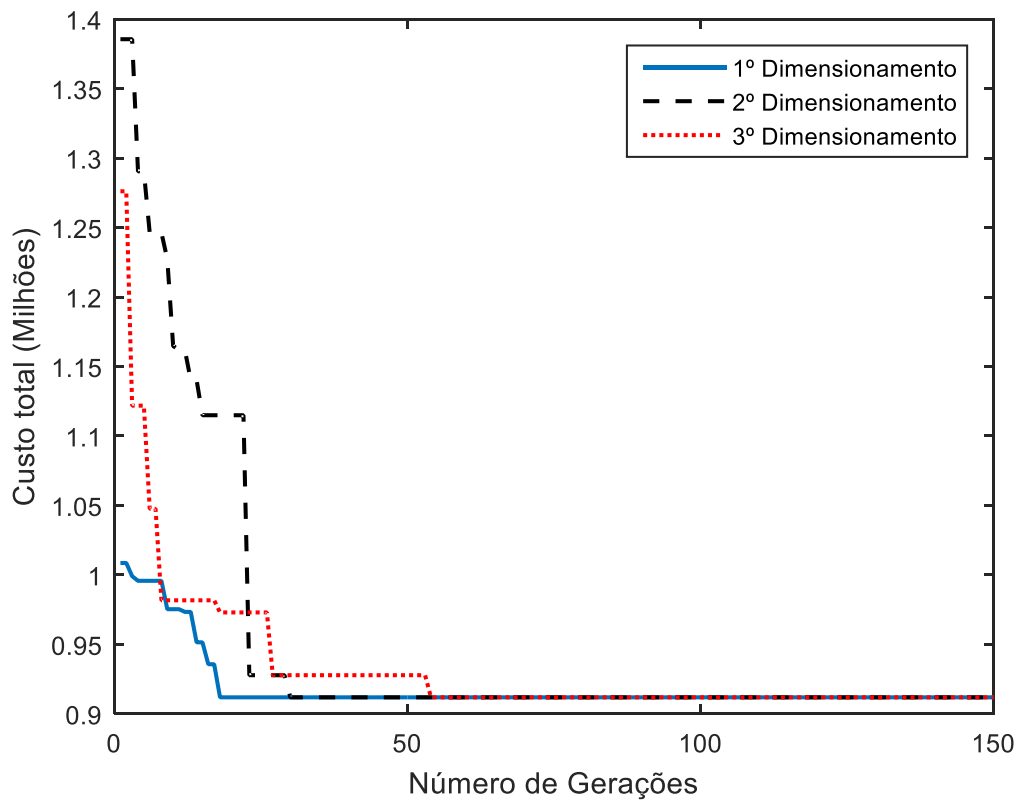


Figura 43 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 0,75%.

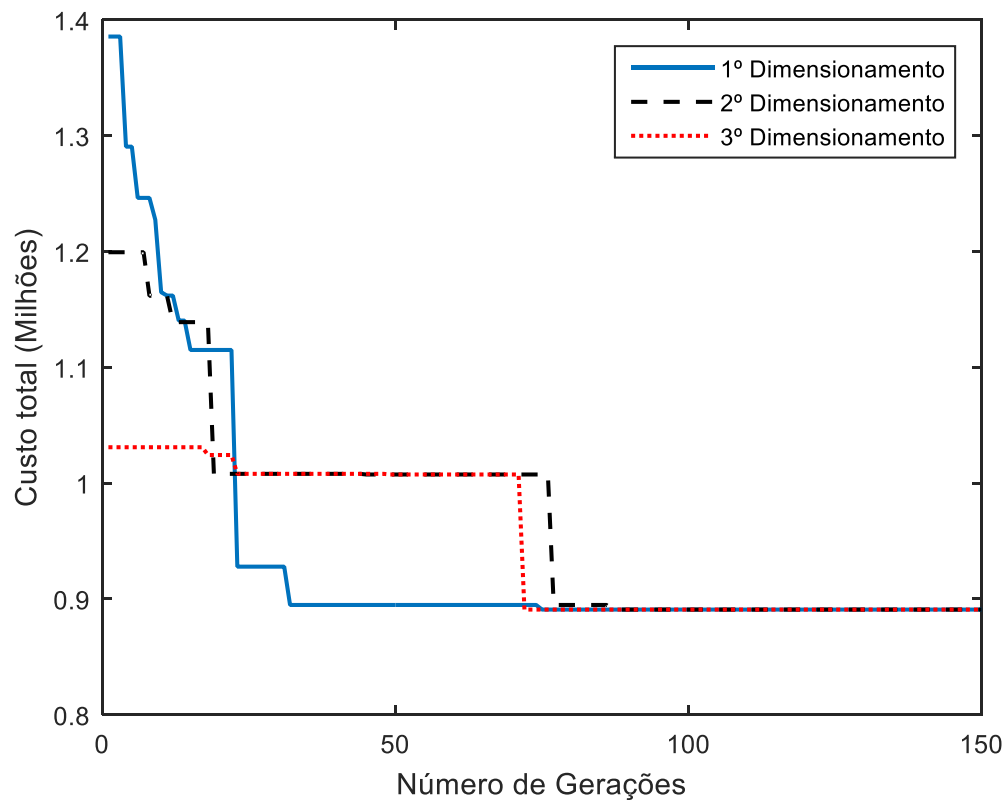


Figura 44 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,0%.

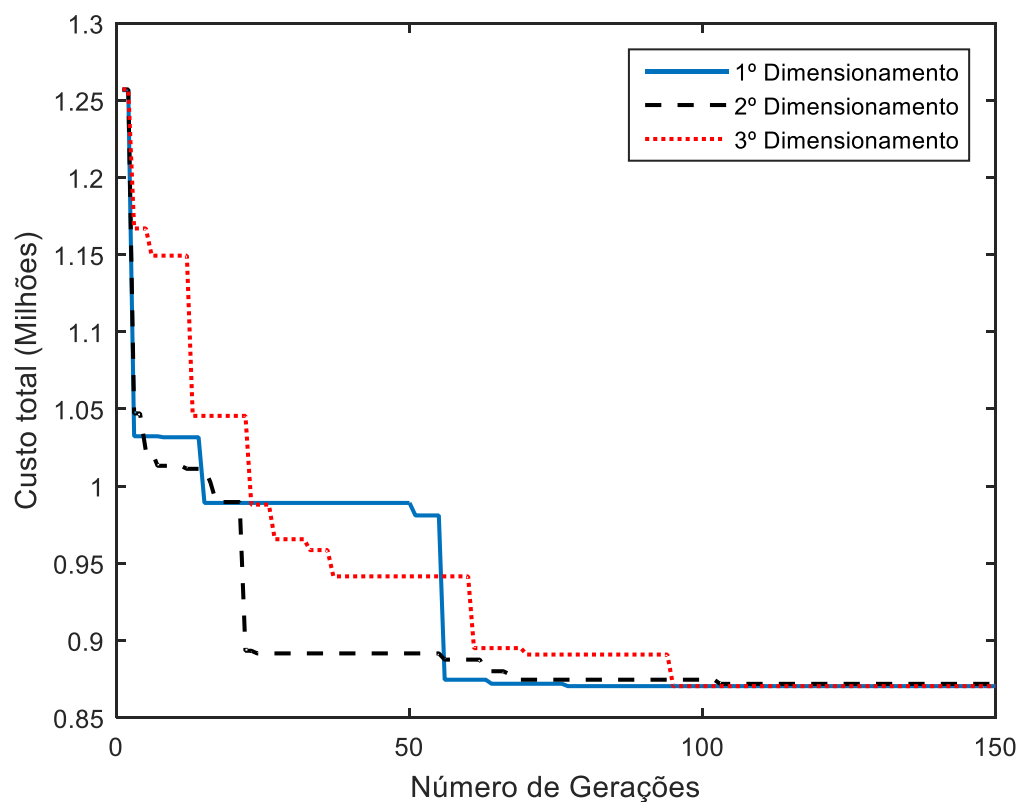


Figura 45 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,25%.

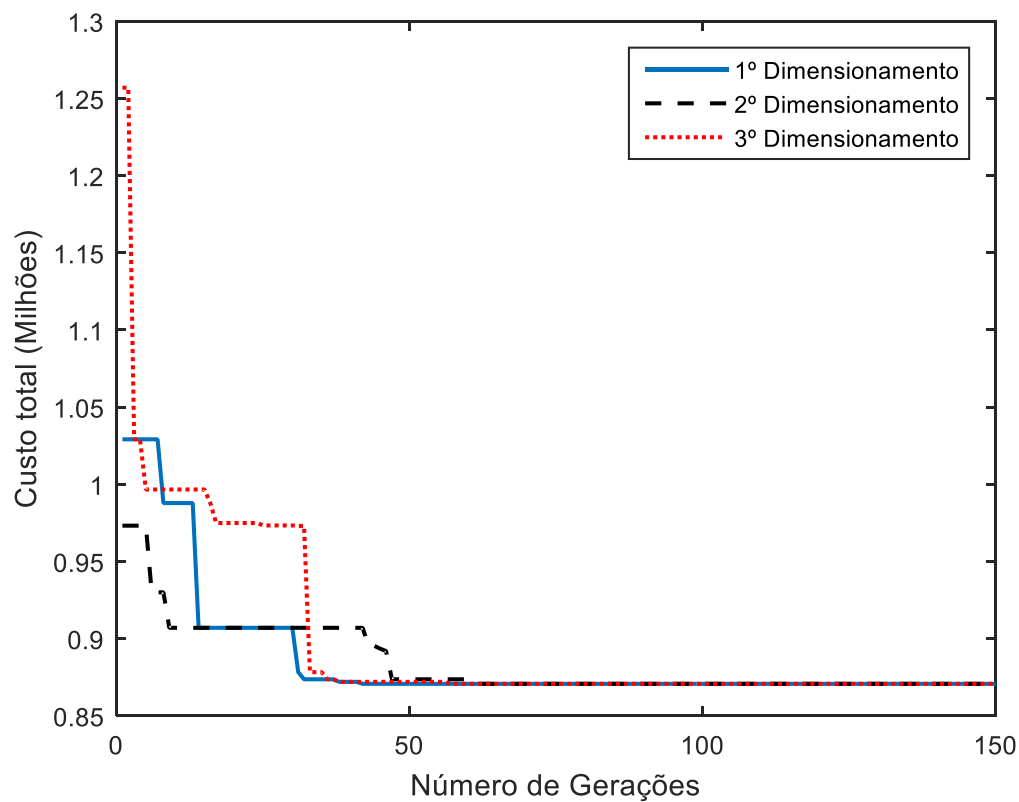


Figura 46 – Dimensionamento ótimo para índice LOLE igual a 1,5%.

5.3.1 Análise do dimensionamento ótimo

No valor ótimo do dimensionamento do sistema a participação de cada dispositivo no custo total pode ser visto na Figura 47. Em que, a TCM ocupa 58% do custo total e a bateria apenas 25%, pois o problema convergiu para um aumento na geração de corrente de maré e uma redução do sistema de armazenamento. Isto se confirma na quantidade de energia vertida gerada pela TCM que é de 61,9% e para reduzir esta energia é necessário aumentar o sistema de armazenamento que reflete em aumento do custo total.

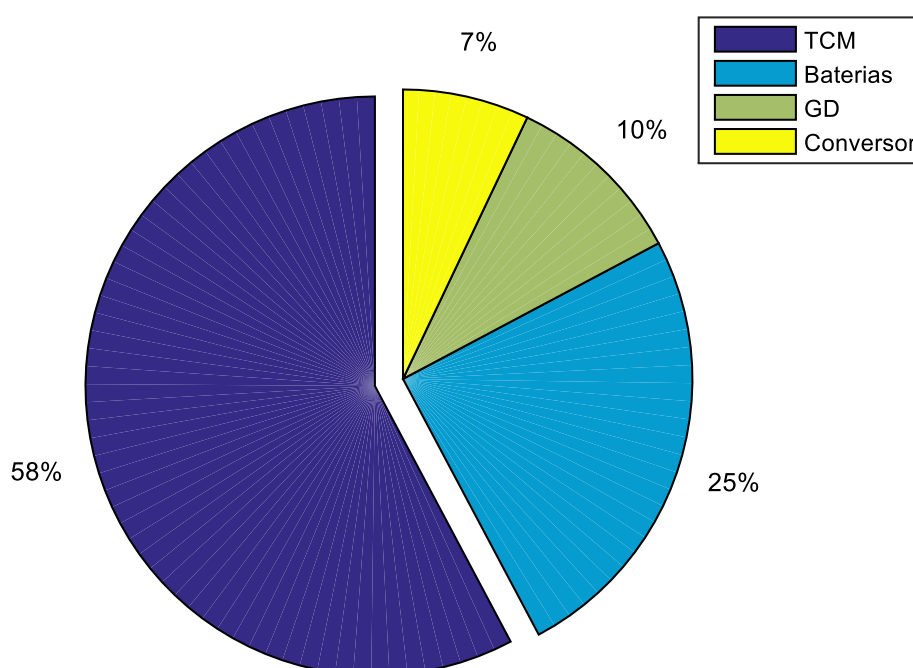


Figura 47 – Participação de cada dispositivo no custo total do sistema.

O custo total do sistema se divide em quatro, que são: capital, substituição, operação e manutenção (O&M) e combustível. A participação de cada um deles no custo total pode ser visto na Figura 48. O custo do investimento corresponde a 75% do total, sendo que a vida útil do projeto calculado é de 20 anos. Desta forma, apenas 25% do investimento será gasto ao longo dos anos do projeto.

A relação da participação dos dispositivos custo do investimento inicial se aproxima bastante do custo total, como pode ser visto na Figura 49 e comparado com a Figura 47.

Comparando-se a energia total gerada, tanto pela TCM como GD, apenas 0,51% é produzida pelo gerador a Diesel, que representa um baixo gasto de combustível para este dimensionamento ótimo do sistema.

Há diversos dispositivos no sistema que possuem perdas e a contribuição de cada um

pode ser visto na Figura 50. A perda no retificador da TCM possui a maior quantia de 42%. No sistema de armazenamento, do total de energia armazenada, 19% são perdas internas e apenas o restante é fornecida a carga.

Na Figura 51 pode ser visto a quantidade de energia mensal produzida por cada dispositivo do sistema. A corrente de maré produz uma quantia de energia acima do dobro da demanda e isto ocorre em todos os meses. A justificativa é devido à alta taxa de energia vertida. Isto ocorre por causa do dimensionamento buscar o menor custo, que resultou no sistema de armazenamento com uma quantidade de células em série reduzida e uma alta potência da turbina em relação a potência máxima demandada pela carga. O incremento na potência da turbina para o sistema é mais barato que o da célula da bateria, pois a turbina não é trocada durante o projeto devido sua vida útil ser de 20 anos. Entretanto, o sistema de armazenamento é substituído duas vezes. Desta forma, para o menor custo total do sistema compensa ter essa alta taxa de energia vertida, pois aumentar o sistema de armazenamento reflete em aumento do custo total.

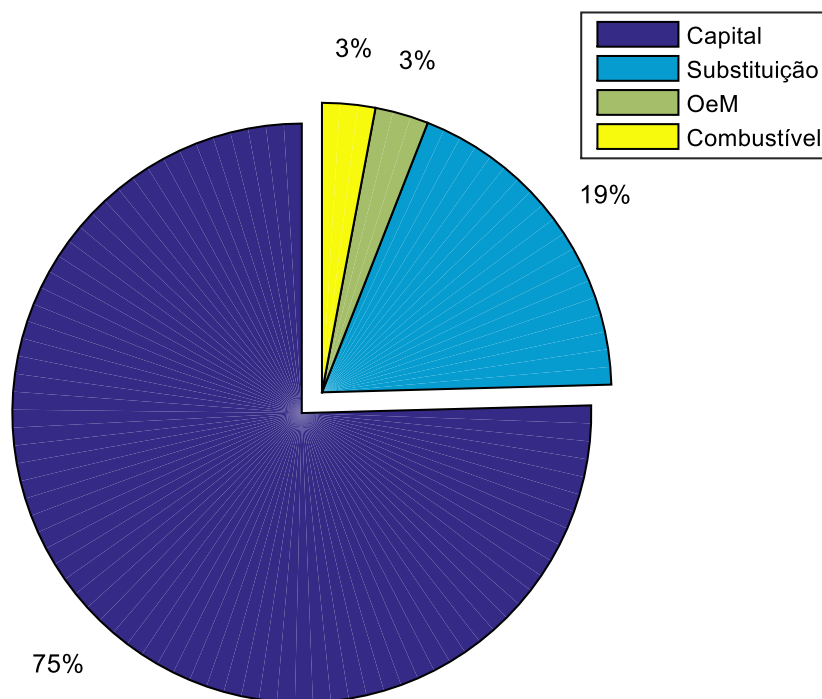


Figura 48 – Participação de cada tipo de custo no custo total.

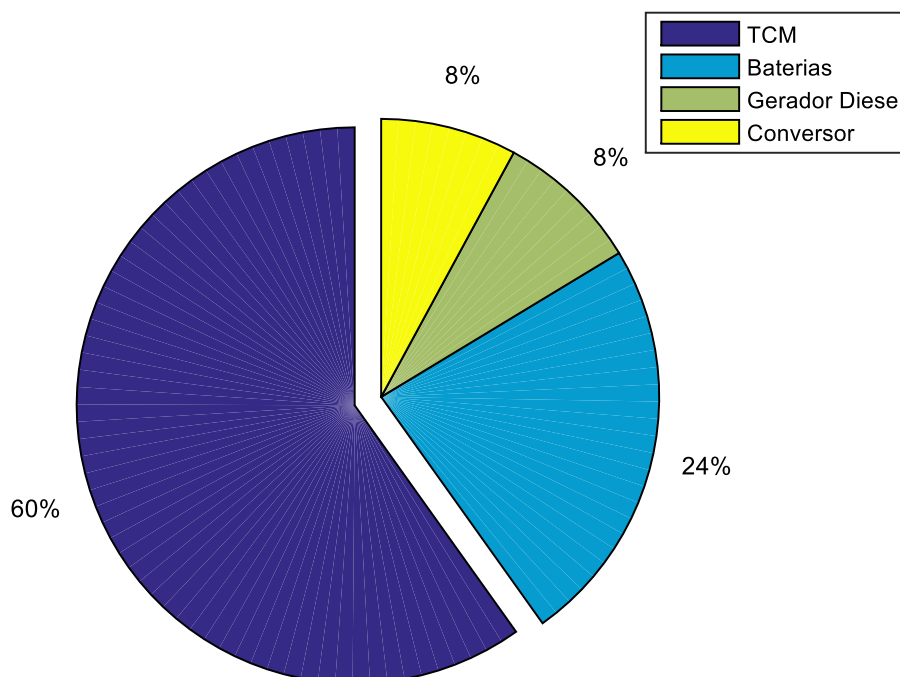


Figura 49 – Participação de cada dispositivo no custo do investimento inicial.

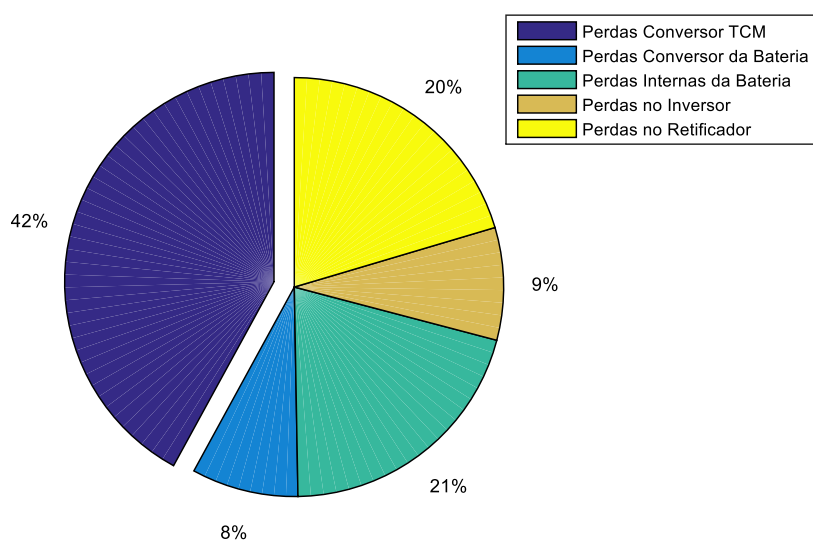


Figura 50 – Participação de cada dispositivo nas perdas totais do sistema para LOLI ótimo.

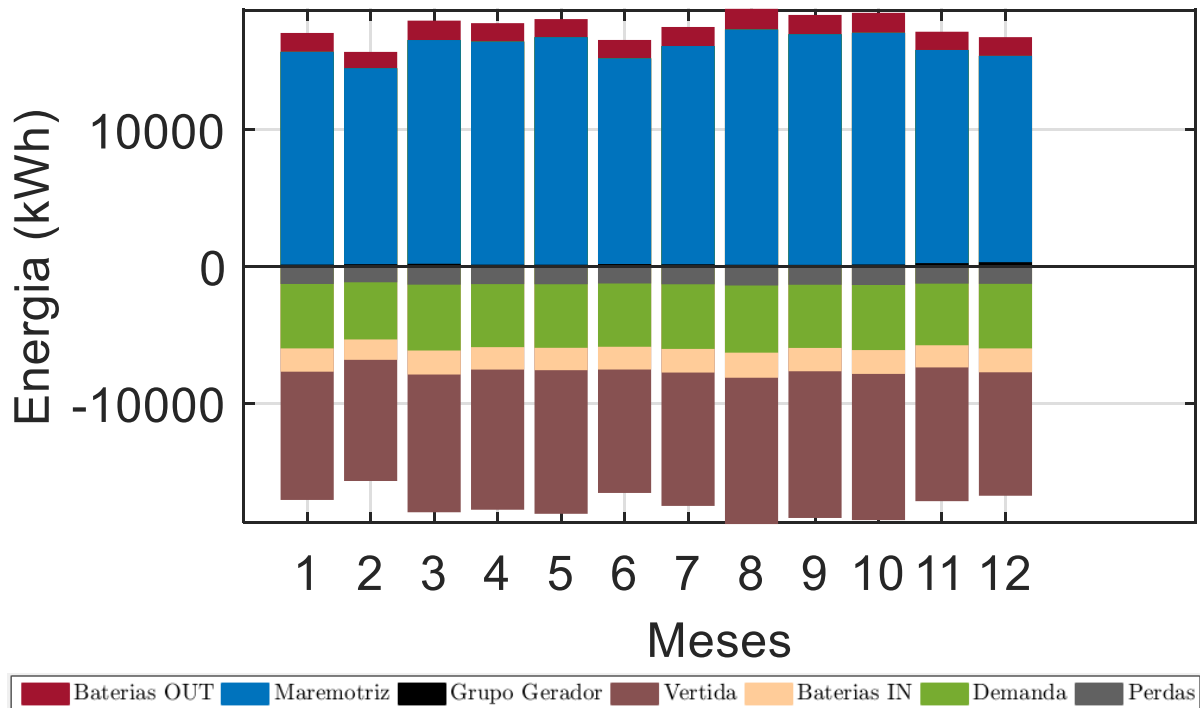


Figura 51 – Desempenho mensal do sistema [13].

O comportamento da tensão das baterias, do estado de carga e da corrente pode ser visto na Figura 52.

Caso o sistema isolado fosse alimentado apenas pelo gerador a Diesel o valor total do sistema, levando em considerações o cálculo do valor presente líquido, seria R\$ 1.564.333,64, que corresponde a 79,74% a mais que o valor ótimo do dimensionamento. Entretanto, comparando com o custo do LOLE nulo seria menos da metade do valor, portanto, para garantir esse índice, zero, é mais viável alimentar apenas com o gerador a Diesel.

Comparando o sistema dimensionado ótimo com o modo de fornecimento exclusivo pelo gerador a Diesel, o *payback* é de um pouco mais de 11 anos. Portanto, a geração de energia a partir de corrente de maré com sistema de armazenamento a partir de baterias de chumbo ácido é mais viável economicamente que o fornecimento por grupos geradores a Diesel. Além do fator econômico deve ser levado em conta o fator ambiental e a maior facilidade de operação da planta, pois o transporte de combustível para um sistema isolado pode ser bastante complexo e deve encarecer ainda mais o custo total dependendo da distância necessária para o envio.

O custo do kWh do sistema ficou R\$ 1,19 que comparado ao fornecido pelas concessionárias de energia (em média R\$ 0,60) é alto. Entretanto, nesta comparação não foi incluído o custo ambiental das fontes e não levou em conta o custo da energia vertida que seria injetada na rede se fosse interligado, pois o impacto ambiental da corrente de maré é

praticamente inexistente quando comparado a outras fontes convencionais de geração de energia.

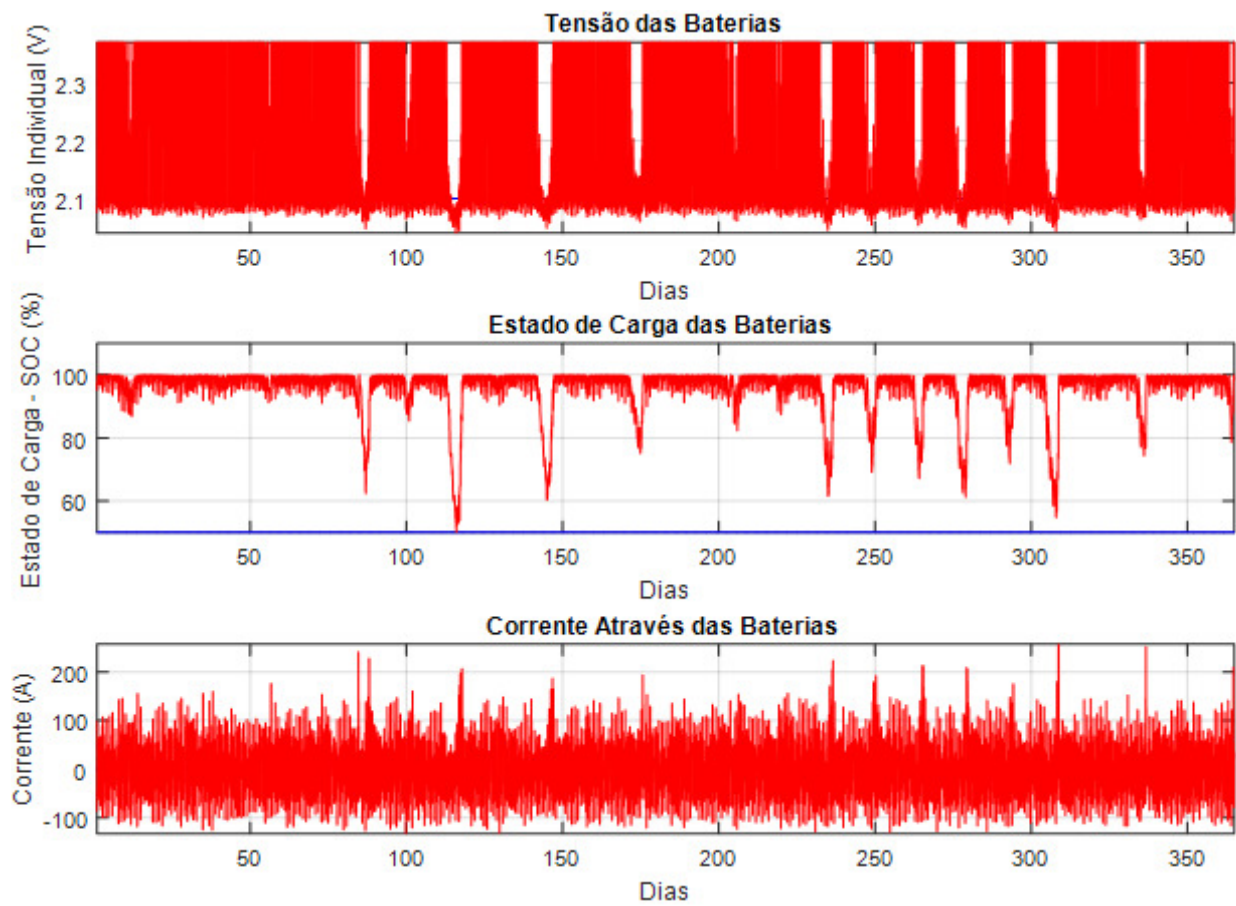


Figura 52 – Comportamento da tensão, estado de carga e corrente das baterias.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

A utilização de dados reais medidos *in situ* é de extrema importância para avaliar o potencial energético do local com um resultado mais realista. Os dados obtidos nos dois fundeios serviram de base para o desenvolvimento da curva de velocidade anual através da extrapolação pelo método SHOM. Este método não leva em conta a turbulência do canal e nem mesmo a causada pela inserção das turbinas. Portanto, é bem provável que exista uma redução do potencial prático extraído pela turbina quando instalada. Apesar disto, este método de modelagem na velocidade é útil no sentido de dar uma ordem de grandeza do potencial extraível na área alvo.

O modelo do sistema de armazenamento proposto é composto apenas por duas *strings*. No dimensionamento é encontrado o ótimo apenas da capacidade de cada célula e a quantidade em série. Este modelo é melhor para o prolongamento da vida útil das baterias, devido a carga e descarga das baterias não serem perfeitamente iguais causando diferenças nas células carregadas, portanto, acentua os efeitos de envelhecimento do sistema de armazenamento. A partir desta observação conclui-se que é melhor para o sistema de armazenamento um número reduzido de *string* para evitar esses problemas de equalização das baterias. Por outro lado, para maior confiabilidade é necessário mais de um conjunto de células em paralelo, por isto foi fixada em duas.

O fornecimento de energia para sistemas isolados é um desafio mundial e também para o estado do Maranhão, que ainda possui diversas ilhas sem energia elétrica. Desta forma, a disponibilidade tecnológica e estudos avançados de uma nova fonte é de extrema importância. A corrente de maré será de extrema importância no abastecimento de energia elétrica de ilhas próximas a disponibilidade energética desta fonte.

A configuração ótima obteve um custo de R\$ 870.301,52 com um LOLE de 1,14%, portanto, em pouquíssimos momentos do projeto a carga não é alimentada pela TCM ou energia proveniente das baterias. Para garantir um atendimento com LOLE zero é necessário aumentar mais de dez vezes a potência total instalada das turbinas e triplicar a capacidade total do sistema de armazenamento. Sendo que, para garantir este índice o custo é quase quatro vezes superior ao valor máximo.

As funções do GD em sistemas isolados são: manter a confiabilidade, fonte de *backup*, e para realizar a equalização do sistema de armazenamento. Além disso, é interessante financeiramente no dimensionamento a participação do GD no suprimento da carga nesses instantes em que há picos de demanda e falta energia no sistema principal de fornecimento. Isto vai evitar o aumento desnecessário do dimensionamento para suprir apenas esses pequenos intervalos e que não é utilizado na maior parte do tempo.

A quantidade de energia vertida no valor ótimo dimensionado é alta, 61,9 % do gerado pela TCM. Esta taxa se apresenta como uma característica deste tipo de fonte e da forma particular de como está sendo utilizada, isto é, para atender um sistema isolado. Para reduzir este valor é necessário aumentar o sistema de armazenamento, pois este não tem a capacidade de armazenar toda a energia gerada pelas turbinas, entretanto, isto se reflete em aumento do custo. Outra alternativa seria reduzir a planta de geração, que levaria a não atender a carga durante longo tempo nos períodos de maré de quadratura. Outro fator que justifica a alta energia vertida é as baterias permanecerem a maior parte do tempo com alto estado de carga atingindo rapidamente o seu valor máximo quando há geração, isto pode ser visto na Figura 52. Desta forma, nesta ocasião o sistema de armazenamento fica impossibilitado de absorver energia.

A fonte de energia oceânica a partir de corrente de maré possui grandes diferenças de produção de energia devido a energia produzida no período em torno da quadratura ser apenas 15% da energia produzida em torno da sizígia. Desta forma, a planta fica sujeita em torno de seis dias com baixa produção de energia a cada 14 dias.

A energia vertida pode ser reduzida significativamente reaproveitando-a para aplicações que não demandem uso contínuo, como bombeamento e armazenamento alternativos de energia, processos de dessalinização, etc. Também é possível obter bons resultados diversificando as fontes geradoras, adicionando geradores fotovoltaicos e/ou eólicos. Por fim, esta situação é completamente superada quando o sistema é interligado à rede convencional.

O *payback* do sistema quando comparado com fornecimento exclusivo pelo gerador a Diesel é um pouco superior a 11 anos. Desta forma, a fonte de corrente de maré é vantajosa economicamente a sua aplicação em sistemas isolados, além de uma fonte renovável de baixíssimo impacto ambiental.

Os índices utilizados na formulação podem não corresponder a valores reais, pois estes foram arbitrados de forma estimativa sem uma análise mais precisa dos valores reais. Além disso, o custo das turbinas pode apresentar acréscimos no valor total devido a alguns fatores desconsiderados na importação como o custo do transporte e entre outros. Quanto as baterias, não foi levado em conta o acréscimo no custo referente ao transporte, que aumenta para as de

maior capacidade.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

As análises feitas nessas dissertações trouxeram questionamentos a serem pesquisados em trabalhos futuros, que são:

- Incluir na modelagem da velocidade duas causas perturbadoras que geram turbulência, que são: o próprio canal e a causada pelas turbinas vizinhas. O método SHOM utilizado para gerar a série de velocidade anual não inclui esses efeitos, portanto, apresenta um comportamento da velocidade pela aproximação perfeita de somas de senóides, entretanto, não é isso que ocorre na prática.
- Incluir no dimensionamento a interligação com a rede elétrica em dois modos diferenciados de mercados elétricos, que são: em ambiente competitivo e em sistema de compensação.
- Estudar o dimensionamento de um sistema híbrido para fornecimento de energia a um sistema isolado visando a redução da energia vertida e o aproveitamento da disponibilidade energética da fonte corrente de maré.
- Incluir nesta planta um sistema de armazenamento através bombeamento para reduzir a energia vertida aumento a eficiência do sistema e reduzindo o custo total.

REFERÊNCIAS

- [1] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Eickemeier, P. Matschoss, G. Hansen, S. Kadner, S. Schlömer, T. Zwickel, and C. Von Stechow, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Summary for Policymakers and Technical Summary*. 2011.
- [2] UNDP, *World Energy Assessment. Energy and the challenge of Sustainability*. 2000.
- [3] R. H. Charlier and C. W. Finkl, *Ocean energy: Tide and tidal power*. 2009.
- [4] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Nacional de Energia – PNE 2030,” 2007.
- [5] S. Benelghali, “On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems,” 2009.
- [6] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, and P. E. Guillermin, “State of the art in tidal current energy extracting technologies,” *2014 1st Int. Conf. Green Energy, ICGE 2014*, pp. 1–7, 2014.
- [7] 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,” in *2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference*, 2007, pp. 1407–1412.
- [8] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, “Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study,” *IEEE J. Ocean. Eng.*, vol. 37, no. 3, pp. 554–563, Jul. 2012.
- [9] Z. Zhou, F. Scuiller, J. F. Charpentier, M. Benbouzid, and T. Tang, “An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies,” in *Proceedings - 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition, IEEE PEAC 2014*, 2014.
- [10] P. Bezerra, L. Neto, O. R. Saavedra, N. J. Camelo, L. A. De Souza Ribeiro, and R. M. Ferreira, “Exploração de energia maremotriz para geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências,” *Rev. Chil. Ing.*, vol. 19, no. 2, pp. 219–232, 2011.
- [11] P. B. Leite Neto, O. R. Saavedra, and L. A. Souza Ribeiro, “Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 11–20, 2015.
- [12] P. Coelho, “Energia Maremotriz - A Energia das Marés,” 2014. [Online]. Available: <http://www.engquimicasantosp.com.br/2014/08/energia-maremotriz-energia-das->

mares.html.

- [13] P. B. Leite Neto, “Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis,”. Tese de doutorado, Universidade Federal do Maranhão, UFMA, São Luís, 2017.
- [14] H. Chen, N. Ait-Ahmed, E. H. Zaim, and M. Machmoum, “Marine tidal current systems: State of the art,” in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 1431–1437.
- [15] B. G. de Sa, D. Q. Oliveira, and T. L. C. Gomes, “Index for allocation of tidal current power plant for reactive margin improvement,” in *2017 IEEE URUCON*, 2017, pp. 1–4.
- [16] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics modeling, stability, and control*. 2013.
- [17] T. El Tawil, J. F. Charpentier, and M. Benbouzid, “Tidal energy site characterization for marine turbine optimal installation: Case of the Ouessant Island in France,” *Int. J. Mar. Energy*, vol. 18, pp. 57–64, 2017.
- [18] C. Morehouse, R. Glicksman, and G. Lozier, “Batteries,” *Proc. IRE*, vol. 46, no. 8, pp. 1462–1483, Aug. 1958.
- [19] a. W. Bizuayehu, P. Medina, J. P. S. Catalão, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, “Analysis of Electrical Energy Storage Technologies’ State-of-the-Art and Applications on Islanded Grid Systems,” *2014 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2014.
- [20] A. Carvalho, “Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas,”. Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Porto, 2015.
- [21] D. F. P. Magalhães, “Modelo de Baterias com aplicação em sistemas de gestão de baterias (BMS) de Veículos Elétricos (EVs),”. Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Porto, p. 131, 2013.
- [22] C. Paper and B. Sousa, “Modelagem e Simulação do Tempo de Vida de Bancos de Baterias Chumbo-ácido Utilizados em Sistemas de Múltiplas Fontes de Energia,” XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2008, Juiz de Fora. XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2008. p. 1-6.
- [23] A. Khaligh, “Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 59, no. 6, pp. 2806–2814, 2010.
- [24] J. Chiasson and B. Vairamohan, “Estimating the State of Charge of a Battery,” *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 13, no. 3, pp. 465–470, 2005.

- [25] R. F. Bastos, “Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido) e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistemas de Geração Distribuída,”. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, p. 91, 2013.
- [26] 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 power-supply systems,” *J. Power Sources*, vol. 168, no. 1 SPEC. ISS., pp. 66–78, 2007.
- [27] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López, J. L. Atencio-Guerra, E. M. G. Rodrigues, J. L. Bernal-Agustín, and J. P. S. Catalão, “Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids,” *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 590–600, 2016.
- [28] S.-H. Power, “Smart Turbines,”. Disponível em: <<http://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/>>. Acesso em: 20 dez. 2017.
- [29] S. Nash, A. Olbert, and M. Hartnett, “Towards a Low-Cost Modelling System for Optimising the Layout of Tidal Turbine Arrays,” *Energies*, vol. 8, no. 12, pp. 13521–13539, Nov. 2015.
- [30] Bagen and R. Billinton, “Evaluation of Different Operating Strategies in Small Stand-Alone Power Systems,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 3, pp. 654–660, Sep. 2005.
- [31] R. Karki and R. Billinton, “Reliability/cost implications of PV and wind energy utilization in small isolated power systems,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 4, pp. 368–373, 2001.
- [32] J. Grefenstette, “Optimization of Control Parameters for Genetic Algorithms,” *IEEE Trans. Syst. Man. Cybern.*, vol. 16, no. 1, pp. 122–128, Jan. 1986.
- [33] Lorica, “MANUAL DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE BATERIAS ÁCIDAS TIPO TM,” 2007. [Online]. Available: paginapessoal.utfpr.edu.br/nikolaslibert/et54a/.../Manual_Bateria_Lorica.../file.
- [34] M. DHN, “Topografia e Batimetria da ilha do Medo e Entorno com Identificação do Sentido e Velocidade de Corrente de Maré,” 2009. [Online]. Available: <https://www.marinha.mil.br/dhn/>.
- [35] R. M. Ferreira and S. F. Estefen, “Alternative concept for tidal power plant with reservoir restrictions,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 4, pp. 1151–1157, 2009.
- [36] M. A. Tribe and R. L. W. Alpine, “Scale economies and the ‘0.6 rule,’” *Eng. Costs Prod.*

- Econ.*, vol. 10, no. 1, pp. 271–278, Mar. 1986.
- [37] Bruno Gomes de Sá, Osvaldo R. Saavedra, Denisson Q. Oliveira e Pedro B. L. Neto. “Dimensionamento ótimo de uma micro-usina baseada em correntes de maré para sistemas isolados,” no *12° LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION -CLAGTEE 2017*.