



**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
ENERGIA ATRAVÉS DE CORRENTES OCEÂNICAS  
NO LITORAL BRASILEIRO**

**Autora: Maria Carolina Pires Michalski Machado  
Orientador: Rodrigo Andres Miranda Cerda**

**Brasília, DF  
2016**



**MARIA CAROLINA PIRES MICHALSKI MACHADO**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE  
CORRENTES OCEÂNICAS NO LITORAL BRASILEIRO**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Doutor Rodrigo Andres  
Miranda Cerda

**Brasília, DF  
2016**

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Machado, Maria Carolina Pires Michalski.

Avaliação do Potencial de Geração de Energia Através  
de Correntes Oceânicas no Litoral Brasileiro / Maria  
Carolina Pires Michalski Machado. Brasília: UnB, 2016.  
74 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Rodrigo  
Andres Miranda Cerda.

1. Energia. 2. Hidrocinética. 3. Brasil I. Cerda, Rodrigo Andres  
Miranda. II. Doutor.

CDU Classificação



**Avaliação do Potencial de Geração de Energia Através de Correntes Oceânicas  
no Litoral Brasileiro**

**Maria Carolina Pires Michalski Machado**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 27/06/2016 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof. Dr.: Rodrigo Andres Miranda Cerda, UnB/ FGA**  
Orientador

---

**Prof. Pós-Dr.: Augusto César de M. Brasil, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

---

**Prof. Dr.: Luciano Gonçalves Noletto, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2016

Esse trabalho é dedicado a meus familiares e amigos que em todo momento se fizeram presentes.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar quero agradecer a Deus, a minha família e aos meus amigos por me incentivarem sempre a realizar meus estudos com máximo de dedicação. Quero agradecer ao meu Professor Orientador Rodrigo Cerda por sua dedicação, paciência e disposição para me ensinar e guiar o caminho para conclusão deste trabalho. Gostaria de agradecer ao pesquisador James VanZwieten, que conheci durante meus estudos nos Estados Unidos da América, por seu apoio e desejo de compartilhar seu conhecimento durante o período que trabalhamos juntos, obrigada por me ajudar a expandir meu domínio sobre sistemas de energia marinha e pela oportunidade de trabalhar nesse fascinante campo de pesquisa. Gostaria também de agradecer a todos os profissionais envolvidos no Experimento Global de Circulação Oceânica por disponibilizarem os dados obtidos com o intuito de possibilitar o desenvolvimento de trabalhos como este.

For God has not given us a spirit of fear and  
timidity, but of power, love and self-discipline.  
2 Timothy 1:7

## RESUMO

O Brasil possui dimensões continentais e um vasto litoral. Estudos apontam que o litoral Nordeste Brasileiro possui elevado potencial para geração de energia através das correntes presentes no oceano. A energia hidrocínética das correntes marítimas é uma energia limpa, renovável e previsível em comparação com outros métodos de geração de energia. A demanda por energia elétrica no Brasil apresenta tendência de aumentar nos próximos 35 anos, devido ao crescimento da economia, da renda per capita e do consumo de eletricidade per capita. Conseqüentemente, existe uma necessidade crescente que novos modais para geração de energia elétrica sejam desenvolvidos. O referido trabalho apresenta um estudo para identificar as áreas no litoral Brasileiro que possuem potencial para geração de energia a partir das correntes marítimas. Serão utilizados 21 anos de dados do Experimento Mundial de Circulação Oceânica (WOCE) para identificar tais regiões através de ferramentas de análise. Primeiramente serão identificadas regiões que apresentem elevada velocidade de correntes marinhas, em seguida dentre essas regiões serão selecionadas áreas que apresentem condições ideais para implantação dessa tecnologia. Uma breve análise dos custos associados a esse modal também será realizada neste trabalho. A identificação dessas áreas encorajara o desenvolvimento dessa nova tecnologia no Brasil e sua implantação para geração de eletricidade apresentando menor potencial poluidor que outros modais para geração de energia.

**Palavras-chave:** Energia Hidrocínética Marítima. Litoral Brasileiro. Custos de Implantação.



## **ABSTRACT**

Brazil has continental dimensions and a vast coastline. Studies show that the Brazilian Northeast coast has high potential for power generation through ocean currents. The hydrokinetic marine current power is clean, renewable and predictable when compared to other power generation methods. Electricity demand in Brazil will increase in the next 35 years due to economic growth, per capita income and per capita consumption of electricity. Consequently, there is a growing need for new modes of power generation to be developed. This work presents a study to identify areas in the Brazilian coast where there is potential for power generation through ocean currents. It will be used 21 years of data from the World Ocean Circulation Experiment (WOCE) to identify such regions through analysis tools. First, regions of the ocean with high-speed currents will be identified, then among these regions sites that present ideal conditions for deployment of this technology will be selected. A brief analysis of the costs associated with this modal will also be held in this work. Identifying these areas will encouraged the development of this new technology in Brazil and its implementation to produce electricity while having a lower pollution potential compared to other modes for power generation.

**Keywords:** Hydrokinetic Marine Energy. Brazil Coastline. Deployment Costs.

## LISTA DE GRÁFICOS

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| GRÁFICO 1. PERCENTUAL DE PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA. FONTE: MME, 2015 .....                 | 16 |
| GRÁFICO 2. ESTIMATIVA DO CONSUMO TOTAL DE ELETRICIDADE ENTRE 2013 - 2050 EM TWh. FONTE: EPE, 2014A.....     | 18 |
| GRÁFICO 3. PERCENTUAL DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA REDE POR CLASSE DE 2013 – 2050. FONTE: EPE, 2014.A..... | 18 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| TABELA 1. CONSUMO DE ELETRICIDADE NA REDE ELÉTRICA NO BRASIL EM GWh. FONTE: EPE, 2014.B .....           | 17 |
| TABELA 2. ESPECIFICAÇÕES DA TURBINA SEAGEN S. FONTE: POLAGYE & PREVISIC, 2010 .....                     | 26 |
| TABELA 3. ESPECIFICAÇÕES DA TURBINA TidGen - ORPC. FONTE: POLAGYE & PREVISIC, 2010.....                 | 28 |
| TABELA 4. ESPECIFICAÇÕES DA TURBINA OPEN CENTER. FONTE: POLAGYE & PREVISIC, 2010 .....                  | 30 |
| TABELA 5. CCV PARA USINA DE TURBINAS MARÍTIMAS NO REINO UNIDO EM 2007. FONTE: ROURKE ET AL., 2009. .... | 33 |
| TABELA 6. VALORES DOS FATORES LIMITANTES.....                                                           | 54 |
| TABELA 7. VALORES DOS FATORES LIMITANTES.....                                                           | 55 |
| TABELA 8. VALORES DO FATORES LIMITANTES. ....                                                           | 56 |
| TABELA 9. LOCAIS ADEQUADOS PARA DESENVOLVER ENERGIA POR CORRENTE OCEÂNICA. ....                         | 57 |
| TABELA 10. ÍNDICE PARA SELEÇÃO DOS LOCAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA POR CORRENTE OCEÂNICA. ....           | 57 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1. COMPONENTES DAS TURBINAS MARÍTIMAS. FONTE: GÜNEY ET AL., 2010. ....                                                  | 19 |
| FIGURA 2. TIPOS DE FUNDAÇÃO EXISTENTES. FONTE: AQUARET, 2006.....                                                              | 21 |
| FIGURA 3. FLUXO DE CORRENTE VERTICAL IDEALIZADO. FONTE: ADAPTADO DE ABP MER, 2016.....                                         | 23 |
| FIGURA 4. ESPAÇAMENTO ENTRE DISPOSITIVOS. FONTE: EMEC, 2009.....                                                               | 24 |
| FIGURA 5. INSTALAÇÃO DO HS300 DA HAMMERFAST-STROM. FONTE: SPR, 2015.....                                                       | 25 |
| FIGURA 6. SEAGEN S. FONTE: MCT, 2015.....                                                                                      | 26 |
| FIGURA 7. TURBINA TidGEN REPRESENTAÇÃO COMPUTACIONAL COM SUAS DIMENSÕES EM PÉS E METROS DE COMPRIMENTO. FONTE: ORPC, 2015..... | 27 |
| FIGURA 8. TURBINA TidGEN SENDO INSTALADA EM COBSCOOK BAY, MAINE. FONTE: ORPC, 2015.....                                        | 28 |
| FIGURA 9. TURBINA OPEN CENTER SENDO INSTALADA EM BAY OF FUND NA NOVA ESCÓCIA. FONTE: DCNS, 2015.....                           | 29 |
| FIGURA 10. TURBINA OPEN CENTER JÁ INSTALADA NO SOLO OCEÂNICO. FONTE: DCNS, 2015.....                                           | 29 |
| FIGURA 11. ILUSTRAÇÃO DE UMA BOIA TRANSMITINDO MENSAGEM A UM SATÉLITE. FONTE: CLS, 2014.....                                   | 36 |
| FIGURA 12. DIÂMETRO DE VISIBILIDADE DO SATÉLITE. FONTE: CLS, 2014.....                                                         | 37 |
| FIGURA 13. PRINCÍPIO DE LOCALIZAÇÃO PARA ANÁLISE DE MÍNIMOS QUADRADOS. FONTE: CLS, 2014.....                                   | 38 |
| FIGURA 14. DISTRIBUIÇÃO DE ESTAÇÕES RECEPTORAS PELO MUNDO. FONTE: CLS, 2014.....                                               | 39 |
| FIGURA 15. NÚMERO DE PONTOS DE DADOS DENTRO DE CADA BLOCO DE 0.25° X 0.25°. FONTE: AUTORA.....                                 | 45 |
| FIGURA 16. HISTOGRAMA PARA COMPONENTE DE VELOCIDADE LESTE E NORTE. FONTE: AUTORA.....                                          | 46 |
| FIGURA 17. VELOCIDADE MÉDIA (UNIDADE: $m s^{-1}$ ) EM 0.25° X 0.25°. FONTE: AUTORA.....                                        | 46 |
| FIGURA 18. VELOCIDADE MÉDIA ( $m s^{-1}$ ) E DIREÇÃO DA CORRENTE NO LITORAL NORDESTE DO BRASIL. FONTE: AUTORA.....             | 47 |
| FIGURA 19. CAMPO DE VELOCIDADE EM $cm s^{-1}$ E DIREÇÃO DO FLUXO. FONTE: LUMPKIN ET AL., 2013. ....                            | 48 |
| FIGURA 20. ENERGIA CINÉTICA MÉDIA ( $kWm^{-2}$ ) NO LITORAL NORDESTE BRASILEIRO. FONTE: AUTORA.....                            | 49 |
| FIGURA 21. ENERGIA CINÉTICA EM $kWm^{-2}$ . FONTE: VANZWIETEN ET AL., 2014. ....                                               | 50 |
| FIGURA 22. TOPOGRAFIA OCEÂNICA DA AMÉRICA DO SUL. FONTE: GEOMAPAPP, 2016. ....                                                 | 51 |
| FIGURA 23. PERFIL DE PROFUNDIDADE. FONTE: GEOMAPAPP, 2016.....                                                                 | 52 |
| FIGURA 24. VELOCIDADES MAIORES QUE $0.7 m s^{-1}$ . FONTE: AUTORA.....                                                         | 53 |
| FIGURA 25. VELOCIDADES MAIORES QUE $1.0 m s^{-1}$ . FONTE: AUTORA.....                                                         | 53 |
| FIGURA 26. PRIMEIRA SELEÇÃO DE LOCAIS. FONTE: AUTORA.....                                                                      | 54 |
| FIGURA 27. SEGUNDA SELEÇÃO DE LOCAIS. FONTE: AUTORA.....                                                                       | 55 |
| FIGURA 28. TERCEIRA SELEÇÃO DE LOCAIS. FONTE: AUTORA.....                                                                      | 56 |

## SUMÁRIO

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1.1. ASPECTOS GERAIS .....                                                  | 13        |
| 1.2. MOTIVAÇÃO.....                                                         | 14        |
| 1.3. OBJETIVOS DO TRABALHO .....                                            | 14        |
| 1.3.1. Objetivos específicos.....                                           | 14        |
| 1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO.....                                             | 15        |
| <b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>                                        | <b>16</b> |
| 2.1. ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....                                       | 16        |
| 2.2. ENERGIA CINÉTICA PROVENIENTE DAS CORRENTES MARÍTIMAS .....             | 19        |
| 2.3. COMPONENTES DAS TURBINAS MARÍTIMAS.....                                | 19        |
| 2.3.1. Rotor .....                                                          | 20        |
| 2.3.2. Componentes elétricos.....                                           | 20        |
| 2.3.3. Transmissão elétrica .....                                           | 20        |
| 2.3.4. Amarras .....                                                        | 21        |
| 2.3.5. Fundação.....                                                        | 21        |
| 2.4. PROFUNDIDADE DE IMPLANTAÇÃO .....                                      | 22        |
| 2.5. PLANTAS COMERCIAIS .....                                               | 23        |
| 2.6. TIPOS DE TURBINAS MARÍTIMAS.....                                       | 24        |
| 2.6.1. HS300 – Hammerfest-Strom (Hammerfest, Noruega).....                  | 24        |
| 2.6.2. SeaGen S – SeaGen (Stranford Lough, Norte da Irlanda).....           | 25        |
| 2.6.3. TidGen – Ocean Renewable Power Company (Maine, Estados Unidos) ..... | 27        |
| 2.6.4. Open-Center Turbine – OpenHydro (Minas Passage, Nova Escócia) .....  | 29        |
| 2.7. EFEITOS AMBIENTAIS .....                                               | 30        |
| 2.7.1. Efeitos ambientais durante instalação .....                          | 31        |
| 2.7.2. Efeitos ambientais durante operação .....                            | 31        |
| 2.7.3. Efeitos ambientais positivos .....                                   | 31        |
| 2.8. QUESTÕES ECONOMICAS.....                                               | 32        |
| 2.8.1. Custo Por Potência Nominal (Custo/MW) .....                          | 32        |
| 2.8.2. Custo Por Unidade De Energia Gerada (Custo/kWh) .....                | 33        |
| <b>3. FONTE DE DADOS.....</b>                                               | <b>35</b> |
| 3.1. EXPERIMENTO MUNDIAL DE CIRCULAÇÃO OCEÂNICA .....                       | 35        |
| 3.1.1. Características físicas das bóias.....                               | 35        |
| 3.1.2. Coleta de dados feita pelas bóias .....                              | 36        |
| 3.1.3. Processamento dos dados .....                                        | 39        |
| <b>4. METODOLOGIA.....</b>                                                  | <b>41</b> |
| 4.1. FLUXO DE ENERGIA CINÉTICA .....                                        | 41        |
| 4.2. FATORES PARA SELEÇÃO DE LOCAIS.....                                    | 42        |
| <b>5. RESULTADOS E ANÁLISE .....</b>                                        | <b>45</b> |
| 5.1. MAPEAMENTO LITORAL BRASILEIRO .....                                    | 45        |
| 5.2. CUSTOS E SELEÇÃO DE LOCAIS.....                                        | 50        |
| 5.2.1. Índice <b>I1</b> .....                                               | 51        |
| 5.2.2. Índice <b>I2</b> .....                                               | 51        |
| 5.2.3. Índice <b>I3</b> .....                                               | 52        |
| 5.2.4. Índice <b>I4</b> .....                                               | 52        |
| 5.2.4. Condições para seleção de locais.....                                | 54        |
| <b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>                                         | <b>58</b> |
| <b>7. CONCLUSÃO.....</b>                                                    | <b>60</b> |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>                                      | <b>61</b> |
| <b>ANEXO I.....</b>                                                         | <b>64</b> |
| <b>ANEXO II.....</b>                                                        | <b>66</b> |
| <b>ANEXO III.....</b>                                                       | <b>70</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. ASPECTOS GERAIS

A demanda mundial por energia elétrica cresce constantemente, devido ao crescimento econômico e populacional. A Agência Internacional de Energia (IAE) publicou um estudo prevendo que a demanda mundial por energia crescerá em 37% até o ano de 2040 (WEO, 2014). Para satisfazer a necessidade crescente por eletricidade, tanto formas tradicionais como renováveis de produção de energia estão sendo exploradas no mundo todo.

A energia hidrocínética das correntes marítimas pode ser aproveitada para a geração de eletricidade, através da implantação de turbinas marítimas capazes de converterem energia mecânica de rotação em energia elétrica (DOE, 2015).

A previsibilidade inerente da energia das correntes marítimas é altamente atraente para a gestão da rede, eliminando a necessidade de outras formas não renováveis de energia intervirem para compensar os momentos de intermitência. Turbinas marítimas são instaladas no fundo do mar em locais com velocidades de corrente alta, onde extraem energia a partir do fluxo de água (MCT, 2015).

Turbinas marítimas são muito parecidas com os moinhos de vento subaquáticos exceto os rotores que são movidos por correntes marinhas. Os rotores submersos aproveitam o poder das correntes marinhas para conduzir geradores, que por sua vez produzem eletricidade. A água é 832 vezes mais densa que o ar, conseqüentemente, o rotor de turbinas marítimas pode ser muito menor que o rotor de turbinas eólicas, assim, é possível implantá-los muito mais próximos um dos outros e gerar quantidades equivalentes de eletricidade (OEC, 2015).

Lumpkin & Johnson (2013) identificaram o litoral Nordeste do Brasil como uma área que possui elevado potencial para a produção de energia através das correntes marítimas. Ele utilizou de dados disponibilizados públicamente pelo do Experimento Mundial de Circulação Oceânica (WOCE). O mesmo foi concluído por VanZwieten et al. (2015) que utilizou o Sistema de Coordenadas Híbridas Oceânicas (HYCOM), e também identificou o litoral de Nordeste Brasileiro como detentor de correntes marítimas com elevado nível de energia cinética.

O Brasil não pode desperdiçar seu potencial para geração de energia, pois as projeções apontam para o crescimento cada vez maior do consumo de energia elétrica. A demanda de energia até 2050 deve aumentar em todos os setores:

residencial, comercial e industrial. O consumo de energia per capita também irá crescer devido ao aumento da renda per capita (EPE, 2014a), (EPE 2014b).

Atualmente os custos de implantação de turbinas para geração de energia através das correntes marítimas ainda não foram calculados para a realidade brasileira em nenhuma literatura ou estudo governamental. Através da detecção dessa necessidade de aprofundamento de conhecimento nesta área de energia renovável, este trabalho busca adaptar os cálculos, para usinas deste modal, feitos no exterior e assim identificar possíveis áreas economicamente viáveis para desenvolvimento dessa tecnologia no litoral do Brasil.

## 1.2. MOTIVAÇÃO

As correntes do oceano são uma das maiores fontes de energia renovável inexplorada do planeta, mostrando um potencial global de 450 GW. A tecnologia para a conversão desse potencial energético em eletricidade se encontra em estágio inicial. (Finkl et al., 2009)

O interesse, importância e necessidade em aumentar a produção de energia elétrica do país através de fontes renováveis; os desafios apresentados para o desenvolvimento de tecnologia que possa transformar a energia cinética das correntes marítimas em eletricidade; e a oportunidade de trabalhar em um campo inovador da engenharia de energia tornam muito interessante o estudo desse novo modal e como passo inicial para a implantação de turbinas hidrocínéticas marítimas no Brasil este trabalho nota a necessidade de identificar áreas tecnicamente e economicamente viáveis no litoral brasileiro.

## 1.3. OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo desse trabalho é identificar regiões no litoral brasileiro que apresentem correntes marítimas com elevado potencial para extração de energia através de turbinas hidrocínética. Em seguida, identificar áreas nessas regiões que apresentem características como: a distância do litoral, a profundidade, a velocidade do fluxo de correntes e a estabilidade desse fluxo. A partir dessas características determinar locais economicamente e tecnicamente viáveis para implantação de turbinas marítimas no litoral do Brasil.

### 1.3.1. Objetivos específicos

- Apresentar o detalhamento técnico da metodologia utilizada.

- Identificar áreas no oceano do litoral Brasileiro com correntes marítimas que apresentem elevada energia cinética.
- Identificar a direção do fluxo das correntes marítimas das áreas com elevada energia cinética.
- Discutir os custos associados a turbinas hidrocínética marítimas.
- Identificar locais tecnicamente e economicamente viáveis a implantação desse tipo de tecnologia no litoral brasileiro.

Serão utilizados 21 anos de dados disponibilizados publicamente pelo Experimento Mundial de Circulação Oceânica. Os dados que serão utilizados neste estudo incluem a latitude, a longitude e a velocidade da corrente do oceano que banha o Brasil.

#### 1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste ponto deste trabalho será feita a descrição do conteúdo de cada capítulo. Este trabalho está dividido em sete capítulos.

Neste presente capítulo é feita a introdução do tema a partir de sua contextualização. Em seguida é descrita a motivação para a realização deste trabalho de conclusão de curso. Nos próximos dois subcapítulos são descritos os objetivos e objetivos específicos a serem alcançados por este trabalho.

O capítulo 2 trata sobre a fundamentação teórica, abordando temas como: a energia elétrica no Brasil, a energia cinética das correntes marítimas, os componentes das turbinas hidrocínética marítimas incluindo a transmissão elétrica, a profundidade implantação e as plantas comerciais, os tipos de turbinas marítimas, os efeitos ambientais e as questões econômicas envolvidas neste modal.

O capítulo 3 trata sobre a fonte de dados utilizada na metodologia, explicando sobre o experimento mundial de circulação oceânica e sobre o processo para coleta, processamento e distribuição de dados.

O capítulo 4 trata da metodologia utilizada para obtenção dos resultados, sobre o fluxo de energia cinética e sobre os fatores para seleção de locais apropriados para implantação de turbinas hidrocínética marítimas.

O capítulo 5 apresenta os resultados e realiza a análise dos mesmos. Os resultados incluem o mapeamento do litoral brasileiro, os custos e seleção de locais.

O capítulo 6 relata as considerações finais sobre o trabalho realizado.

O capítulo 7 traz a conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.



## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1. ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A matriz elétrica Brasileira em 2014 e nos últimos 40 anos possui como principal contribuinte a energia originada através de hidrelétricas. Em segundo lugar tem-se a energia produzida a partir do petróleo (óleo e gás). Ambas as fontes de eletricidade apresentadas possuem uma tendência de diminuir sua participação na matriz elétrica, abrindo espaço para fontes renováveis (MME, 2015). O Gráfico (1) representa o percentual de participação de diferentes modais na matriz elétrica brasileira.

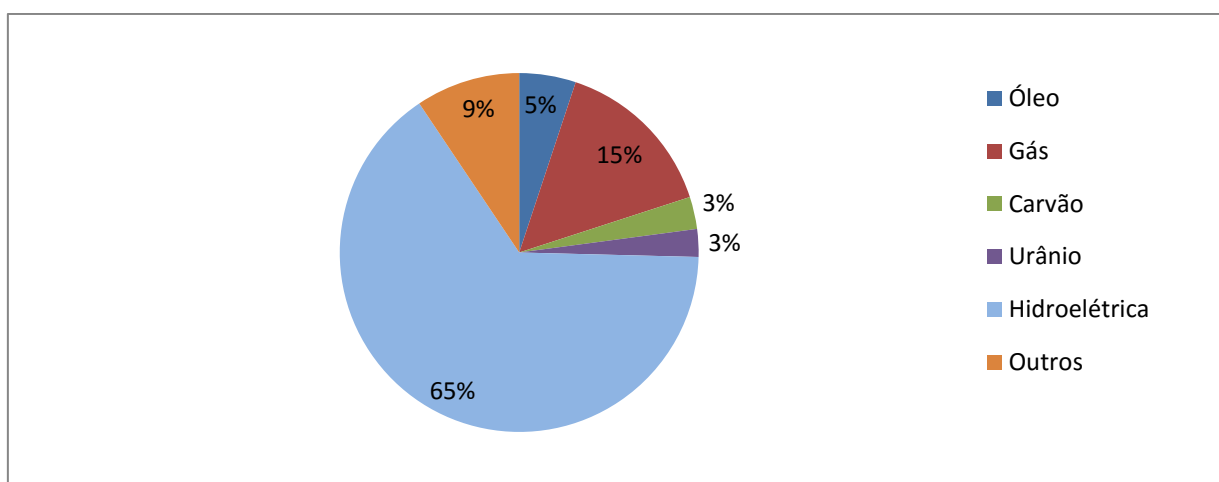


Gráfico 1. Percentual de Participação na Matriz Elétrica Brasileira. Fonte: MME, 2015

As projeções sobre a demanda de energia elétrica no período de 2012 a 2022 indica que o Brasil cresce no sentido de maior consumo de eletricidade per capita. Nesse mesmo período projeta-se que o consumo de energia elétrica cresça em 5,8% ao ano para a classe comercial, cresça em 4,3% ao ano para a classe residencial e cresça em 3,4% ao ano para a classe industrial. Sendo o aumento total do consumo de eletricidade igual a 4,1% ao ano (EPE, 2014.b). A Tabela (1) mostra o consumo de eletricidade na rede no período de 2012 – 2022, nela a categoria ‘Outros’ refere ao consumo pelo poder público, pelo serviço público, da iluminação pública, da área rural, do consumo próprio das concessionárias e do consumo de veículos elétricos.

Tabela 1. Consumo de Eletricidade na rede elétrica no Brasil em GWh. Fonte: EPE, 2014.b

| Ano                 | Residencial | Industrial | Comercial  | Outros     | Total      |
|---------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>2012</b>         | 117.012     | 183.824    | 78.805     | 67.866     | 447.506    |
| <b>2013</b>         | 121.890     | 190.914    | 83.230     | 70.527     | 466.561    |
| <b>2014</b>         | 127.545     | 199.593    | 88.028     | 73.074     | 488.240    |
| <b>2015</b>         | 133.347     | 206.465    | 93.117     | 75.715     | 508.644    |
| <b>2016</b>         | 139.319     | 212.315    | 98.505     | 78.461     | 528.600    |
| <b>2017</b>         | 145.528     | 219.556    | 104.387    | 81.335     | 550.806    |
| <b>2018</b>         | 151.904     | 226.109    | 110.615    | 84.305     | 572.932    |
| <b>2019</b>         | 158.436     | 233.231    | 117.200    | 87.371     | 596.239    |
| <b>2020</b>         | 165.132     | 241.340    | 124.166    | 90.538     | 621.175    |
| <b>2021</b>         | 171.803     | 249.748    | 131.351    | 93.696     | 646.598    |
| <b>2022</b>         | 178.659     | 257.397    | 138.979    | 96.974     | 672.008    |
| Variação (% ao ano) |             |            |            |            |            |
| <b>2012 – 2017</b>  | 4.5         | 3.6        | 5.8        | 3.7        | 4.2        |
| <b>2017 – 2022</b>  | 4.2         | 3.2        | 5.9        | 3.6        | 4.1        |
| <b>2012 – 2022</b>  | <b>4.3</b>  | <b>3.4</b> | <b>5.8</b> | <b>3.6</b> | <b>4.1</b> |

Deve-se ressaltar que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 3,4% ao ano, sua autoprodução de energia aumenta em um ritmo de 9,0% ao ano, dessa forma o consumo industrial total de eletricidade cresce aproximadamente 4,8% ao ano. Por outro lado, o crescimento do consumo residencial de eletricidade no Brasil é consequência de um efeito combinado do crescimento médio do número de consumidores, 2,4% ao ano, ao mesmo tempo em que o consumo per capita cresce em 1,9% ao ano (EPE, 2014.b).

Seguindo o mesmo padrão de crescimento, as projeções para o período de 2013 – 2050 também prevêem aumento no consumo de energia elétrica no Brasil. O Gráfico (2) mostra o consumo total de eletricidade em TWh para o período de 2013 – 2050, o crescimento do consumo será de 3,2% ao ano (EPE, 2014.a).

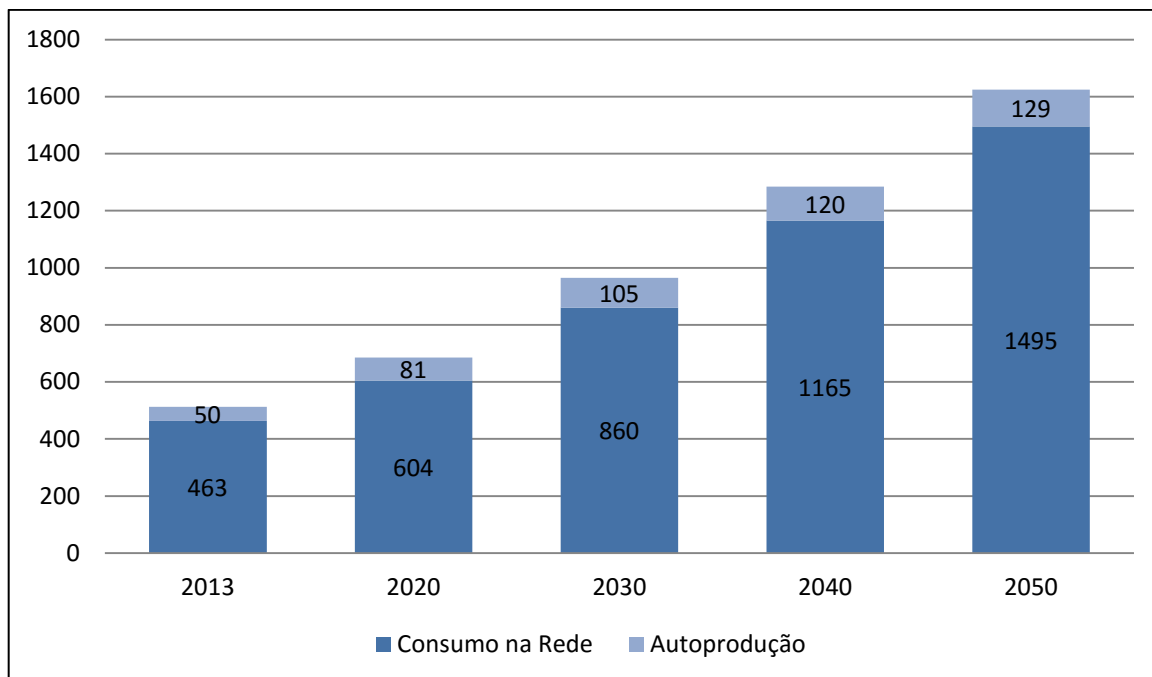


Gráfico 2. Estimativa do Consumo total de eletricidade entre 2013 - 2050 em TWh. Fonte: EPE, 2014a

O Gráfico (3) mostra o percentual do consumo de eletricidade na rede para os mesmos períodos abordados no Gráfico (2), porém separado em classes.

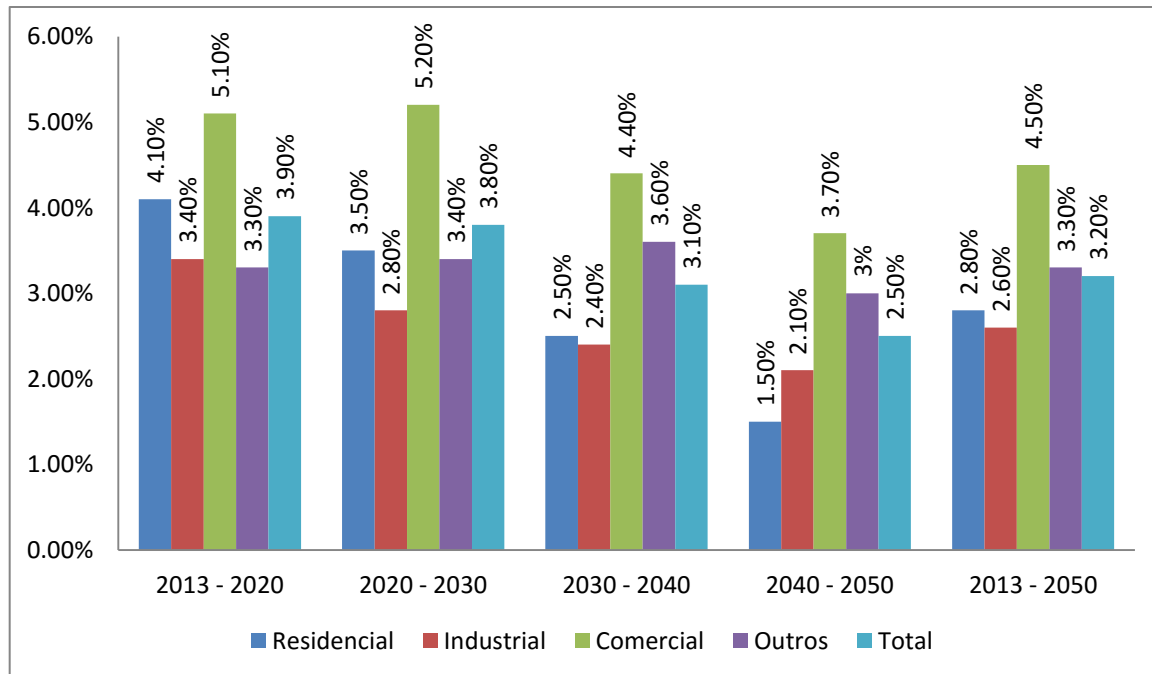


Gráfico 3. Percentual do Consumo de eletricidade na rede por classe de 2013 - 2050. Fonte: EPE, 2014.a

As projeções indicam que o Brasil terá aumento em sua demanda por energia elétrica (EPE, 2014a), (EPE 2014b), (MME, 2015), logo será necessário o

investimento em fontes de energia renováveis que atendam o conceito de sustentabilidade no âmbito econômico, ambiental e social. (Sachs, 1993)

## 2.2. ENERGIA CINÉTICA PROVENIENTE DAS CORRENTES MARÍTIMAS

A conversão da energia presente nas correntes marítimas se dá através da movimentação das pás da turbina, transformando a energia cinética do fluido em energia mecânica de rotação das pás e estando a turbina acoplada a um gerador, em energia elétrica. A eletricidade obtida é então transmitida através de cabos subterrâneos para as centrais de distribuição de energia (MCT, 2015).

O funcionamento das turbinas hidrocínética marítimas segue o mesmo princípio que as turbinas eólicas, com o diferencial que utiliza-se água para movimentá-las e que a água é cerca de 800 vezes mais densa que o ar.

## 2.3. COMPONENTES DAS TURBINAS MARÍTIMAS

Existem vários equipamentos para conversão de energia hidrocínética provenientes dos correntes marinhas oceânicas. Em geral, todos possuem um conjunto de componentes em comum: rotores, trem de potência, ancoradouro e fundação. Todos os equipamentos necessitam de proteção contra oxidação e incrustação biológica. (Polagye & Previsic, 2010). A Figura (1) é um desenho esquemático dos componentes que fazem parte das turbinas marítimas.

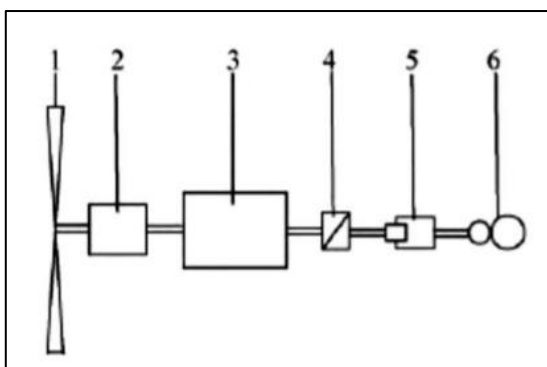


Figura 1. Componentes das turbinas marítimas. Fonte: Güney et al., 2010.

Onde:

1. Rotor
2. *Gearbox*
3. Gerador
4. Conversor/Inversor

5. Transformador

6. Ligação à rede

### **2.3.1. Rotor**

O rotor extrai energia das correntes marítimas e converte em energia mecânica. A rotação do eixo do rotor pode ser paralela à direção do fluxo (turbina de eixo horizontal) ou perpendicular à direção do fluxo (turbina de eixo vertical). Existem diversos tipos de rotores, a escolha deles em geral se caracteriza pela comparação entre eficiência e custo econômico (Polagye & Previsic, 2010).

A velocidade rotacional do rotor é limitada pela eficiência e possibilidade de ocorrer cavitação. Idealmente, a taxa de rotação ótima é a que permite a melhor relação de velocidade de ponta (a relação entre a velocidade da ponta do rotor e a velocidade da corrente). Dependendo do design do rotor a relação de velocidade de ponta ótima varia entre 4 e 8 (Polagye & Previsic, 2010).

Atentando para que a velocidade de ponta do rotor não seja muito alta para não haver a formação de bolhas de cavitação. Cavitação deve ser evitada, pois reduz o desempenho aerodinâmico, corrói a superfície da pá e gera ruído adicional (Polagye & Previsic, 2010).

### **2.3.2. Componentes elétricos**

Os componentes elétricos de uma turbina são o *gearbox*, o gerador, o conversor inversor e o transformador. (Güney et al., 2010)

O *gearbox* transfere o potencial de energia cinética do rotor para o gerador que converte a energia cinética rotacional em energia elétrica, essa energia elétrica passa pelo inversor/conversor que transforma a corrente contínua em corrente alternada para transferi-la ao transformador de potência que a transmite a rede elétrica. (Polagye & Previsic, 2010).

### **2.3.3. Transmissão elétrica**

As linhas de transmissão de eletricidade ficam entre 1 a 3 metros abaixo do solo oceânico. A técnica preferencial para instalação das linhas de transmissão é a perfuração direcional horizontal partindo da subestação próxima ao litoral. A viabilidade dessa técnica depende do local de implantação das turbinas, não sendo apropriada a todos os tipos de sedimentos e requer avaliação geotécnica antes de sua aplicação (Polagye & Previsic, 2010).

Para evitar a movimentação dos cabos de transmissão, a porção que permanece abaixo do solo oceânico pode ser aparafusada ou então apenas o peso dos cabos pode ser suficiente para garantir sua imobilidade. Técnica semelhante pode ser usada para os cabos entre as turbinas (Polagye & Previsic, 2010).

#### 2.3.4. Amarras

A amarra (componente que liga a turbina ao solo oceânico) das turbinas pode ser rígida ou flexível. Exemplos de amarra rígida incluem pilares similares aos dos parques eólicos offshore, por causa da quantidade de material desse tipo de amarra a profundidade para a instalação da turbina é limitada diante dos custos para realizar a mesma (Kawase et al. 2010). Amarras flexíveis possuem como vantagem os custos dos materiais serem mais baixo, o que elimina a limitação da profundidade de ancoragem, porém devido ao material ser flexível ele deve possuir controle do fator de flutuabilidade para compensar a força gerada para baixo devido a massa da turbina (Polagye & Previsic, 2010).

#### 2.3.5. Fundação

Independente de a amarra ser rígida ou flexível, ambas devem estar ancoradas ao solo oceânico de maneira a assegurar tanto a turbina como a amarra contra movimentação. (Polagye & Previsic, 2010)

A Figura (2) exemplifica os tipos de fundação existentes.

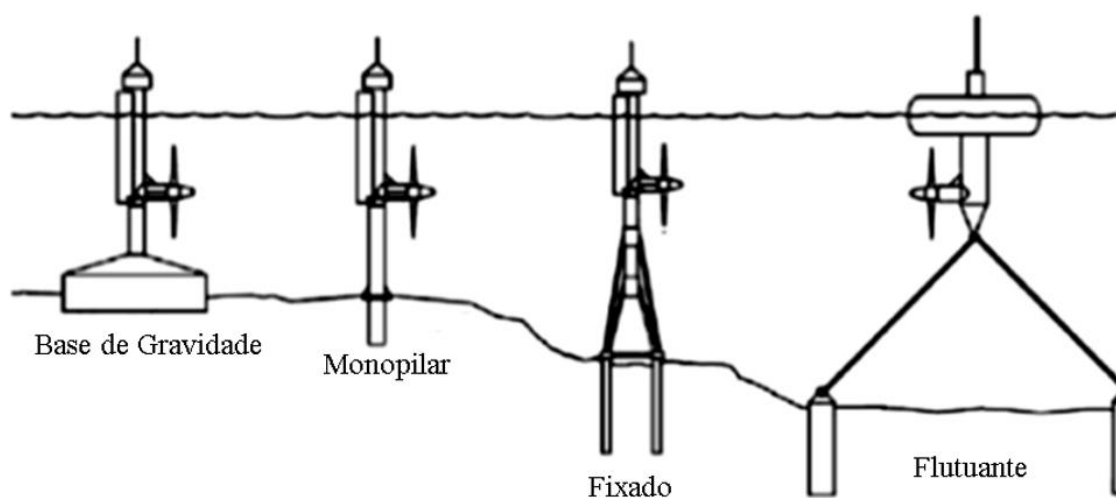


Figura 2. Tipos de fundação existentes. Fonte: Aquaret, 2006

A fundação de base gravitacional está limitada a uma profundidade de 30 metros. A do tipo monopilar é constituída de aço tubular inserido dentro do solo oceânico. A fundação do tipo fixado também é fixa através de perfuração do solo do oceano. A fundação flutuante é a solução mais conveniente para locais de águas profundas, na qual correntes ou cabos fazem a ligação entre a fundação e turbina. (Pascoa, 2014)

#### 2.4. PROFUNDIDADE DE IMPLANTAÇÃO

Equipamentos implantados em regiões mais altas de coluna d'água são capazes de gerar mais energia, porém o custo de sua amarra é mais alto (Kawase et al. 2010). A profundidade média de implantação das turbinas é de 50 metros de coluna d'água, não são recomendadas profundidades maiores que 100 metros por razões operacionais, enquanto que a profundidade mais rasa já considerada para implantação foi de 10 metros de coluna d'água. Profundidades muito rasas apesar de simplificarem o processo de instalação, possuem maior risco de incrustação biológica por causa da proximidade com a zona fótica e pode representar perigo para o tráfego de navios (Polagye & Previsic, 2010).

A profundidade de implantação dessa tecnologia varia de áreas que possuem profundidade entre 10 a 100 metros. A localização da profundidade em que a turbina deve ser implantada varia de acordo com o perfil do fluxo de corrente e com as características do solo oceânico, isso influencia a energia cinética disponível nas correntes marítimas. (ABPmer, 2007)

A velocidade das correntes marítimas diminui na parte inferior da coluna d'água devido a efeitos de atrito influenciados pelo assoalho oceânico. Logo, turbinas marítimas não devem ser colocadas próximas ao solo oceânico, pois podem sofrer redução na produção de energia devido ao comportamento do fluxo de corrente marítima. O estudo do perfil do fluxo de correntes marítima da região é necessário para especificar detalhadamente a localização da profundidade da turbina na coluna d'água. (ABPmer, 2007)

Estudos feitos dentro desse campo de tecnologia sugerem que a turbina não deve ser colocada abaixo dos 25% de altura da coluna d'água (Bahaj & Myers, 2004). Esses resultados são reforçados por estudos que sugerem que a porção média da coluna d'água contém maior probabilidade de haver fluxo de corrente

marítima uniforme. A Figura (3) mostra um fluxo de corrente vertical idealizado para o fundo do mar liso.

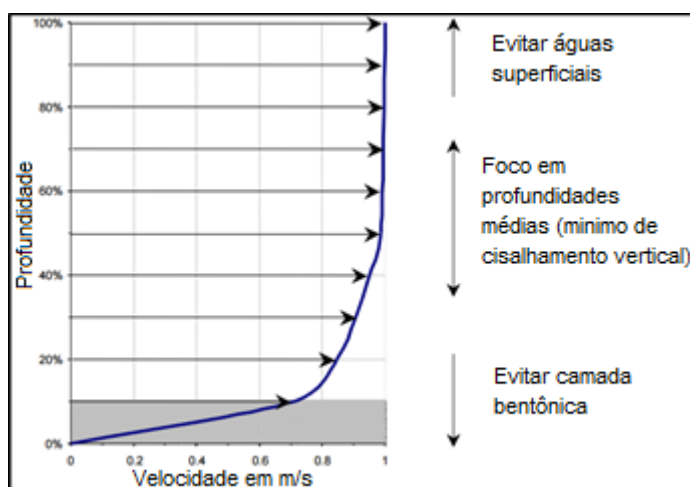


Figura 3. Fluxo de corrente vertical idealizado. Fonte: Adaptado de ABPmer, 2016.

## 2.5. PLANTAS COMERCIAIS

Atualmente o desenvolvimento da tecnologia para extração de energia através de correntes marítimas presentes no oceano encontra-se em estágio inicial. A maioria das instalações existentes está em fase de teste e sua escala é muito menor que a escala comercial. O projeto 'Verdant Power RITE', envolve um arranjo de seis turbinas distribuídas em três linhas com duas turbinas, porém sua duração e tamanho ainda não permite que seja considerado como uma planta comercial (Polagye & Previsic, 2010).

Existe a expectativa que no verão de 2016 haja a implantação de cinco turbinas marítimas na Grã-Bretanha, o local de implantação está entre duas ilhas conhecidas como Skerries e Camel Head, a menos de 1 km da costa de Anglesey, em profundidade de coluna d'água entre aproximadamente 20 a 40 metros (MCT, 2015).

As plantas comerciais podem ser classificadas em termos de potência como: (Pascoa, 2014)

- Central de pequena escala  $\geq 3 \text{ MW} < 20 \text{ MW}$ ;
- Central de média escala  $\geq 20 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$ ;
- Central de larga escala  $\geq 50 \text{ MW}$ .

No presente trabalho será considerada uma central de média escala de 30 MW. A instalação dessas turbinas e posicionamento entre elas quando se trata de uma



planta comercial está relacionada com o diâmetro do rotor ( $d$ ), como é mostrado pela Figura (4).

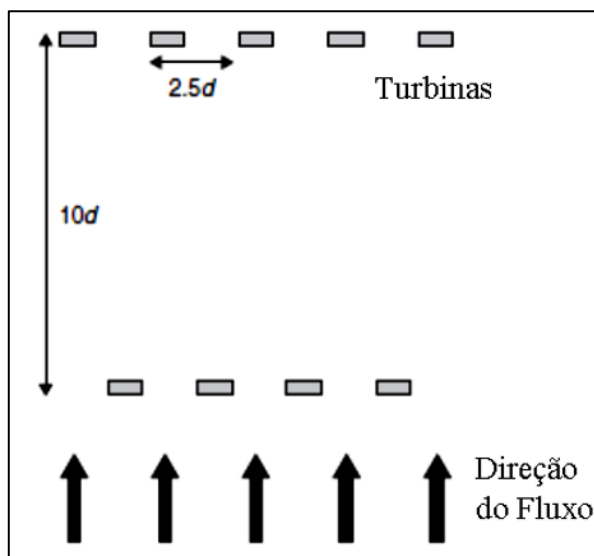


Figura 4. Espaçamento entre dispositivos. Fonte: EMEC, 2009

## 2.6. TIPOS DE TURBINAS MARÍTIMAS

Nessa seção serão discutidos os diferentes tipos de turbinas marítimas para obter energia atrás de correntes oceânicas. Com o intuito de comparação, a potência fornecida pela turbina é dada em relação à velocidade de corrente de  $2.5 \text{ m s}^{-1}$ .

### 2.6.1. HS300 – Hammerfest-Strom (Hammerfest, Noruega)

A HS300 é uma turbina com rotor de eixo horizontal e três pás (Figura 5). O rotor possui um alinhamento fixo. O equipamento foi instalado como um protótipo em 2003 em uma profundidade de 50 metros em Kvalsundet na Noruega. Não há informações públicas sobre as especificações do projeto. O protótipo está conectado a linhas de transmissão pública e tem funcionado com sucesso desde que foi instalado.



Figura 5. Instalação do HS300 da Hammerfast-Strom. Fonte: SPR, 2015.

### **2.6.2. SeaGen S – SeaGen (Stranford Lough, Norte da Irlanda)**

A turbina de correntes marítimas da SeaGen possui um rotor com eixo horizontal e duas pás (Figura 6). O ângulo dos rotores é controlado para otimizar a coleta de energia das correntes marinhas e minimizar as forças que atuam na estrutura. Atualmente a SeaGen S esta em funcionamento e como pode-se observar na Figura (6) é possível elevar a turbina para realizar reparos devido a estrutura de suporte construída (MCT).

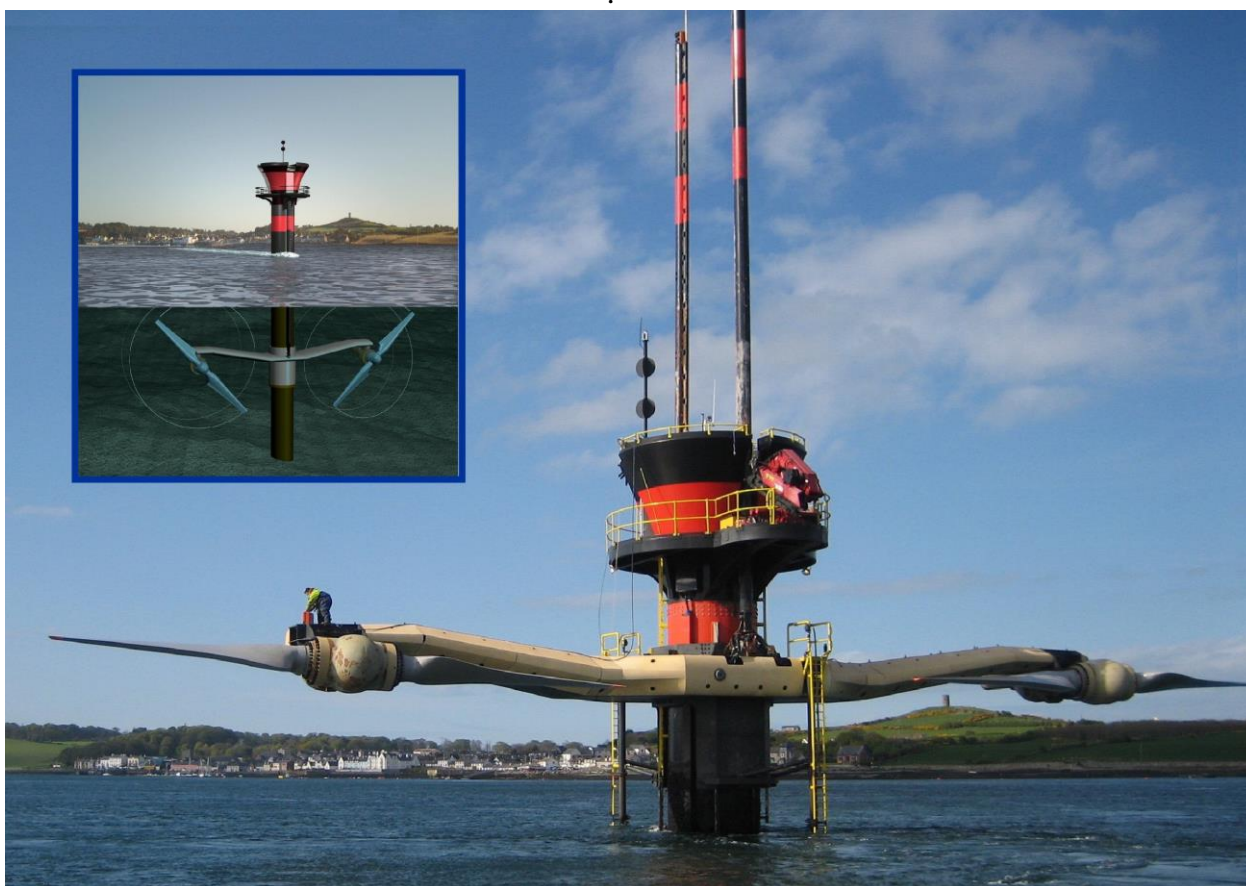


Figura 6. SeaGen S. Fonte: MCT, 2015

As especificações do projeto encontram-se na Tabela (2).

Tabela 2. Especificações da turbina SeaGen S. Fonte: Polagye & Previsic, 2010

| Especificações                                      | Valores                                 |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| <b>Rotores por Turbina</b>                          | 2                                       |
| <b>Diâmetro do Rotor</b>                            | 16 m                                    |
| <b>Área coberta pelo rotor por turbina</b>          | 402 m <sup>2</sup>                      |
| <b>Eficiência da água para o fio de transmissão</b> | 50%                                     |
| <b>Velocidade mínima para funcionamento</b>         | 0.7 m s <sup>-1</sup>                   |
| <b>Potência fornecida a 2.5 m s<sup>-1</sup></b>    | 1600 kW                                 |
| <b>Rotação máxima</b>                               | 14.3 rpm                                |
| <b>Altura máxima (em relação à superfície)</b>      | 11 m                                    |
| <b>Fluidos Hidráulicos ou Lubrificantes</b>         | 110 L (lubrificante da caixa de câmbio) |
| <b>Peso total do equipamento</b>                    | 900 toneladas (no ar)                   |
| <b>Área de contato com o solo oceânico</b>          | 3 m <sup>2</sup>                        |
| <b>Intervalo de Manutenção Estimado</b>             | 24 meses                                |
| <b>Tempo de vida útil</b>                           | 20+ anos                                |

### 2.6.3. TidGen – Ocean Renewable Power Company (Maine, Estados Unidos)

A Ocean Renewable Power Company (ORPC) TidGen é um turbina de fluxo cruzado como nas Figuras (7) e (8). A geração de energia ocorre a partir de um gerador de acionamento direto e de velocidade variável. Esse equipamento pode ser fixado no solo marinho tanto por uma estrutura fixa no solo ou por um sistema de amarras flutuantes tensionadas, a escolha da fundação vai depender das condições do local de implantação da turbina. O ORCP possui um protótipo do TidGen localizado nos Estados Unidos em Maine.

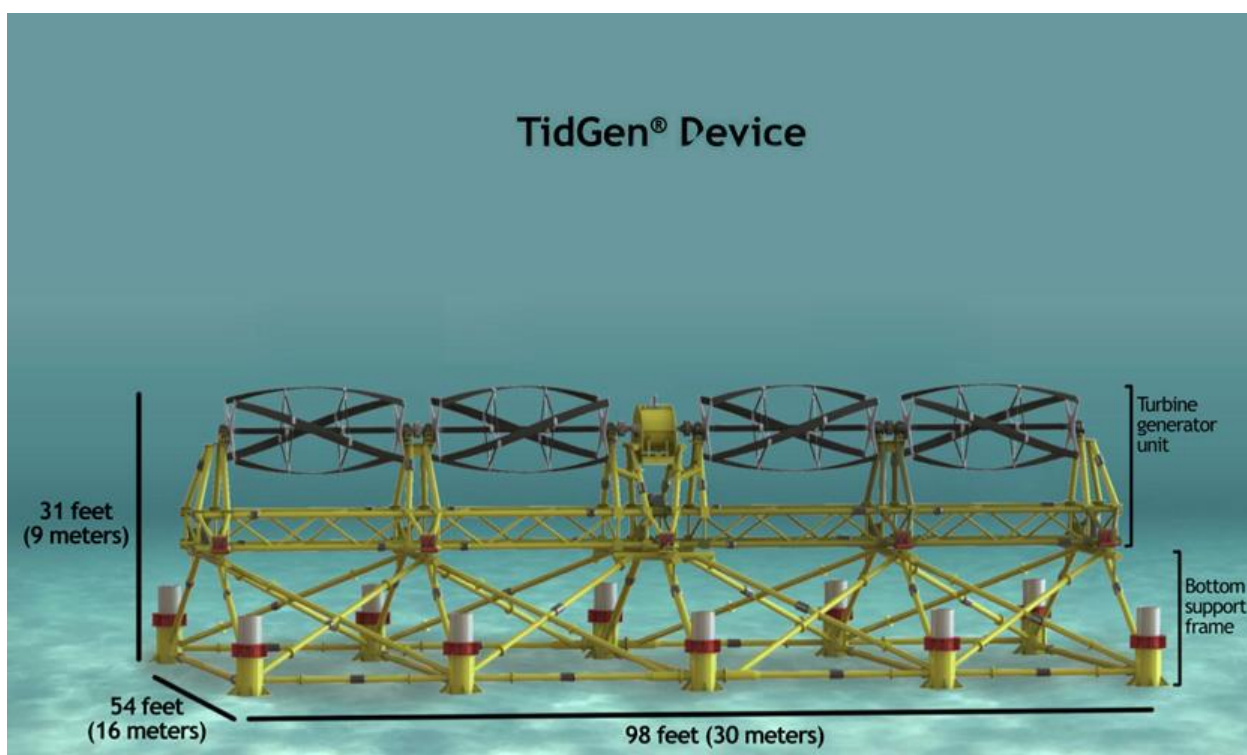


Figura 7. Turbina TidGen representação computacional com suas dimensões em pés e metros de comprimento. Fonte: ORPC, 2015.

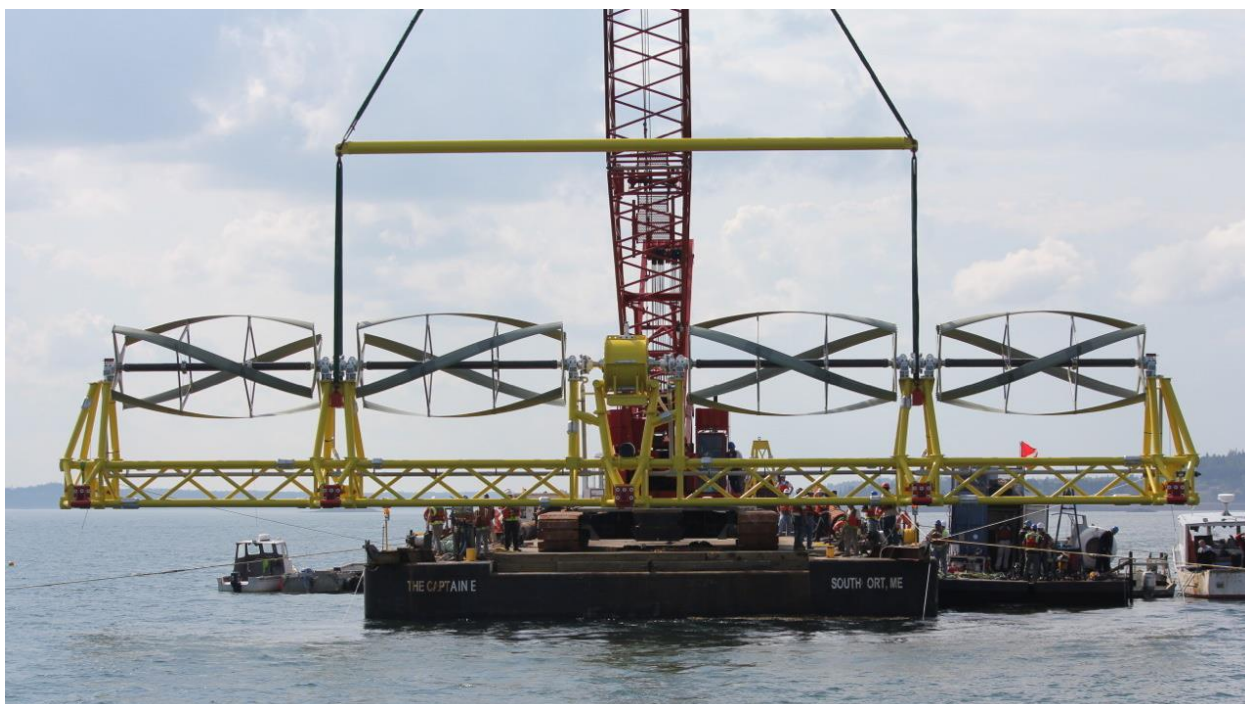


Figura 8. Turbina TidGen sendo instalada em Cobscook Bay, Maine. Fonte: ORPC, 2015.

A Tabela (3) possui as especificações da turbina TidGen.

Tabela 3. Especificações da turbina TidGen - ORPC. Fonte: Polagye & Previsic, 2010

| <b>Especificações</b>                               | <b>Valores</b>              |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------|
| <b>Rotores por Turbina</b>                          | 4                           |
| <b>Diâmetro do Rotor</b>                            | 2.6 m                       |
| <b>Comprimento do Rotor</b>                         | 5.6 m                       |
| <b>Área coberta pelo rotor por turbina</b>          | 58 m <sup>2</sup>           |
| <b>Eficiência da água para o fio de transmissão</b> | 30%                         |
| <b>Velocidade mínima para funcionamento</b>         | 1 m s <sup>-1</sup>         |
| <b>Potência fornecida a 2.5 m s<sup>-1</sup></b>    | 140 kW                      |
| <b>Rotação máxima</b>                               | 40 rpm                      |
| <b>Altura máxima (em relação ao solo oceânico)</b>  | 10 m                        |
| <b>Fluidos Hidráulicos ou Lubrificantes</b>         | 0.09 L (graxa de rolamento) |
| <b>Peso total do equipamento</b>                    | 60 toneladas (no ar)        |
| <b>Área de contato com o solo oceânico</b>          | 11 m <sup>2</sup>           |
| <b>Intervalo de Manutenção Estimado</b>             | 12 meses                    |
| <b>Tempo de vida útil</b>                           | 15 anos                     |

#### 2.6.4 Open-Center Turbine – OpenHydro (Minas Passage, Nova Escócia)

A turbina Open-Centre possui rotor de eixo horizontal e pás fixas como mostrado nas Figuras (9) e (10). A geração de energia é feita a partir de um gerador magnético de acionamento direto e de velocidade variável que se encontra incorporado à estrutura que circunda as pás e o rotor. A turbina está fixada ao solo do oceano pela ação da gravidade sobre seu peso.



Figura 9. Turbina Open Center sendo instalada em Bay of Fund na Nova Escócia. Fonte: DCNS, 2015.

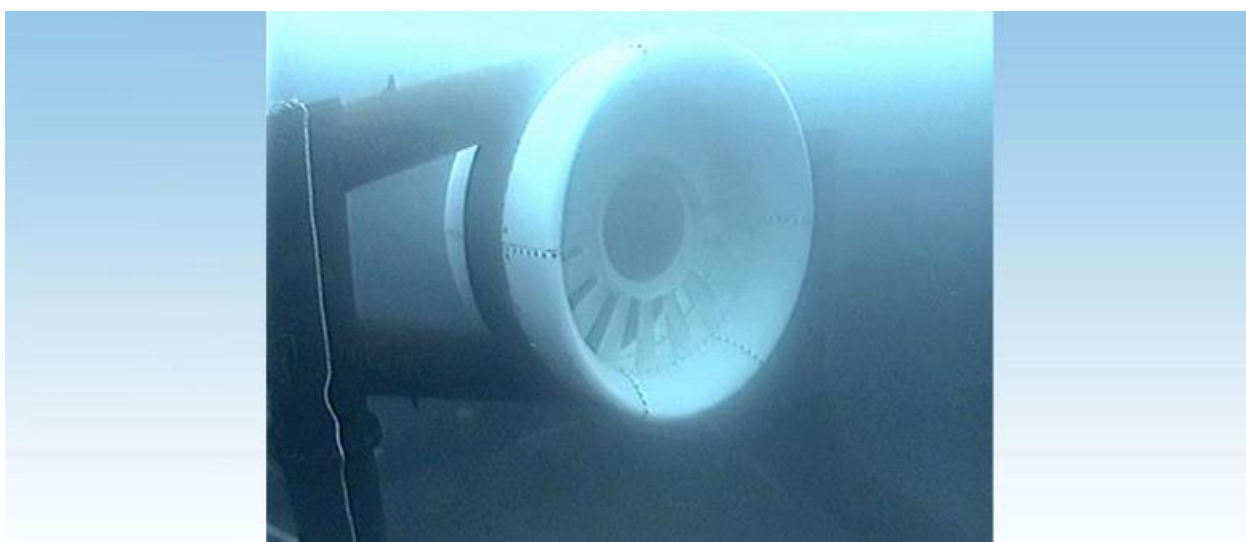


Figura 10. Turbina Open Center já instalada no solo oceânico. Fonte: DCNS, 2015.

Especificações da turbina Open Center (potência de pico igual a 1 MW) colocado em Bay of Fund na Nova Escócia segue na Tabela (4):

Tabela 4. Especificações da turbina Open Center. Fonte: Polagye & Previsic, 2010

| <b>Especificações</b>                               | <b>Valores</b>        |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|
| <b>Rotores por Turbina</b>                          | 1                     |
| <b>Diâmetro do Rotor</b>                            | 10 m                  |
| <b>Área coberta pelo rotor por turbina</b>          | 78 m <sup>2</sup>     |
| <b>Eficiência da água para o fio de transmissão</b> | 30%                   |
| <b>Velocidade mínima para funcionamento</b>         | 0.7 m s <sup>-1</sup> |
| <b>Potência fornecida a 2.5 m s<sup>-1</sup></b>    | 200 kW                |
| <b>Rotação máxima</b>                               | 40 rpm                |
| <b>Altura máxima (em relação ao solo oceânico)</b>  | 10 m                  |
| <b>Fluidos Hidráulicos ou Lubrificantes</b>         | 0 L                   |
| <b>Peso total do equipamento</b>                    | 360 toneladas (no ar) |
| <b>Área de contato com o solo oceânico</b>          | 10 m <sup>2</sup>     |
| <b>Intervalo de Manutenção Estimado</b>             | 24 meses              |
| <b>Tempo de vida útil</b>                           | 25 anos               |

## 2.7. EFEITOS AMBIENTAIS

Inicialmente é necessário distinguir entre efeitos ambientais e impactos ambientais. Efeitos ambientais são caracterizados como um amplo espectro de interações mensuráveis entre as turbinas marinhas e o meio ambiente oceânico. Impactos ambientais caracterizam-se como efeitos com alta certeza de influência ecológica sobre o ambiente (Boéler et al., 2010).

Pouco é conhecido sobre potenciais impactos ambientais dos equipamentos utilizados para obter energia através das correntes marítimas (DOE, 2009). Um número limitado de equipamentos foram testados no solo oceânico. (Polagye & Previsic, 2010).

Perturbações serão mais intensas no período de construção devido à quantidade de sons produzidos, que dependendo do intervalo de frequência podem afetar a vida marinha. As estruturas elétricas são aterradas no solo do oceano e são compostas por cabos de transmissão irão produzir um campo magnético que pode afetar organismos marinhos, principalmente peixes eletro-sensíveis. (Inger, 2009)

Efeitos ecológicos indiretos que podem resultar da utilização de equipamentos capazes de gerar energia através das correntes marinhas são: alteração das

correntes e correntes marinhas, alteração do substrato, transporte de sedimentos e deposição, alteração do habitat de organismos bentônicos (animais marinhos que vivem em contato com o substrato oceânico e não possui capacidade plena de natação), ruído durante a construção, emissão de campos eletromagnéticos, efeitos tóxicos de tintas, lubrificantes e revestimento anti-incrustante, interferência nos padrões de migração dos piscianos. (Gill, 2005).

### **2.7.1. Efeitos ambientais durante instalação**

Durante a instalação de turbinas marinhas, os principais efeitos sobre o ambiente é o aumento de ruídos e o aumento da perturbação no local associado a instalação de âncoras e cabos de transmissão. A área perturbada pela instalação dependera do número de turbinas e do tipo de fundação. Caso a fundação seja feita através da perfuração do solo oceânico, o nível de ruído provavelmente excederão os valores limiares para peixes e mamíferos marinhos (MMS, 2007).

### **2.7.2. Efeitos ambientais durante operação**

Os principais efeitos causados pelo funcionamento das turbinas está associado ao movimento das pás das turbinas e a conversão de energia mecânica em eletricidade que será transmitida para o continente. A maioria das turbinas serão monitoras remotamente para avaliar o desempenho, a integridade estrutural e indicadores ambientais, como ruídos, correntes e atividades de animais marinhos (Polagye & Previsic, 2010).

### **2.7.3. Efeitos ambientais positivos**

Turbinas marítimas possuem menor impacto sobre o solo marinho que plantas de energia eólica, pois as turbinas podem ser suspensas na coluna de água e ficam encoradas ao solo marinho apenas durante funcionamento. (Inger, 2009)

Estruturas colocadas no solo marinho tendem a atrair diversas formas de organismos marinhos, formando recifes artificiais. Os recifes artificiais podem ser usados para atrair pesca, para reabilitar o habitat, para proteção costeira e para atrair ecoturismo. A presença de estruturas como turbinas ancoradas demonstram aumentar tanto a densidade como a biomassa de peixes, comparado a áreas de solo macio e até mesmo recifes naturais. (Inger, 2009)



## 2.8. QUESTÕES ECONOMICAS

A energia das correntes do oceano é gerada através da energia cinética disponível no fluxo de correntes marítimas. No caso do Brasil, podemos citar a Corrente Equatorial como uma das principais em relação à energia cinética disponível na mesma. Esse tipo de modal para geração de energia apresenta um menor índice de incerteza se comparada a outros métodos de geração de energia tais como: eólica, solar e maremotiz, tendo elevada capacidade de carga que é resultante da alta densidade do fluido. (Bahaj, 2011; Zodiastis et al., 2014).

Em 2000, a empresa 'Blue Energy, Inc', estimou que as correntes oceânicas globais tem capacidade de gerar 450 GW, representando assim um mercado de aproximadamente 550 bilhões de dólares, considerando o preço do KWh igual a US\$ 0.1395, ou seja, aproximadamente R\$ 0.50 (Finkl et al., 2009).

As questões levantadas nesta etapa são: existem locais no litoral brasileiro adequados para o desenvolvimento de geração de energia pelas correntes marítimas? Se sim, onde ficam esses locais?

Os dados obtidos pelo WOCE são de extrema importância para seleção desses locais adequados. O objetivo dessa seção é utilizar esses dados para determinar possíveis locais que sejam tecnicamente e economicamente viáveis para geração de energia através das correntes que compõem o litoral brasileiro.

Existem três métodos para calcular os custos de geração de energia através de turbinas marítimas: o custo por potência nominal do dispositivo (custo/MW), o custo por tamanho da unidade do dispositivo (custo/unidade de área) e o custo por unidade de energia gerada (custo/kWh). (Rourke et al., 2009)

Nas subseções seguintes serão discutidos métodos para o cálculo do custo/MW e também para o cálculo do custo/kWh.

### 2.8.1. Custo Por Potência Nominal (Custo/MW)

O método mais preciso para calcular os custos por potência nominal é através do custo do ciclo de vida (CCV). O método CCV incorpora todas as despesas e os rendimentos ao longo do tempo de vida em um único custo de modo a possibilitar a avaliação econômica da tecnologia. A Eq. 7 mostra como o cálculo do CCV é feito para qualquer tecnologia de energia. (Rourke et al., 2009)

$$CCV = C_c + C_{O\&M} + Comb + C_{ext} + VR \quad (7)$$

Na qual:

- $C_C$  é o custo de capital da tecnologia total, considerado como um único pagamento que ocorre no primeiro ano do projeto independentemente das condições de financiamento.
- $C_{O\&M}$  são os custos de operação e manutenção baseado anualmente, incluindo salários, inspeções e seguro.
- $Comb$  é o custo anual com combustíveis.
- $C_{ext}$  são os custos externos, incluindo que inclui custos de danos e de prevenção de prejuízos
- $VR$  é o valor residual da tecnologia no seu ano final do ciclo de vida.

A partir do método CCV o custo por potência nominal (custo/KW) pode ser calculado através da divisão do resultado do CCV pela potência nominal.

O custo por potência nominal (custo/MW) estimado para uma usina de turbinas hidrocínética marítimas no Reino Unido em 2007 durante o período de 25 anos está na Tabela (5). Os valores estão na moeda brasileira, o Real e foram obtidos por Rourke et al. (2009) através do CCV.

Tabela 5. Custo por potência nominal no Reino Unido em 2007. Fonte: Rourke et al., 2009.

| Item de Custo                                | Ângulo de Passo Fixo | Ângulo de Passo Variável |
|----------------------------------------------|----------------------|--------------------------|
| <b>Custo inicial de Implantação</b>          | R\$ 19,338,464.31    | R\$ 19,338,464.31        |
| <b>Equipamento Offshore</b>                  | R\$ 23,206,157.17    | R\$ 23,206,157.17        |
| <b>Equipamentos Onshore</b>                  | R\$ 11,603,078.59    | R\$ 11,603,078.59        |
| <b>Montagem</b>                              | R\$ 23,206,157.17    | R\$ 24,946,618.96        |
| <b>Unidade de Substituição de Linha</b>      | R\$ 116,030,785.87   | R\$ 124,733,094.81       |
| <b>O&amp;P de rotina</b>                     | R\$ 74,163,144.71    | R\$ 79,700,659.82        |
| <b>Serviços não programados</b>              | R\$ 561,331.16       | R\$ 601,091.04           |
| <b>Custos de funcionamento anuais</b>        | R\$ 21,095,294.18    | R\$ 21,095,294.18        |
| <b>Custo de desativação por unidade</b>      | R\$ 3,867,692.86     | R\$ 3,867,692.86         |
| <b>Total</b>                                 | R\$ 293,072,106.02   | R\$ 309,092,151.73       |
| <b>Custo por potência nominal (custo/MW)</b> | R\$ 9,769,070.20     | R\$ 10,303,069.66        |

### 2.8.2. Custo Por Unidade De Energia Gerada (Custo/kWh)

O custo por kWh é melhor para avaliar economicamente o custo de uma turbina marítima, pois permite avaliar se a geração de eletricidade através dessa tecnologia é economicamente viável. Isso ocorre se o custo de geração de eletricidade for menor que a tarifa disponível. (Khan et al., 2008) O preço de venda

de energia elétrica depende não só do custo de geração, mas também de vários outros fatores que afetam ao mercado, tais como impostos.

Um excelente método para calcular o custo por kWh é através do cálculo do custo nivelado de energia (CNE). O CNE é basicamente uma avaliação econômica dos custos associados com a geração energia elétrica durante um determinado intervalo de tempo, no caso avaliado neste trabalho o período será de 20 anos. Este método expressa os custos que ocorrem em intervalos irregulares de tempo como se fossem pagamentos iguais em intervalos regulares. Este método é frequentemente usado para comparar tecnologias energéticas emergentes contra as de uso mais difundido. (Rourke et al., 2009)

A expectativa é que com o crescimento do mercado de energia renovável através de correntes marítimas o custo capital dessa tecnologia diminua consideravelmente. A diminuição dos custos para implementação de turbinas marítimas esta relacionada com o desenvolvimento de estudos na área que impulsionem o interesse e evolução dessa tecnologia, assim como ocorreu com as turbinas eólicas e a energia obtida através de células fotovoltaicas. Esta redução de custo não é visível no atual estágio de desenvolvimento das turbinas que convertem a energia cinética das correntes do oceano em energia elétrica. (Rourke et al., 2009)

O alto custo de geração de energia através dessa tecnologia é devido ao estágio inicial do seu desenvolvimento, é esperado que haverá uma diminuição nos custos assim como ocorreu com outras tecnologias ao longo do tempo.

Neste trabalho a análise do custo de implantação de uma usina de turbinas hidrocínética marítimas será feito considerando o valor do kWh para a realidade brasileira.

De acordo com Bedard et al. (2006) o valor do kWh para este modal será de R\$ 0.41, para Finkl et al. (2009) o valor será de R\$ 0.50, enquanto Rourke et al. (2009) estima um valor de R\$ 0.34. O valor do kWh cobrado atualmente no Brasil é de R\$ 0.46, tarifa média cobrada desde abril de 2016, disponível website da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>). Portanto, foi escolhido como estimativa que o valor do kWh deste modal seja de R\$ 0.50, para produção de energia através das correntes do oceano.

### 3. FONTE DE DADOS

Os dados utilizados por este trabalho foram obtidos através do experimento mundial de circulação oceânica (WOCE). As propriedades e características específicas desses dados serão discutidas detalhadamente nas subseções desse capítulo.

#### 3.1. EXPERIMENTO MUNDIAL DE CIRCULAÇÃO OCEÂNICA

A metodologia utiliza dados obtidos através do esforço global conhecido como Programa Global de Bóias (GDP) que possui como objetivo liberar bóias em diferentes regiões do oceano para coleta de dados e distribuí-los online com controle de qualidade uniforme e com qualidade para pesquisa científica.

O GDP é o principal componente da Rede Global de Boias, um ramo da Administração Nacional do Oceano e Atmosfera dos Estados Unidos (NOAA), do Sistema Global de Observações Oceânicas – GOOS e um projeto científico do Painel de Cooperação de Dados das Bóias (DBCP).

Os dados obtidos são do Oceano Atlântico no período de 1990 a 2011 e estão disponíveis publicamente no site de Pescas e Oceanos do Canadá (<http://www.pac.dfo-mpo.gc.ca/index-eng.html>).

Os dados coletados pelas bóias do WOCE incluem os seguintes aspectos das correntes superficiais do oceano: temperatura, latitude, longitude, componente leste da corrente,  $\dot{E}$ , componente norte da corrente,  $\dot{N}$ , ano, mês, dia, hora e minuto em que o dado foi gerado.

##### 3.1.1. Características físicas das bóias

As bóias lançadas no oceano são compostas por uma boia de superfície esférica e um drogue (âncora) de subsuperfície, ligado por uma longa corda fina impregnada com Poliuretano. As velocidades medidas pelas bóias e as outras propriedades, são enviadas por um transmissor para os satélites que passam no local. O drogue domina a área total do instrumento e está centrada a uma profundidade de 15 metros abaixo da superfície do mar (Figura 11).

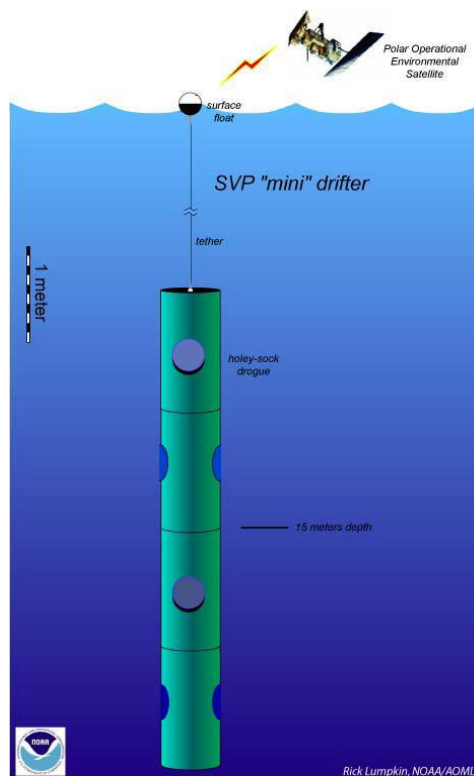


Figura 11. Ilustração de uma boia transmitindo mensagem a um satélite. Fonte: CLS, 2014

Uma boia pesa 20 kg, contendo quatro pacotes de sete D-células de bactéria alcalina, um transmissor, um termômetro e um sensor para verificar a presença da drogue. A vida-útil é em média 400 dias, tipicamente limitada pela vida-útil da bactéria. Outros fatores que podem prejudicar a vida-útil da boia e a perda da drogue ou no caso de ser capturado por redes de pesca. (Lupkin et al., 2010)

### 3.1.2. Coleta de dados feita pelas bóias

As bóias utilizam o sistema de satélites ARGOS para identificar sua localização. As bóias possuem um transmissor ARGOS certificado que envia mensagens periodicamente, a cada 90 a 200 segundos, por intermédio da frequência de  $401,650 \text{ MHz} \pm 30 \text{ kHz}$  para o satélite (a transmissão de cada mensagem leva menos de um segundo); a posição é calculada com base no efeito Doppler (CLS, 2014).

Os satélites ARGOS possuem uma órbita polar a 850 km acima da Terra, eles captam as mensagens transmitidas pelo transmissor das bóias e as armazenam 'on-board' para retransmiti-las em tempo real de volta a Terra para estações receptoras. O tempo necessário para completar uma volta em torno da Terra é de aproximadamente 100 minutos. Cada satélite possui um círculo de visibilidade de

aproximadamente 5000 km, captando simultaneamente todos os transmissores dentro desse diâmetro, como representado na Figura (12). (CLS, 2014).



Figura 12. Diâmetro de visibilidade do satélite. Fonte: CLS, 2014.

O período durante o qual o satélite pode receber mensagens do transmissor e equivalente ao tempo em que a plataforma se encontra dentro do diâmetro de 5000 km, ou seja, 10 minutos. Quando o satélite se aproxima de um transmissor a frequência medida pelo receptor de bordo é mais elevada do que a frequência transmitida real. Da mesma forma, quando o satélite está se afastando do transmissor o sinal recebido é menor que o sinal transmitido,. O cálculo da localização das bóias é feito por ARGOS dependendo do número de mensagens enviadas pelo transmissor durante a passagem do satélite. Os dois métodos utilizados são: Análise de Mínimos Quadrados ou Kalman Filtering (CLS, 2014).

No caso de o satélite recebe quatro ou mais mensagens do transmissor, o método a ser utilizado é a Análise de Mínimos Quadrados. Em primeiro lugar, a posição da plataforma (boia) é inicialmente estimada pelo cálculo da primeira e da segunda mensagem recolhidas através de uma única passagem do satélite. A partir destas duas mensagens, dois cones com o raio terrestre mais a altura do transmissor fornecem duas localizações possíveis (Figura 13). A localização com o erro residual mínimo é escolhida (CLS, 2014).

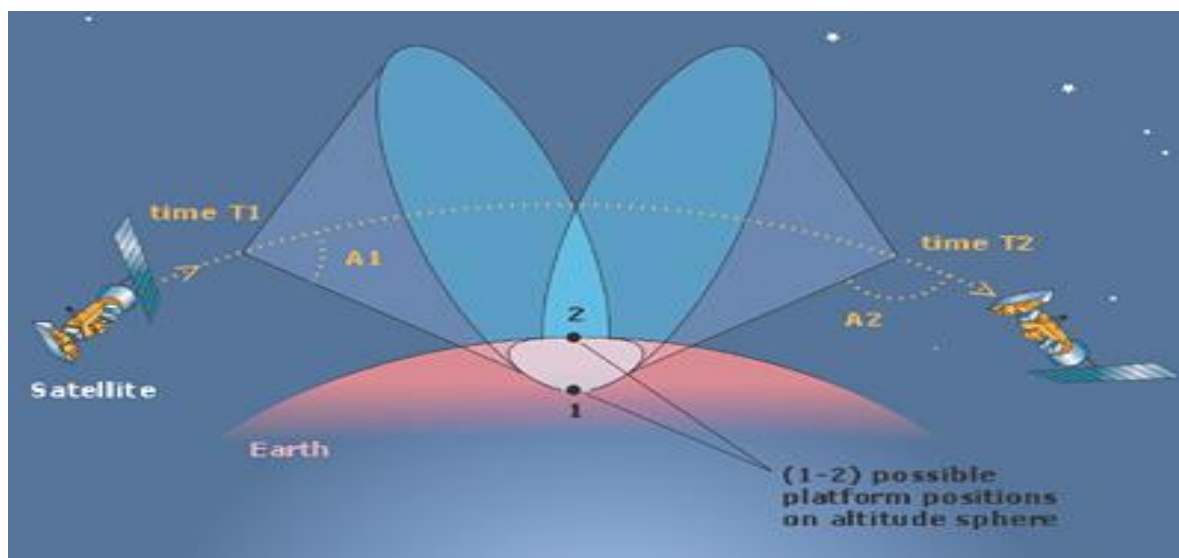


Figura 13. Princípio de Localização para Análise de Mínimos Quadrados. Fonte: CLS, 2014

No entanto, se apenas uma única transmissão é recebida, o método de filtragem de Kalman é utilizado para explicar a dinâmica da plataforma. Este filtro prevê primeiro a posição da plataforma com base na posição anterior e o modelo de movimento, e, em seguida, as estimativas dos erros usando medições de frequência adquiridas durante a passagem do satélite (CLS, 2014).

O sistema ARGOS de satélite possui cobertura mundial, com 70 estações receptoras distribuídas no mundo todo. As estações receptoras recebem dados enviados pelos satélites em tempo real e os retransmitem para centros de processamento de dados. (CLS, 2014)

As principais estações receptoras estão localizadas em: Wallops Island e Fairbanks nos Estados Unidos e Svalbard na Noruega, essas estações coletam todas as mensagens gravadas pelos satélites durante a passagem de sua órbita, garantido cobertura para toda a Terra. No caso de uma estação regional estar dentro do diâmetro de visibilidade do satélite, ela também recebe a mensagem em tempo real. A Figura (14) representa a distribuição de estações receptoras pelo mundo (CLS, 2014).



Figura 14. Distribuição de Estações Receptoras pelo mundo. Fonte: CLS, 2014.

### 3.1.3. Processamento dos dados

Existem dois centros de processamento ARGOS, um está localizado próximo da cidade de Toulouse no Sudoeste da França e o outro está localizado próximo de Washington DC nos Estados Unidos. Uma vez que os dados chegam aos centros de processamento a localização dos das bóias é automaticamente calculada e disponibilizada.

Os centros de processamento global realizam as seguintes tarefas: verificação da qualidade da mensagem, verificação do nível de recepção, reconhecimento do número de identificação do transmissor, mensuração da extensão da mensagem recebida e identificação do valor da frequência do receptor, conversão do tempo de recebimento da mensagem para tempo universal coordenado (UTC), classificação da mensagem pelo número da plataforma e por ordem cronológica e por fim o processamento de dados.

Este trabalho utilizou 21 anos de dados disponíveis publicamente no banco de dados da WOCE (Fisheries and Ocean Canada, 2015) e pelo centro de pesquisa 'The NOAA Drifter Data Assembly Center', no total são analisados 601830 dados. Os dados incluem informações como: latitude, longitude e velocidade da corrente próxima à superfície disponível em incrementos de seis horas. Os intervalos de tempo de seis horas decorrem do processamento dos dados através de



interpolação, utilizando o procedimento de interpolação conhecido como krigagem. (Fisheries and Ocean Canada, 2015).

A técnica krigagem foi aplicada aos dados de séries temporais unidimensionais, incluindo a latitude, a longitude, a velocidade da corrente de superfície, e a temperatura da superfície do mar (Hansen et al., 1995). A localização da boia (latitude e longitude) é calculada de acordo com a Eq. (1):

$$x_0^* = \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad (1)$$

na qual  $x_i$  estão os valores observados pelo WOCE e  $w_i$  é um fator de ponderação calculado para minimizar a diferença média-quadrada entre os valores reais e as suas estimativas nos pontos de interpolação.

O erro associado a esta abordagem é quantificado através da utilização da variância ( $\sigma$ ) que é calculado como na Eq. (2):

$$\sigma_k^2 = \sum_{i=1}^n w_i S_{0i} + \lambda \quad (2)$$

na qual  $S_{0i}$  é a função de estrutura para dados sem erros em relação ao ponto  $x_0$  interpolado e relativo ao valor  $x_i$  observado.  $\lambda$  é a restrição de um multiplicador Lagrangeano.

## 4. METODOLOGIA

A seguir serão descritos os dados utilizados para caracterizar as correntes superficiais do oceano assim como duas técnicas de avaliação para determinar áreas do litoral brasileiro com elevada energia cinética, as quais serão propícias a implantação de turbinas para extração de energia.

### 4.1. FLUXO DE ENERGIA CINÉTICA

As técnicas de processamento de dados nesta seção utilizam os dados das bóias disponibilizados pela WOCE como entradas: a localização (latitude e longitude) e velocidade (componentes norte e leste do vetor) são usados para determinar o Fluxo de Energia Cinética (FEC) da superfície do mar. O FEC é calculado para cada ponto de dados de acordo com a Eq. (3):

$$P = \frac{1}{2} \rho [\dot{N}^2 + \dot{E}^2]^{1.5} \quad (3)$$

onde  $P$  é o fluxo de energia cinética,  $\rho$  é a densidade da água do mar ( $1030 \text{ kg/m}^3$ ),  $\dot{N}$  é a componente norte da velocidade da corrente, e  $\dot{E}$  é a componente leste da velocidade da corrente.

Para calcular o fluxo de energia cinética média estes dados são calculados com base na localização medida em uma grade retangular. Esta grade é definida em incrementos fixos de latitude e longitude de acordo a partir de:

$$Lat(i) = Lat_{min} + i \cdot \delta Lat \Big|_{i=0}^{N-1} \quad (4)$$

$$Lon(j) = Lon_{min} + j \cdot \delta Lon \Big|_{j=0}^{M-1} \quad (5)$$

onde  $i$  é o número do bloco,  $Lat(i)$  é o bloco da latitude,  $Lat_{min}$  é a latitude mínima considerada,  $\delta Lat$  é o tamanho do incremento da latitude,  $j$  é o número de bloco longitude,  $Lon(i)$  é o bloco de longitude,  $Lon_{min}$  é a longitude mínima a ser considerada, e  $\delta Lon$  é o tamanho do incremento da longitude. O tamanho dos blocos foram definidos como  $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ . A potência média em cada combinação de bloco latitude / longitude acima é definida por:

$$P_{avg}(i, j) = P(k) \quad (6)$$

onde  $k$  é um contador que sequencialmente chama todos os pontos de dados disponíveis e  $P_{avg}(i, j)$  é definido como zero caso não haja pontos de dados disponíveis no bloco avaliado.

Para garantir a qualidade dos dados e eliminar valores extremos, os dados de velocidade são observados através de histogramas. Dessa maneira, valores que não estejam presentes na média das curvas são considerados como erros e são eliminados dos valores analisados.

#### 4.2. FATORES PARA SELEÇÃO DE LOCAIS

Os quatro fatores, em ordem de prioridade, que influenciam na seleção dos locais para operação de usinas de correntes marítimas são: (1) proximidade com a costa litorânea, (2) profundidade do mar, (3) estabilidade do fluxo de velocidade das correntes, e (4) alta velocidade de fluxo, respectivamente (Chang et al., 2015).

Usinas próximas ao litoral (entre 150 e 100 km de distância) e em profundidades rasas (são consideradas profundidades desejáveis entre 1000 e 2000 metros abaixo do nível do mar) requerem menores gastos em construção e manutenção. Fluxos de corrente marítima elevados (velocidades acima de no mínimo  $0.7 \text{ m s}^{-1}$ ) e fluxos de correntes estáveis fornecem maiores quantidades de energia. (Chang et al., 2015).

A distância da costa litorânea ( $L$ ) pode ser obtida através do software GeoMapApp (<http://www.geomapapp.org>), assim como a profundidade ( $D$ ). A ferramenta GeoMapApp utiliza como fonte de dados o 'Marine Geoscience Data System' que disponibiliza dados públicos online sobre o oceano global e margens continentais. Esse software foi desenvolvido pelo 'Lamont-Doherty Earth Observatory' da Universidade de Columbia. Os dados obtidos in situ sobre a localização e velocidade das bóias utilizadas pela WOCE estão disponíveis para download no site da organização 'Fisheries and Ocean Canada'.

O Brasil não possui a planta de uma usina oceânica desenhada para seu litoral e como consequência disso este trabalho dedica-se a aplicar a metodologia desenvolvida por Chang et al. (2015). Para analisar objetivamente os quatro fatores de seleção, define-se um índice  $I$  como: (Chang et al., 2015)

$$I = \sum_{i=1}^4 I_i w_i \quad (8)$$

em que  $w_i$  é fator de correção que será definido mais adiante de acordo com os resultados obtidos.

Tem-se que:

$$I_1 = [1 - (L/L_{m\acute{a}x})] , \text{ em que } 0 < L \leq L_{m\acute{a}x} \text{ e } L_{m\acute{a}x} > 0 \text{ [km]} \quad (9)$$

$$I_2 = [1 + (D/D_{m\acute{a}x})] , \text{ em que } D_{m\acute{a}x} \leq D < 0 \text{ e } D_{m\acute{a}x} < 0 \text{ [m]} \quad (10)$$

$$I_3 = \frac{P}{100\%} \quad (11)$$

$$I_4 = \frac{U}{U_{m\acute{a}x}} \quad (12)$$

Os  $I_1$  e  $I_2$  refletem o impacto deles nas despesas, do mesmo modo que  $I_3$  e  $I_4$  refletem o impacto deles na renda gerada pela usina. Dessa forma, o percentual de despesas é dividido igualmente entre os fatores de correção  $w_1$  e  $w_2$  e o percentual de renda gerado é dividido igualmente entre os fatores de correção  $w_3$  e  $w_4$ .

Aqui,  $P$  é a porcentagem de velocidade de corrente maiores que  $1.0 \text{ m s}^{-1}$ ;  $U$  e a velocidade da corrente. A escolha das constantes na Eq. (9), na Eq. (10) e na Eq. (12) está baseada em estudos citados anteriormente, são estes: Finkl et al. (2009) e Chang et al. (2015, p. 741) e também nos resultados de velocidade média máxima obtidos por este trabalho.

Os custos a serem considerados por esta metodologia são:

- Custos capitais podem ser separados em custo do dispositivo e o custo do local de implementação. Esses custos são aplicáveis uma única vez para o desenvolvimento de uma nova planta de energia de corrente marinha. Os custos do dispositivo são: os custos de turbina, os custos de estrutura, custos de máquinas eléctricas, custos dos sistemas de controle, custos de fundação ou de amarração, os custos de cabeamento, custos de entrega e os custos de montagem. Os custos específicos do local de implementação consistem em custos de design e especificações, custos de ligação à rede, custos de cabeamento, custos de instalação, custos de licenciamento de e comissionamento. (Rourke et al., 2009)

- Custos de operação e manutenção (O&M) são custos anuais que são compostos por serviços, seguro, telecomunicações, impostos e administração. (Rourke et al., 2009)

Essa metodologia foi implementada como código computacional desenvolvido pela aluna graduanda (Machado et al., 2016). O código estão escrito em MatLab no sistema operacional Windows.

## 5. RESULTADOS E ANÁLISE

Os resultados mostrados neste capítulo têm como objetivo mapear o litoral brasileiro para identificação de regiões que apresentem elevada velocidade de correntes marítimas e em seguida a seleção de locais apropriados para a implantação de turbinas para geração de energia através das correntes do oceano de acordo com a viabilidade técnica e econômica.

### 5.1. MAPEAMENTO LITORAL BRASILEIRO

A Figura (15) mostra o número de dados presentes em cada bloco de  $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ , observa-se que por todo o litoral brasileiro há entre 50 a 150 dados compondo os resultados de média de cada bloco - quantidade suficiente para aferir significância aos dados obtidos.

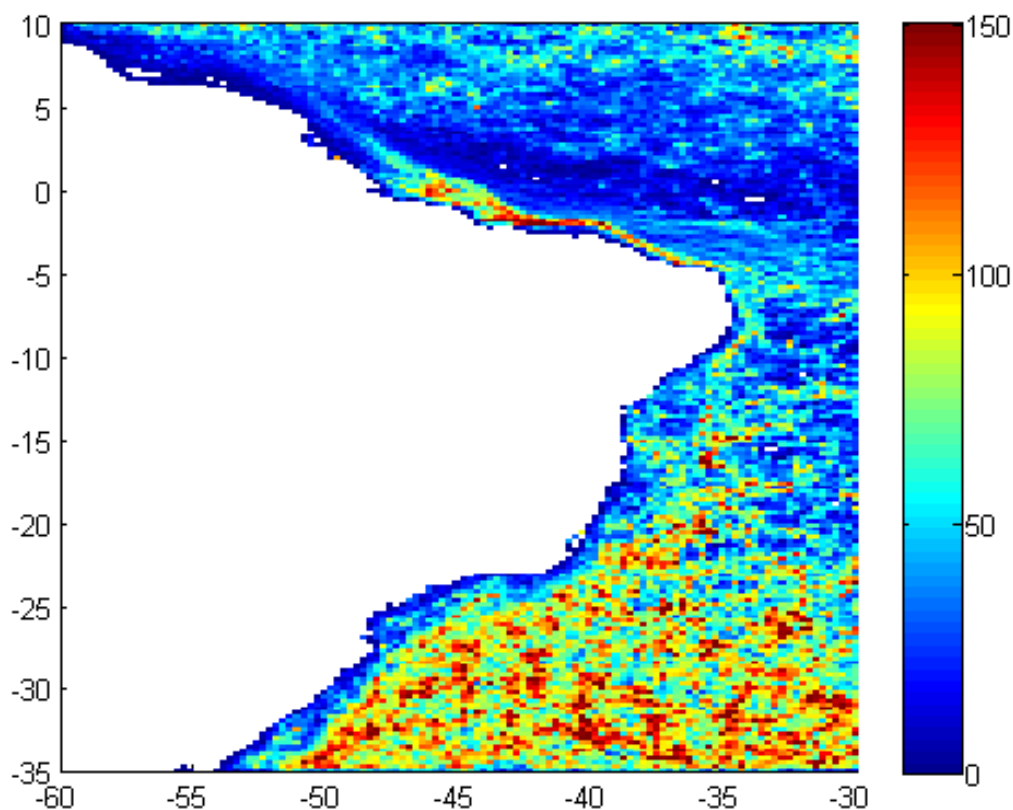


Figura 15. Número de pontos de dados dentro de cada bloco de  $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ . Fonte: Autora.

O centro de pesquisa e reunião de dados, conhecido como '*The NOAA Drifter Data Assembly Center*' (DAC) fornece dados com qualidade de controle para a medição da componente leste e norte de velocidade.

Antes da computação desses dados foi feito um processo de filtragem a partir de histogramas para eliminar qualquer valor fora da curva padrão. A Figura (16) mostra respectivamente o histograma da componente leste e da componente norte

de velocidade após aplicação do processo de filtragem. Foi necessário realizar esse processo de filtragem para retirar dados que eram fornecidos no valor de 999.999, pois foi estabelecido que dados nesse valor representam que o dado não foi aprovado pelo controle de qualidade do centro de pesquisa e reunião de dados.

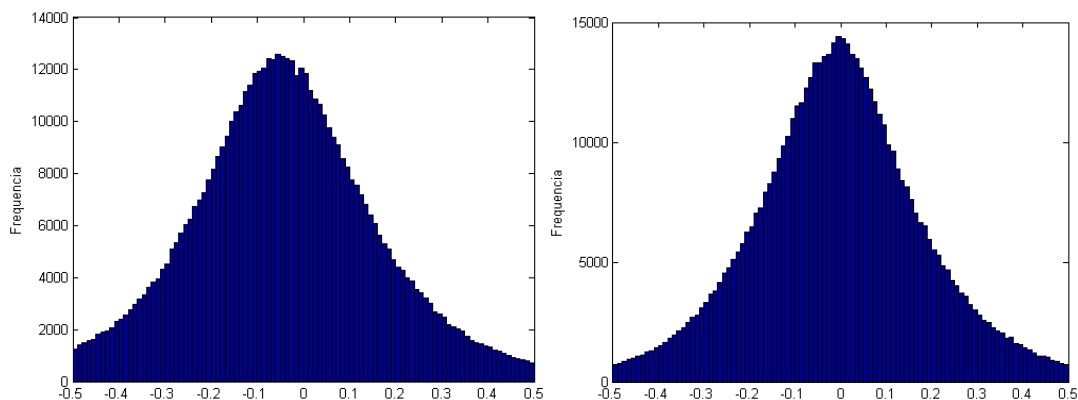


Figura 16. Histograma para componente de velocidade leste e norte. Fonte: Autora.

A velocidade média na área avaliada foi obtida através das medidas *in situ* feitas pelas bóias, como mostra a Figura (17). Sendo possível observar uma longa faixa ao longo de todo o litoral nordestino e alguns pontos no litoral do Rio de Janeiro e de São Paulo. Em todos esses locais destacados é possível observar velocidades médias entre  $1.2 \text{ m s}^{-1}$  e  $1.5 \text{ m s}^{-1}$ . Observa-se que todos os tipos de turbinas apresentadas anteriormente na seção 2.4 seriam capazes de funcionar nas áreas em destaque, dentro das condições de velocidade.

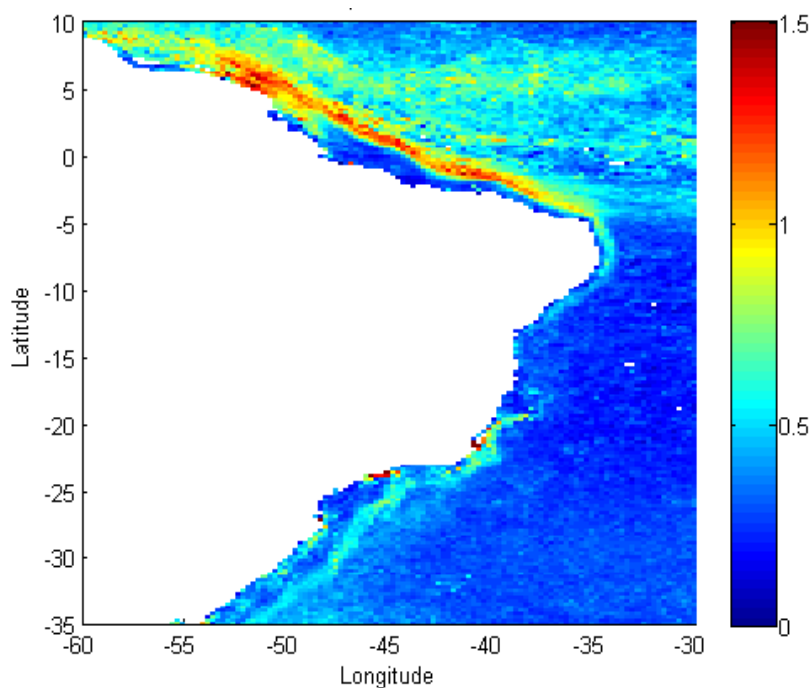


Figura 17. Velocidade média (unidade:  $\text{m s}^{-1}$ ) em  $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ . Fonte: Autora

A Figura (18) dá ênfase ao litoral nordestino, na qual toda a região em vermelho representa velocidade média acima de  $1.0 \text{ m s}^{-1}$ . A direção da corrente é representada pelas setas e está de acordo com o comportamento da Corrente Equatorial Norte. A direção com que a correnteza oceânica se move é importante para determinar o posicionamento das turbinas marítimas.

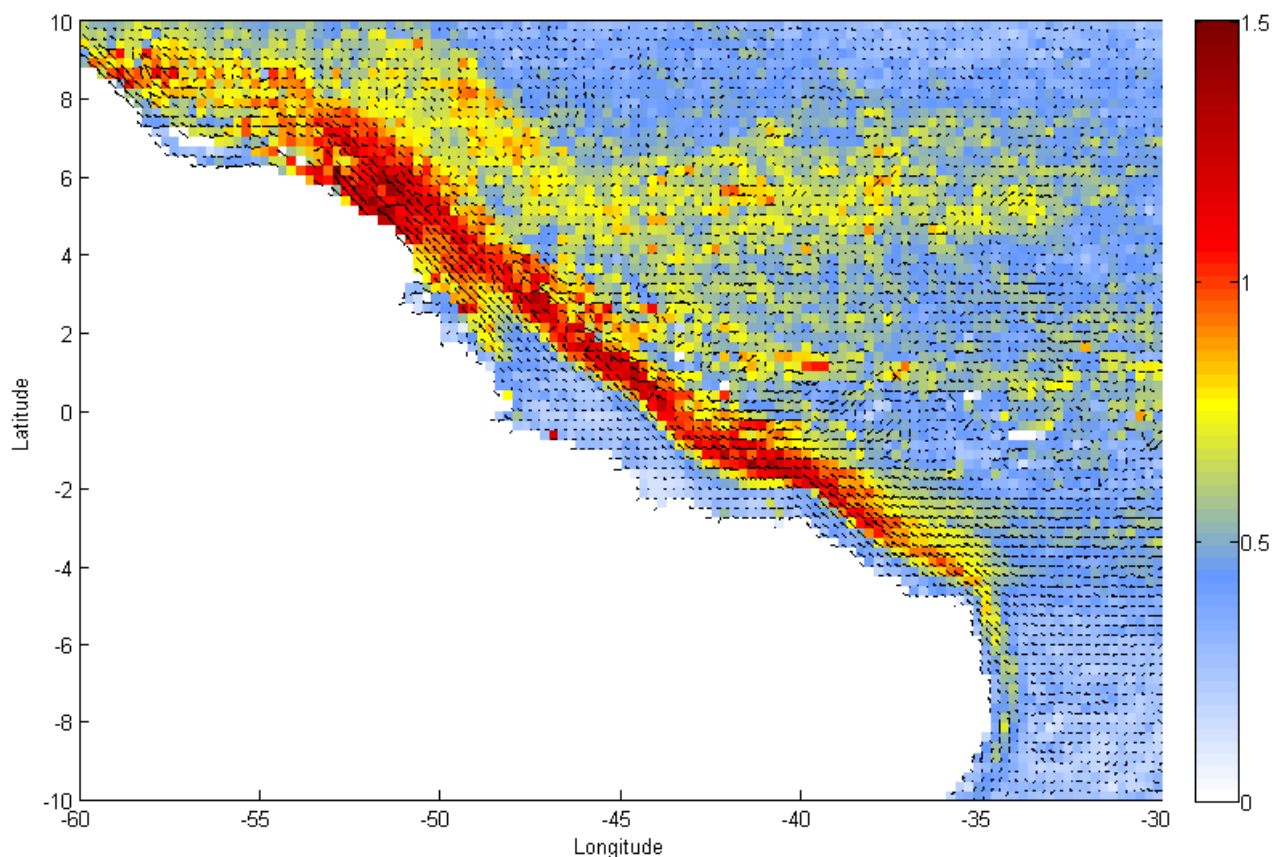


Figura 18. Velocidade média ( $\text{m s}^{-1}$ ) e direção da corrente no litoral nordeste do Brasil. Fonte: Autora.



Em comparação ao resultado obtido por este trabalho, tem-se a Figura (19) que representa o trabalho realizado por Lumpkin et al. (2013), que utiliza os mesmos dados e também analisa o litoral nordeste. É possível aferir que ambos os resultados revelam elevada velocidade de correntes oceânicas em grande parte do litoral nordestino brasileiro.

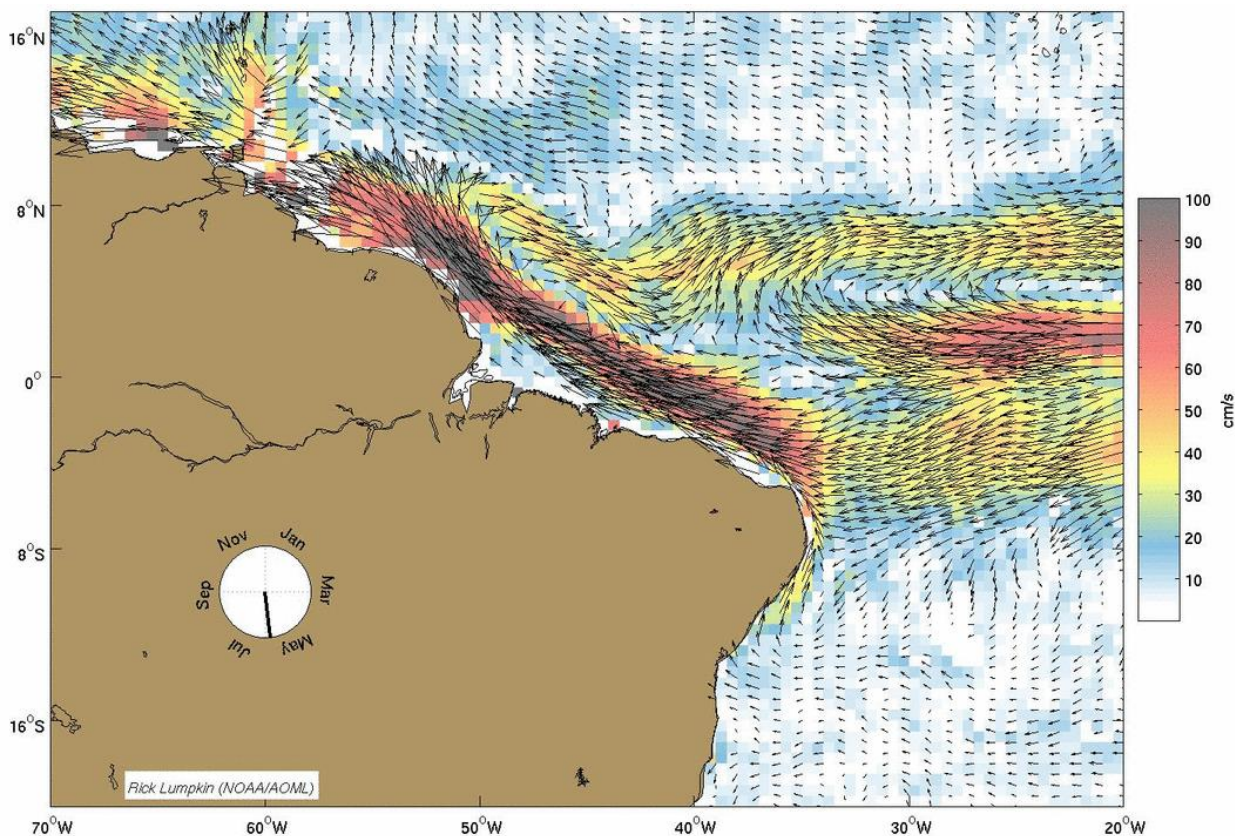


Figura 19. Campo de velocidade em  $\text{cm s}^{-1}$  e direção do fluxo. Fonte: Lumpkin et al., 2013.

A partir dos dados de velocidade é possível obter a energia cinética média disponível no litoral nordestino. A mesma região que possui elevada velocidade média, possui conseqüentemente elevada energia cinética com uma variação entre  $0.7 \text{ kWm}^{-2}$  a  $1.0 \text{ kWm}^{-2}$ . A Figura (20) mostra a variação de energia cinética no litoral nordestino brasileiro.

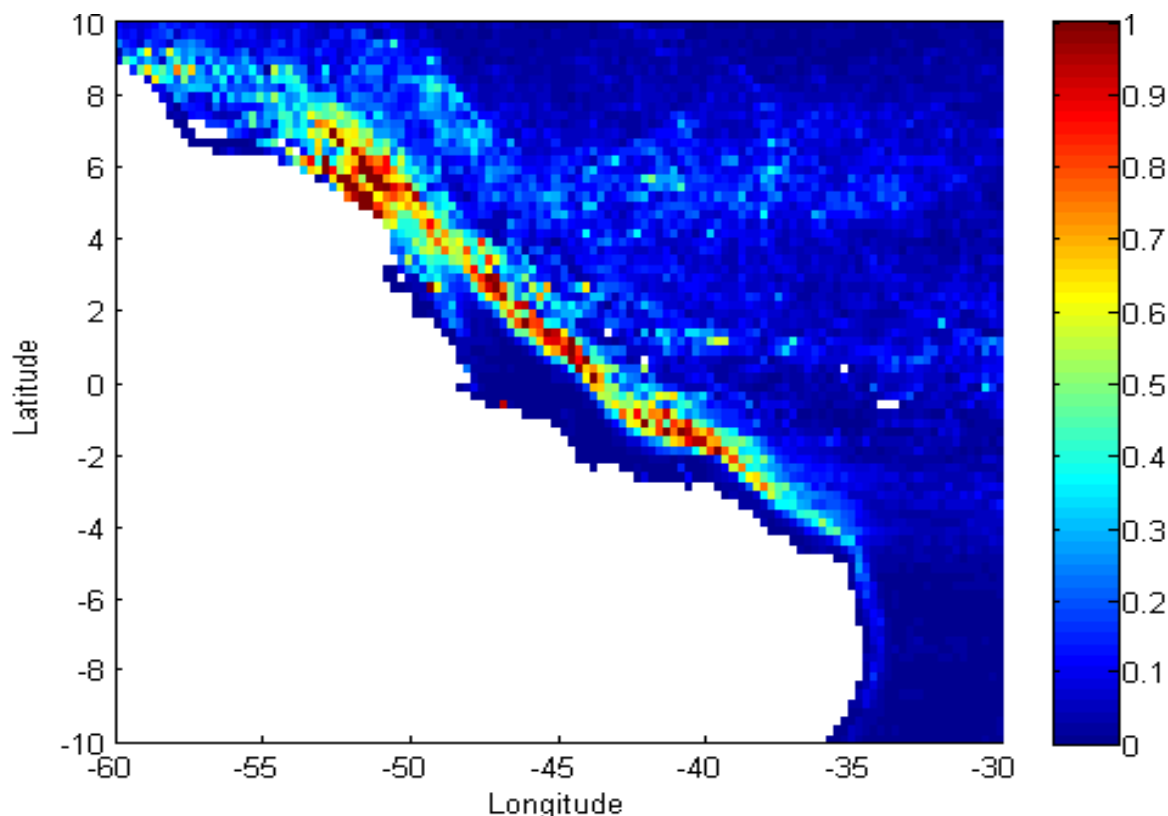


Figura 20. Energia cinética média ( $\text{kWm}^{-2}$ ) no litoral nordestino brasileiro. Fonte: Autora.

A energia cinética média das correntes do litoral nordestino brasileiro equipare-se em relação aos outros pontos ao redor do mundo em que é possível extrair energia das correntes marítimas. A energia cinética média observada através do Modelo de Coordenadas Oceânicas Híbridas (HYCOM) mostra uma variação de entre  $0.5$  a  $2.0 \text{ kWm}^{-2}$ . A Figura (21) mostra essa comparação feita com a ferramenta HYCOM, sendo o eixo vertical da latitude em  $^{\circ}\text{N}$  e o eixo horizontal o da longitude em  $^{\circ}\text{E}$ . (VanZwiten et al., 2014). Se confrontar as Figuras (19) e (20), observam-se resultados numéricos muito semelhantes para os valores de energia cinética presente no litoral brasileiro.

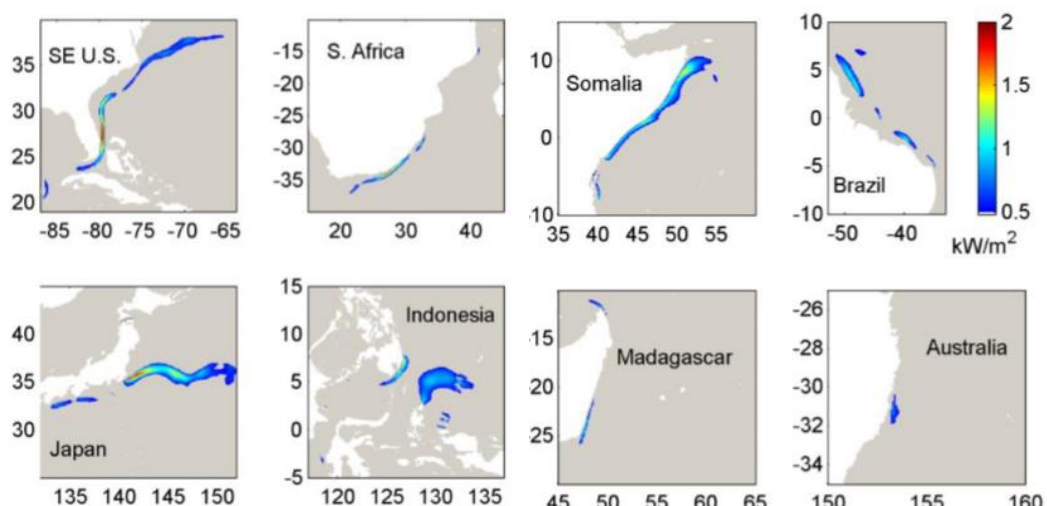


Figura 21. Energia Cinética em  $\text{kW/m}^2$ . Fonte: VanZwieten et al., 2014.

## 5.2. CUSTOS E SELEÇÃO DE LOCAIS

O fundo de investimento total (custo de capital) necessário para um usina de 30 MW é de 248 milhões de reais. As despesas operacionais que incluem custos de manutenção, custo com pessoal, custo de seguro, dentre outros, são o valor de 13 milhões de reais por ano. Se a vida operacional da planta for de 20 anos, as despesas operacionais serão de 260 milhões de reais. Logo os custos de capital e de manutenção para 20 anos de operação serão de 508 milhões de reais (Chang et al., 2015).

A renda das vendas de uma usina de 30 MW é calculada considerando a capacidade da usina como 70%. Como definido anteriormente no item 2.8.2 o valor do kWh será de R\$ 0.50. Logo se obtém:

$$Renda = 30000 \text{ kW} \times 20 \text{ anos} \times 365 \frac{\text{dias}}{\text{ano}} \times 24 \frac{\text{h}}{\text{dia}} \times 0.7 \times 0.50 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}}$$

$$Renda = \text{R\$ } 1.8 \text{ bilhões}$$

A renda das vendas será de 1.8 bilhões de reais. Logo, a porcentagem para as despesas será de 22% (R\$ 508 milhões) e para a renda gerada será de 78% (R\$ 1.8 bilhões). De tal modo que,  $w_1$  e  $w_2$  são definidos como 11%, então  $w_3$  e  $w_4$  são definidos como 39%. A partir dos fatores de correção  $w_1$  e  $w_2$  os índices  $I_1$  e  $I_2$  são ponderados para refletir seu impacto nas despesas; assim como os fatores de correção  $w_3$  e  $w_4$  os índices  $I_3$  e  $I_4$  são ponderados para refletir seu impacto na renda.

Cada índice para seleção dos locais de implantação varia entre 0 e 1. Quanto mais próximo de 1 está o valor do índice, mais adequado o local para ser selecionado para geração de energia através das correntes oceânicas.

### 5.2.1. Índice $I_1$

O Índice  $I_1$  está relacionado com a distância do litoral que a localização apresenta. Para determiná-la foi utilizado o software GeoMapApp (<http://www.geomapapp.org>).

A distância foi determinada através da seleção do local em relação às coordenadas geográficas e medindo a menor distância possível para chegar à costa brasileira.

### 5.2.2. Índice $I_2$

O Índice  $I_2$  está relacionado a profundidade do local selecionado. Os dados de profundidade do litoral foram obtidos através do software GeoMapApp.

A Figura (22) foi obtida através do software GeoMapApp, a região em tom cinza possui profundidade entre 0 m (nível do mar) a 2000 m abaixo do nível do mar.

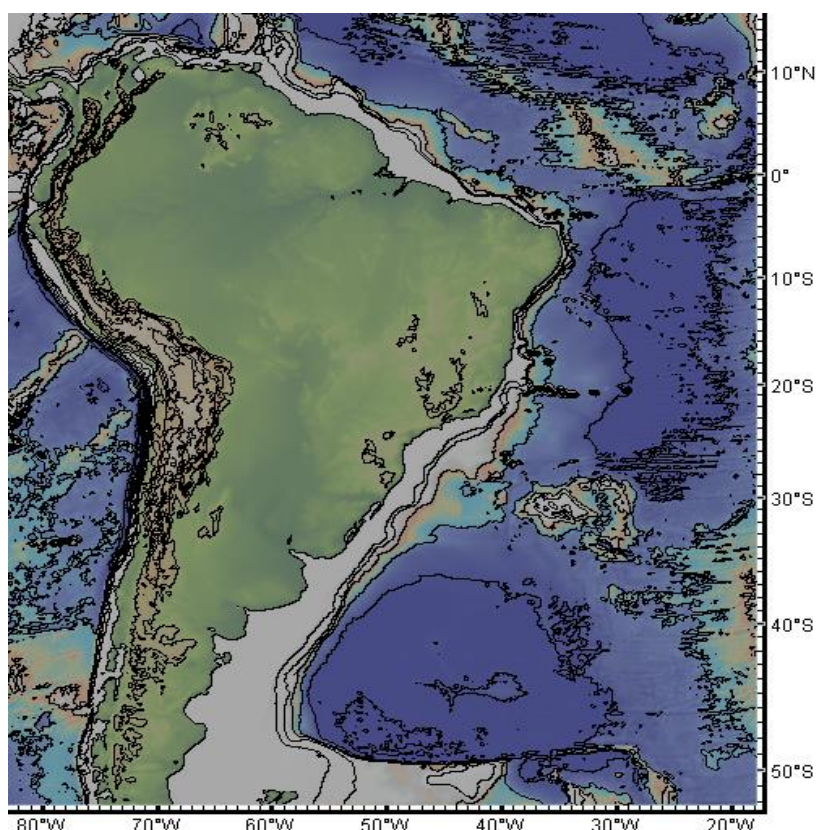


Figura 22. Topografia oceânica da América do Sul. Fonte: GeoMapApp, 2016.

A profundidade do local foi acessada através da ferramenta de perfil do GeoMapApp, dessa forma foi possível traçar diversas linhas retas entre a costa brasileira e o local identificado pelas coordenadas para obter as características do perfil de profundidade. A Figura (23) mostra o perfil de profundidade para uma distancia de 100 km do litoral na localização aproximada de latitude de 5° N e 51° W.

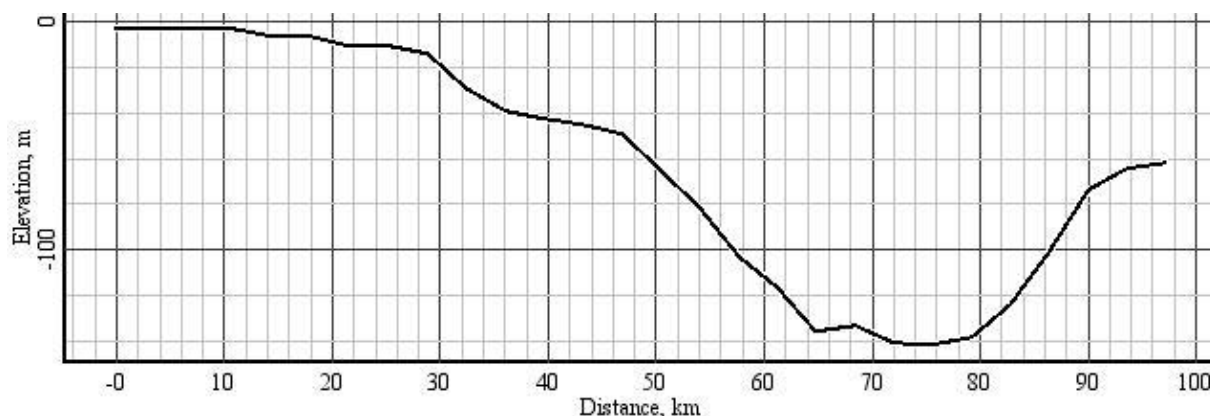


Figura 23. Perfil de Profundidade. Fonte: GeoMapApp, 2016.

### 5.2.3. Índice $I_3$

O Índice  $I_3$  está relacionado com o percentual de correntes marítimas que apresentam velocidades maiores que determinado valor, que será definido a seguir. O cálculo de  $I_3$  é feito através do código do software MatLab (Anexo II), a partir da seleção de uma área e de um contador.

### 5.2.4. Índice $I_4$

O Índice  $I_4$  está relacionado com a velocidade das correntes do oceano. Para identificar áreas que apresentam determinada velocidade de corrente utilizando o código desenvolvido no software MatLab é possível plotar gráficos que apresentam essas velocidades.

A Figura (24) mostra em azul locais com velocidade menor que  $0.7 \text{ m s}^{-1}$  e em vermelho locais com velocidade maior que essa velocidade. Dessa forma é possível identificar as coordenadas de locais que apresentem a velocidade desejada. As condições de velocidade para seleção de locais serão definidas mais a frente.

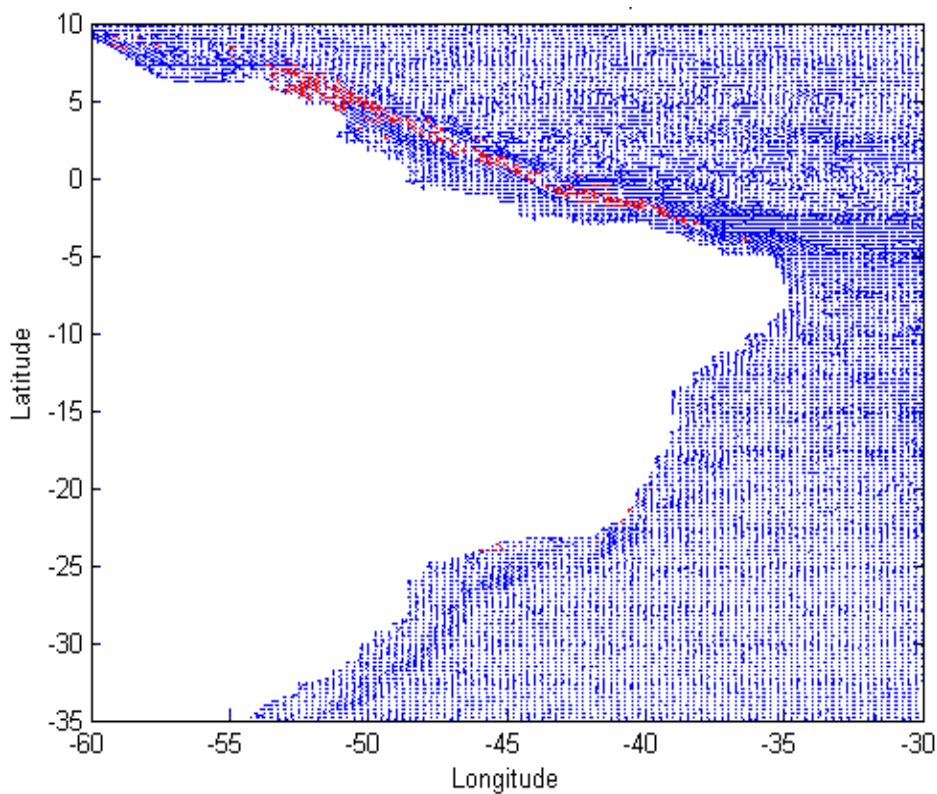


Figura 24. Velocidades maiores que  $0.7 \text{ m s}^{-1}$ . Fonte: Autora.

A Figura (25) mostra em azul locais que apresentam velocidade menor que  $1.0 \text{ m s}^{-1}$  e em vermelho locais que apresentam velocidade maior que  $1.0 \text{ m s}^{-1}$ .

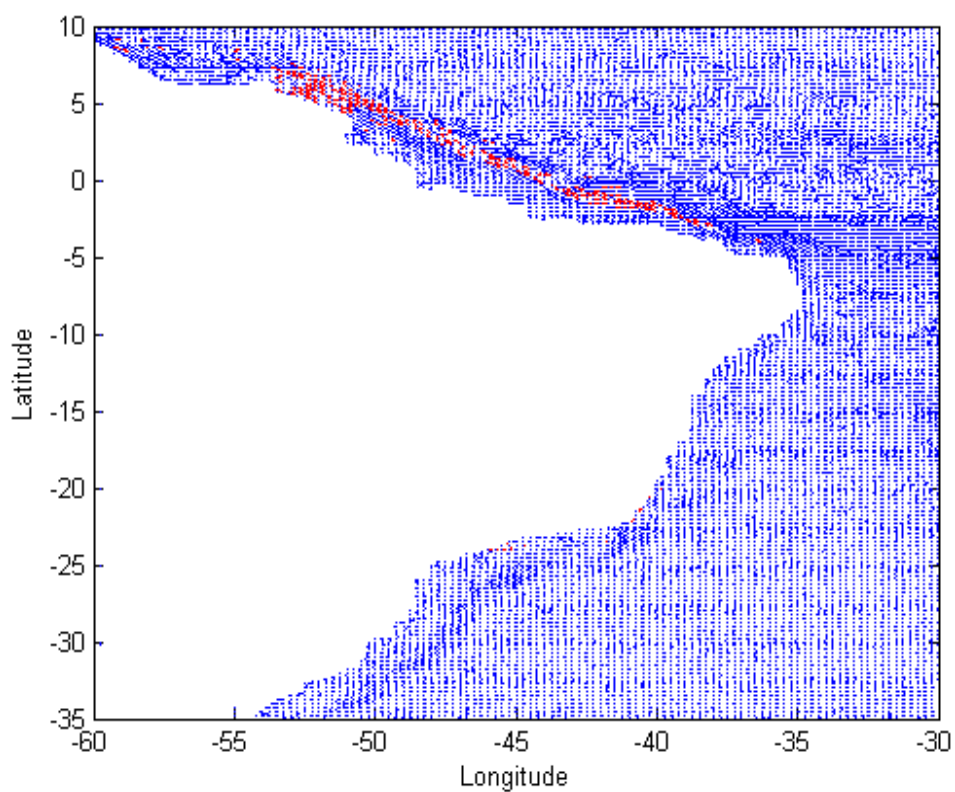


Figura 25. Velocidades maiores que  $1.0 \text{ m s}^{-1}$ . Fonte: Autora.

#### 5.2.4. Condições para seleção de locais

Para a seleção dos locais de implantação das turbinas marítimas utilizando o índice  $I$ , são determinadas limitações quanto aos seus fatores de seleção  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_3$ ,  $I_4$ . Foram realizadas três diferentes limitações para avaliar os locais, a seguir elas serão definidas. A Tabela (6) descreve os fatores limitantes.

Tabela 6. Valores dos fatores limitantes.

| Fator                           | Valor                  |
|---------------------------------|------------------------|
| $L_{max}$ : Distância máxima    | 150 km                 |
| $D_{max}$ : Profundidade máxima | 2000 m                 |
| $P$ : Percentual mínimo         | 30%                    |
| $U$ : Velocidade mínima         | $0.7 \text{ m s}^{-1}$ |

A Figura (26) mostra a variação do Índice  $I_4$  de acordo com escala de cores da imagem e destaca três regiões que se encaixam nas condições colocadas pelos fatores limitantes.

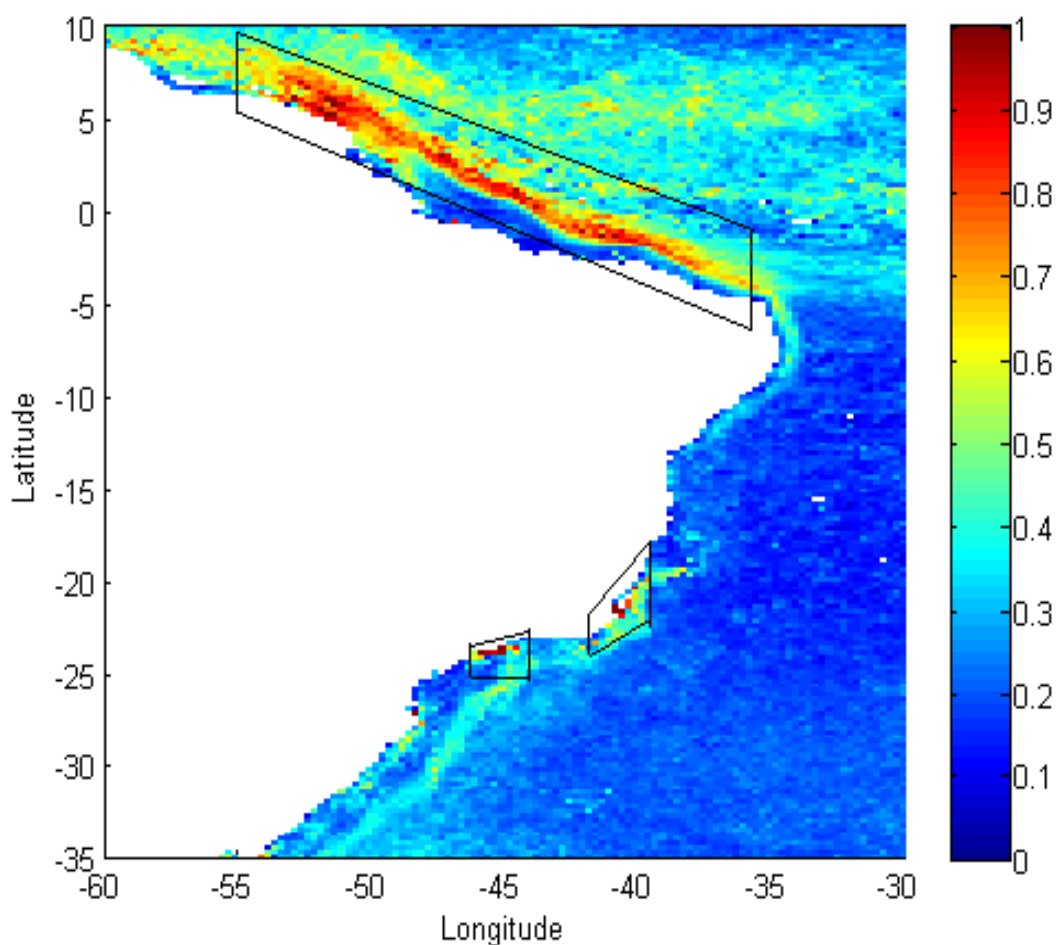


Figura 26. Primeira seleção de locais. Fonte: Autora.

Os fatores limitantes para a segunda seleção de locais são mostrados na Tabela (7).

Tabela 7. Valores dos fatores limitantes.

| Fator                           | Valor                  |
|---------------------------------|------------------------|
| $L_{max}$ : Distância máxima    | 100 km                 |
| $D_{max}$ : Profundidade máxima | 2000 m                 |
| $P$ : Percentual mínimo         | 30%                    |
| $U$ : Velocidade mínima         | $0.7 \text{ m s}^{-1}$ |

A Figura (27) mostra a variação do Índice  $I_4$  de acordo com escala de cores da imagem e destaca quatro regiões que obedecem aos limites definidos pela Tabela (7).

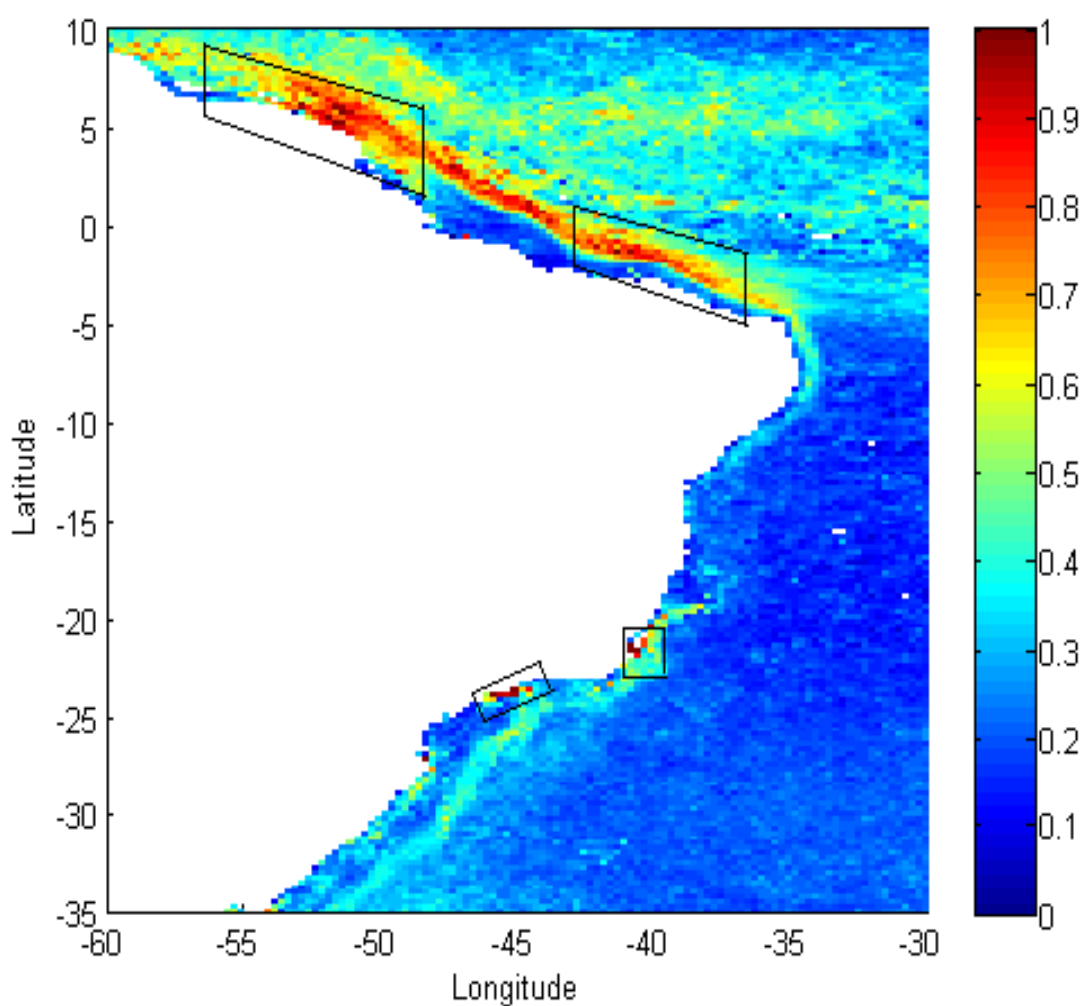


Figura 27. Segunda seleção de locais. Fonte: Autora.



A terceira e última seleção de locais delimita as condições mostradas pela Tabela (8).

Tabela 8. Valores do fatores limitantes.

| Fator                           | Valor                 |
|---------------------------------|-----------------------|
| $L_{max}$ : Distância máxima    | 100 km                |
| $D_{max}$ : Profundidade máxima | 1000 m                |
| $P$ : Percentual mínimo         | 50%                   |
| $U$ : Velocidade mínima         | 1.0 m s <sup>-1</sup> |

A Figura (28) destaca duas regiões que possuem as melhores condições para implantação de turbinas oceânicas, sendo ambas as regiões localizadas no litoral nordeste.

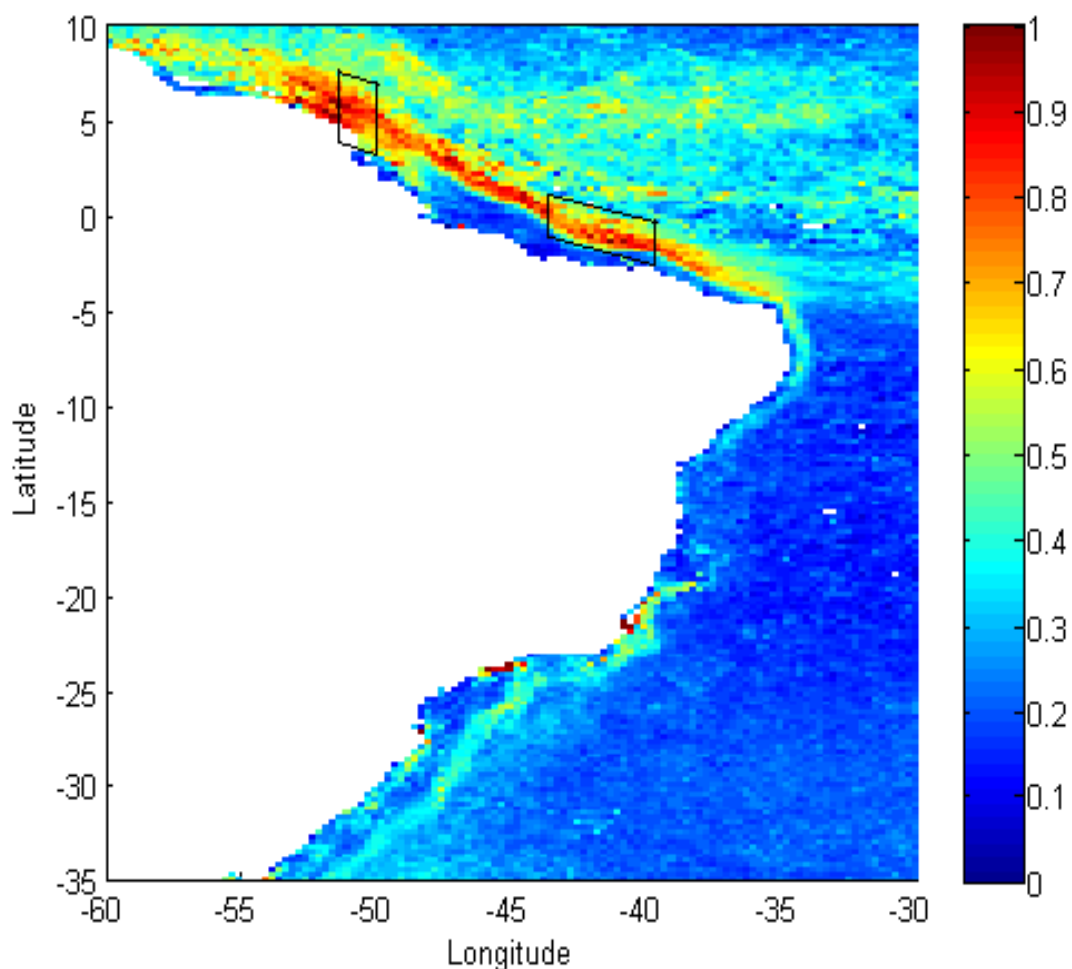


Figura 28. Terceira seleção de locais. Fonte: Autora.

A Figura (27) especifica regiões onde as turbinas marítimas podem ser instaladas, a Tabela (9) mostra pontos específicos dessas regiões onde é

interessante a implantação de tal tecnologia devido às condições naturais disponíveis quanto aos custos associados.

Tabela 9. Locais adequados para desenvolver energia por corrente oceânica.

| Local             | Coordenadas        | Distância | Profundidade | Porcentagem                   | Velocidade            |
|-------------------|--------------------|-----------|--------------|-------------------------------|-----------------------|
| <b>Amapá (I)</b>  | 5°50'N;<br>51°59'W | 90.5 km   | -134 m       | 83% (>1.0 m s <sup>-1</sup> ) | 1.3 m s <sup>-1</sup> |
| <b>Ceará</b>      | 2°39'S; 39°14'W    | 58.4 km   | -51 m        | 53%                           | 1.1 m s <sup>-1</sup> |
| <b>Amapá (II)</b> | 5°07'N;<br>50°48'W | 98 km     | -76 m        | 59%                           | 1.0 m s <sup>-1</sup> |

A Tabela (10) mostra o valor dos índices para seleção do local mais adequado para geração de energia através da energia cinética presente no litoral brasileiro.

Tabela 10. Índice para seleção dos locais para geração de energia por corrente oceânica.

| Local                | $I_1$ | $I_2$ | $I_3$ | $I_4$ | $I$  |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|------|
| <b>1. Amapá (I)</b>  | 0.09  | 0.87  | 0.83  | 0.93  | 0.79 |
| <b>2. Ceará</b>      | 0.42  | 0.95  | 0.53  | 0.79  | 0.67 |
| <b>3. Amapá (II)</b> | 0.02  | 0.92  | 0.59  | 0.71  | 0.61 |

De acordo com o valor do índice  $I$  o local mais economicamente viável está no litoral do Amapá e apresenta características favoráveis como a profundidade de aproximadamente 134 metros abaixo do nível do mar, este local possui a maior velocidade e maior estabilidade de corrente marítima em comparação aos outros dois. O segundo local está próximo ao litoral cearense e é o mais raso e por isso pode-se implantar equipamentos que utilizam apenas a força gravitacional para se manterem fixos ao solo, como a turbina da TidGen (item 2.6.3). O terceiro local está no litoral do Amapá e possui profundidade de 76 metros abaixo do nível, isso possibilita a implantação de turbinas com apenas um pilar fixo, como a desenvolvida por SeaGen S (item 2.6.2).

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A demanda por energia elétrica no Brasil apresentará crescimento em todos os setores (residencial, comercial e industrial), tanto para o período de 2013 a 2022 quanto para o período de 2012 a 2050 (EPE, 2014a), (EPE, 2014b), tornando extremamente relevante o investimento em pesquisas sobre novas formas de geração de energia, principalmente renováveis, como energia hidrocínética das correntes marítimas.

O Brasil possui uma matriz elétrica diferenciada em relação aos outros países do mundo, que possuem como principais componentes de suas matrizes o carvão mineral, gás natural e urânio. No entanto, o principal componente da matriz elétrica brasileira é a energia hidrelétrica originada de represas de água doce, que compõe 63% da matriz.

A construção de novas usinas hidroelétricas está enfrentando grandes desafios como falta de locais apropriados à sua implantação, fazendo-se recorrer à região amazônica, afetando o maior ecossistema do mundo e a população que vive na região. Novas tecnologias, como turbinas marítimas, devem ser desenvolvidas por serem menos invasivas em relação ao local no qual são implementadas (Zhou et al., 2007).

A geração de eletricidade a partir da energia hidrocínética possui vantagens sobre fontes mais tradicionais, como: ser renovável e limpa, contribuir para a diminuição dos gases de efeito estufa assim como para diminuição de gases tóxicos e por trazer novas perspectivas de empregos e desenvolvimento econômico (Soukissian et al., 2012).

Além disso, também pode ser apresentada como benefícios desse modal de energia a constância e previsibilidade da ocorrência das correntes marítimas, devido ao fato de as correntes marítimas serem uma fonte inesgotável de energia e fiável.

A proposta de um estudo para identificar regiões no oceano do litoral Brasileiro que apresentem elevada energia hidrocínética e identificar áreas nessas regiões onde o fluxo de correntes marítimas seja mais estável, nos revela a importância de aproveitar o potencial existente no litoral brasileiro, como apontado por referências bibliográficas - Lumpkin & Johnson (2013) e VanZwieten et al. (2015).

A utilização de dados obtidos *in situ*, ou seja, no próprio local de exploração, traz como benefício maior precisão sobre os resultados obtidos através da

metodologia adotada. Outro benefício seria a identificação da área a ser explorada a partir dos resultados, possibilitando futuramente o aprofundamento de pesquisas na área e tornando possível o Brasil se colocar no seleto grupo de países que possuem tecnologia para obter energia a partir das correntes oceânicas.

A tecnologia para geração de eletricidade através das correntes marítimas ainda esta em sua infância. Exemplos de locais que iniciaram investimentos em instalações ligadas a rede de energia são Seaflow e SeaGen (Marine Current Turbines Ltd.) no Reino Unido, Tidal Current Turbine em Hammerfest Strom na Noruega e a Open Centre Turbine (Open-Hydro Ltd.) na Irlanda. Essas instalações tem chamado atenção para essa fonte de energia abundante.

Para desenvolver a energia de corrente marinha, é imperativo que os custos sejam, no mínimo, economicamente viáveis. No entanto, existem várias questões que precisam ser abordadas para ajudar o desenvolvimento de turbinas marítimas incluindo desafios de instalação, manutenção, transmissão de energia elétrica e ambiental impactos.

## 7. CONCLUSÃO

Este trabalho identificou áreas no litoral Brasileiro que possuem potencial para geração de energia a partir das correntes do oceano. Foram utilizados 21 anos de dados do Experimento Mundial de Circulação Oceânica (WOCE) na identificação tais regiões através de ferramentas computacionais de análise.

Primeiramente identificou-se regiões que apresentam elevada velocidade de correntes marítimas, em seguida dentre essas identificou-se áreas que apresentem condições ideais para implantação dessa tecnologia levando em consideração a viabilidade econômica e técnica da região para implantação de uma usina de turbinas marítimas hidrocínética. Os custos relacionados a esse modal também foram discutidos através de revisão sistemática da bibliografia nessa área de estudo.

Estudos futuros desenvolvidos com foco no litoral brasileiro tem como oportunidade a análise do perfil de corrente marítima utilizando dados de perfilador de corrente marítima através de Doppler acústico (ADCP), um instrumento que mede velocidades de corrente de água ao longo de um intervalo de profundidade usando o efeito Doppler. Isso possibilitara o estudo da profundidade ideal de implantação das turbinas de uma determinada região escolhida.

Outra possibilidade para estudos futuros é a análise de correntes marinhas através da identificação de estruturas coerentes Lagrangeanas (Haller, 2010). As estruturas coerentes Lagrangeanas são barreiras de transporte de longa duração que organizam a dinâmica das correntes nos oceanos (Beron-Vera et al., 2013). Em um trabalho futuro pretende-se comparar os resultados obtidos utilizando o cálculo de energia cinética com a detecção de estruturas coerentes Lagrangeanas

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABPmer** 2006. *The Potential Nature Conservation Impacts on Wave and Tidal Energy Extraction by Marine Renewable Developments*. Countryside Council for Wales.
- ABPmer** 2007. *Quantification of Exploitable Tidal Energy Resources in UK Waters*. Disponível em: <https://www.iwight.com/azservices/documents/2782-FF5-Quantification-of-Exploitable-Tidal-Energy-Resources-in-UK-Waters.pdf> . Acessado em: 22 de maio de 2016.
- Agencia Nacional de Energia Elétrica** 2015. *Ranking das Tarifas*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acessado em: 03 de maio de 2016.
- AQUARET: Aquatic renewable energy technologies** 2006. *AquaRET E-learning Tool*.
- Bahaj A.S.** 2011. *Generating Electricity from the Ocean*. *Renew Sustain Energy Rev*; 3399-416.
- Bahaj, A.S. & Myers, L.** 2004. *Analytical estimates of energy yield potential from Alderney race (Channel Islands) using marine current energy converters*. *Renewable Energy*, 29, 1931-1945.
- Bedard, R., Prevesic M., Polagye B., Casavant A.** 2006. *North America Tidal In-Stream Energy Conversion Technology Feasibility Study*. EPRI TP-008-NA. Disponível em: < [http://large.stanford.edu/publications/coal/references/docs/008\\_Summary\\_Tidal\\_Report\\_06-10-06.pdf](http://large.stanford.edu/publications/coal/references/docs/008_Summary_Tidal_Report_06-10-06.pdf) >. Acessado em: 11 de junho de 2016.
- Beron-Vera, F. J., Wang, Y, Olascoaga, M., Goni, G. J., Haller, G.** 2013. "Objective detection of oceanic eddies and the Agulhas leakage". *Journal of Physical Oceanography*, 43, p. 1426 - 1438.
- Boéler, G.W., McMurray, G.R. and Tortorici, C.E.** 2008. *Ecological Effects of Wave Energy Development in the Pacific Northwest*. U.S. Department of Commerce, NOAA Technical Memorandum NMFS-F/SPO-92.
- Chang, Y-C., Chu, P.C., Tseng, R-S.** 2015. *Site Selection of Current Power Generation from Drifter Measurements*. Elsevier: *Renewable Energy* 80, p. 737-745.
- CLS** 2014. *ARGOS User's Manual – Worldwide Tracking and Environmental Monitoring by Satellite (Versions 3.2–3.2.3)*, Collected Localization Satellites. Disponível em: <http://www.argos-system.org>.
- DCNS** 2015. *Tidal Ventures Project, Antrim Coast, Northern Ireland*. Disponível em OpenHydro – a DCNS Company: <http://www.openhydro.com>.
- DOE (U.S. Department of Energy Energy)** 2009. *Report to Congress on the Potential Environmental Effects of Marine and Hydrokinetic Energy Technologies: Prepared in Response to the Energy Independence and Security Act of 2007, Section 633(B)*. Wind and Water Power Program, Energy Efficiency & Renewable Energy, U.S. Department of Energy. Dezembro de 2009.
- Emprese de Pesquisa Energética** 2014.a. *Demanda de Energia 2050*. Disponível em Ministério de Minas e Energia, In Serie: Estudos de Demanda de Energia - Nova Técnica DEA 13/14. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- Empresa de Pesquisa Energética** 2014.b. *Projeção da Demanda de Energia Elétrica: para os próximos 10 anos (2013 - 2022)*. Disponível em Ministério de Minas e Energia, In Serie: Estudos de Demanda de Energia – Nova Técnica DEA 22/12: Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- European Marine Energy Centre Ltd (EMEC)** 2009, "Assessment of Tidal Energy Resource," British Library Cataloguing, London.
- Finkl C.W., Charlier R.** 2009. *Electrical Power Generation from Ocean Currents in the Straits of Florida: some environmental considerations*. *Renew Sustain Energy Rev* 13:2597-604.
- Fisheries and Ocean Canada** 2015. *Surface Drifter Data Results*. Acessado em agosto de 2015. Disponível em: [http://www.isdm.gc.ca/isdm-gdsi/drib-bder/svp-vcs/Data\\_Display\\_e.asp?Data=K&Basin=atl&Y212ear=all&submit=Submit1](http://www.isdm.gc.ca/isdm-gdsi/drib-bder/svp-vcs/Data_Display_e.asp?Data=K&Basin=atl&Y212ear=all&submit=Submit1).
- Gill, A.** 2005. *Offshore renewable energy: Ecological implications of generating electricity in the coastal zone*. *Journal of Applied Ecology*, 42: 605-615

- Güney, M. S., Kaygusuz, K.** 2010. "Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review," Elsevier, vol. 14, Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 2996–3004, 2010.
- Haller, G.** 2010. "A variational theory of hyperbolic Lagrangian coherent structures". *Physica D*, 574, p. 240.
- Hansen, D.V. & Poulain, P.M.** 1995. *Quality and Interpolations of WOCE-TOGA Drifter Data*, *J of Atmospheric and Ocean Tech*, 13, 900-909.
- Inger R.** 2009. *Marine Renewable Energy: potential benefits to biodiversity, an urgent call for research*. *Journal of Applied Ecology*, Vol. 46, pg. 1145-1153.
- Kawase, M., Beba, P. and Fabien, B.** 2010. *Depth dependence of harvestable power in an energetic, baroclinic tidal channel*. *Renewable Energy*. In press.
- Khan MJ, Iqbal MT, Quaicoe JE.** *River current energy conversion systems: progress, prospects and challenges*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008;12(8):2177–93.
- Lumpkin, R. & Johnson G. C.** 2013: *Global Ocean Surface Velocities from Drifters: Mean, Variance, ENSO Response, and Seasonal Cycle*. *J. Geophys. Res.-Oceans*, 118, pp.2992-3006, doi:10.1002/jgrc.20210 .
- Lumpkin, R. & Garraffo Z.**, 2005: Evaluating the Decomposition of Tropical Atlantic Drifter Observations. *J. Atmos. Oceanic Techn.* 22, 1403-1415
- Lumpkin, R. & Garzoli S. L.**, 2005: Near-surface Circulation in the Tropical Atlantic Ocean. *Deep-Sea Res.* 52(3),495-518, 10.1016/j.dsr.2004.09.001.
- Lumpkin, R., Perez, R. C., Pazos, M., Valdes, E. & Dolk, S.** 2010. *The Global Drifter Program*. Disponível em [http://www.aoml.noaa.gov/phod/dac/gdp\\_information.php](http://www.aoml.noaa.gov/phod/dac/gdp_information.php)
- Machado, M. C. P. M., VanZwieten, J.H., Pinos, I.** 2016. *A Measurement Based Analysis of the Hydrokinetic Energy in the Gulf Stream*. *Journal of Ocean and Wind Energy*, vol 3, n 1, February 2016, pp. 25-30. ISSN 2310-3604.
- Marine Geoscience Data System** 2013. *GeoMapApp*. Disponível em: <http://www.geomapapp.org/>
- MCT** 2015. *SeaGen Technology*. Disponível em Marine Current Turbinas – Na Atlantis Company: <http://www.marineturbines.com/Seagen-Technology>. Acessado em setembro de 2015.
- Ministério de Minas e Energia** 2015. *Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2014*. Acessado em outubro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>
- MMS (Minerals Management Service)** 2007. *Programmatic Environmental Impact Statement for Alternative Energy Development and Production and Alternate Use of Facilities on the Outer Continental Shelf*. U.S. Department of the Interior. OCS EIS/EA MMS 2007-046. October 2007.
- OEC** 2015. *Tidal Energy*. Acessado em novembro de 2015. Disponível em OEC - Ocean Energy Council: <http://www.oceanenergycouncil.com/ocean-energy/tidal-energy/>.
- ORPC** 2015. *ORPC Projects*. Disponível em Ocean Renewable Power Company: <http://www.orpc.co/default.aspx>.
- Pascoa, I. S. N.** 2014. *Aproveitamento da Energia das Correntes Marítimas. Tese (Mestrado Engenharia Eletrotécnica) – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*.
- Pelc R.** 2002. *Renewable Energy from the Ocean.*, In *Marine Policy*, pg 471-479. Pergamon, [www.elsevier.com/locate/marpol](http://www.elsevier.com/locate/marpol).
- Polagye, B. & Previsic, M.** 2010. *Scenario Based Analysis of Environmental and Navigation Impacts: Tidal Power Scenario Descriptions*. Technical Report to the U.S. Department of Energy by RE Vision Consulting, LLC, Sacramento, CA.
- Ponta F.I., Jacovkis P. M.** 2008. *Marine-current power generation by diffuser-augmented floating hydro-turbines*. *Renew Energy* 33:665-73
- Rourke F. O., Boyle F., Reynolds A.** 2009. *Marine current energy devices: current status and possible future applications in Ireland*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 1026-1036, doi: [10.1016/j.rser.2009.11.012](https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.012)
- Ryan, W.B.F., S.M. Carbotte, J.O. Coplan, S. O'Hara, A. Melkonian, R. Arko, R.A. Weissel, V. Ferrini, A. Goodwillie, F. Nitsche, J. Bonczkowski, and R. Zemsky** (2009),

- Global Multi-Resolution Topography synthesis, *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 10, Q03014, doi:10.1029/2008GC002332.
- Sachs, I.** 1993. *Estratégias de transição para o século XXI: desenvolvimento e meio ambiente*. São Paulo: Nobel, 1993.
- SPR** 2015. *Scottish Power Renewables – Wave Energy Projects*. Disponível em: <http://www.scottishpowerrenewables.com>.
- Shadden, S. C., Lekien, F., Marsden, J. E.** 2005. *Physica D* **212**, 271.
- VanZwieten, J.H. Meyer, I. & Alsenas, G. M.** 2014. "Evaluation of HYCOM as a Tool for Ocean Current Energy Assessment," *Proceedings of the 2nd Marine Energy Technology Symposium (METS14) hosted by the 7th Global Marine Renewable Energy Conference*, Seattle. Disponível em: <http://vtechworks.lib.vt.edu/handle/10919/49220>.
- Zhuri A., Oliveira R.** 2007. *Desenvolvimento, conflitos sociais e violência no Brasil rural: o caso das usinas hidroelétricas*. In *Ambiente & Sociedade*, Vol. 10, No. 2, pg. 119-135. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/asoc/v10n2/a08v10n2.pdf>.



## ANEXO I

O Anexo I refere-se ao código de MatLab desenvolvido para converter os dados obtidos através da WOCE que estavam no formato '.csv' para o formato '.mat' o qual o software MatLab esta adaptado a ler com maior velocidade.

Os arquivos analisados estão separados em anos, o código deve ser implementado para cada arquivo. O código abaixo, esta implementando para o ano de 2011.

```
clear all
close all

%A função 'read' chama a coluna que contem os dados associados com a data
especificada
[NUM,TXT,RAW]= xlsread('2011_k_atl.csv',1,'B16:B22783');
%Mostra que os dados foram lidos
disp('2011 dates read')
%Conversão dos dados em variáveis mais fáceis de trabalhar
[year, month, day, hour, min, sec] = datevec(TXT);
disp('dates converted')
%Este comando lê as latitudes da planilha montada anteriormente
lat_xls = xlsread('2011_k_atl.csv',1,'C16:C22783');
disp('lat read')
%Este comando lê as longitudes da planilha
lon_xls = -xlsread('2011_k_atl.csv',1,'D16:D22783');
disp('lon read')
%Este comando lê as velocidades leste da planilha
E_xls = xlsread('2011_k_atl.csv',1,'F16:F22783');
disp('East velocity read')
%Este comando lê as velocidades norte da planilha
N_xls = xlsread('2011_k_atl.csv',1,'G16:G22783');
disp('North velocity read')

ct1 = 1;
for ct=1:length(year)
    disp(ct)
    % Limite de latitude e longitude a serem definidos
    if (lat_xls(ct)>-34    &&    lat_xls(ct)<4    &&    lon_xls(ct)>-53    &&
lon_xls(ct)<-32);
        %Estes são os dados que serão salvos
        %velocidade norte em m/s
        N_XLS(ct1)=N_xls(ct);
        %velocidade leste em m/s
        E_XLS(ct1)=E_xls(ct);
        %velocidade cubica em m^3/s^3
        S3_XLS(ct1)=((N_xls(ct))^2+(E_xls(ct))^2).^1.5;
        %latitude
        LAT_XLS(ct1)=lat_xls(ct);
        %longitude
        LON_XLS(ct1)=lon_xls(ct);
        DAY(ct1)=day(ct);
        MONTH(ct1)=month(ct);
        YEAR(ct1)=year(ct);
        HOUR(ct1)=hour(ct);
        ct1 = ct1+1;
    end
end
```

```
end  
end
```

```
%Este comando salva o arquivo no formato .mat  
save drifter_Brazil_2011 YEAR MONTH DAY HOUR LAT_XLS LON_XLS N_XLS E_XLS  
S3_XLS
```

```
figure(1)  
plot(1:length(N_XLS),S3_XLS,'r.')  
axis([0 length(N_XLS) 0 10])
```

```
figure(2)  
plot(LON_XLS,LAT_XLS,'.')
```

## ANEXO II

O código abaixo é responsável pelo mapeamento do litoral brasileiro através dos dados convertidos ao formato .mat.

```

%Este código carrega todos os dados obtidos anteriormente pela WOCE e
convertidos para .mat e os usa para mapear o litoral brasileiro
clear all
close all
clc;

% Primeiro carrega todos os dados e os agrupa
year_of_data = [1993 1994 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005
2006 2007 2008 2009 2010 2011];
year_all = [];
lat_all = [];
lon_all = [];
N_all = [];
E_all = [];
s3_all = [];for year = year_of_data
    file_name = strcat('drifter_Brazil_', num2str(year));
    load(file_name);
    year_all = [year_all YEAR];
    lat_all = [lat_all LAT_XLS];
    lon_all = [lon_all LON_XLS];
    N_all = [N_all N_XLS];
    E_all = [E_all E_XLS];
    s3_all = [s3_all S3_XLS];
end

%Converte todos os valores que possuem erro em nulos
%0.5 e -0.5
indx_s3_all = find(s3_all>100);
s3_all(indx_s3_all) = nan;
indx_E_all= find(E_all>0.5);
E_all(indx_E_all) = nan;
index_E_all = find(E_all<-0.5);
E_all(index_E_all) = nan;
indx_N_all= find(N_all>0.5);
N_all(indx_N_all) = nan;
index_N_all = find(N_all<-0.5);
N_all(index_N_all) = nan;

%Limite da latitude e longitude
lat_min = 4;
lat_max = 6;
lat_step = 0.25;%tamanho dos incrementos para a latitude
lon_min = -51;
lon_max = -50;
lon_step = 0.25;%tamanho dos incrementos para longitude

lat_grid = lat_min:lat_step:lat_max;
lon_grid = lon_min:lon_step:lon_max;

counter = 0;
for ct_lat = 1:length(lat_grid)
    disp(ct_lat)

```

```

    for ct_lon = 1:length(lon_grid)
        % Esse comando vai procurar por pontos que estejam dentro da metade
        % do tamanho do incremento para a latitude ou longitude que esteja sendo
        % avaliada
        indx = find(lat_all>lat_grid(ct_lat)-0.5*lat_step &
lat_all<lat_grid(ct_lat)+0.5*lat_step & lon_all>lon_grid(ct_lon)-
0.5*lon_step & lon_all<lon_grid(ct_lon)+0.5*lon_step);
        if length(indx)>1
            lat_mat(ct_lon,ct_lat)=lat_grid(ct_lat);
            lon_mat(ct_lon,ct_lat)=lon_grid(ct_lon);
            N_mat(ct_lon,ct_lat)= nanmean(N_all(indx));
            E_mat(ct_lon,ct_lat)= nanmean(E_all(indx));
            s3_mat(ct_lon,ct_lat) = nanmean(s3_all(indx));
            s3_max_mat(ct_lon,ct_lat) = max(s3_all(indx));
            s3_min_mat(ct_lon,ct_lat) = min(s3_all(indx));
            points_mat(ct_lon,ct_lat) = length(indx);
            counter = counter + 1;
        else
            lat_mat(ct_lon,ct_lat)=lat_grid(ct_lat);
            lon_mat(ct_lon,ct_lat)=lon_grid(ct_lon);
            s3_mat(ct_lon,ct_lat) = nan;
        end
    end
end

N_maior = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
E_maior = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
N_menor = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
E_menor = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
s3_maior = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
s3_menor = zeros(length(lon_grid), length(lat_grid));
counter_maior = 0;

%Para separar os dados de velocidade
for ct_lat = 1:length(lat_grid)
    disp(ct_lat)
    for ct_lon = 1:length(lon_grid)
        indx = find(lat_all>lat_grid(ct_lat)-0.5*lat_step &
lat_all<lat_grid(ct_lat)+0.5*lat_step & lon_all>lon_grid(ct_lon)-
0.5*lon_step & lon_all<lon_grid(ct_lon)+0.5*lon_step);
        if s3_mat(ct_lon,ct_lat) > 1
            s3_maior(ct_lon,ct_lat)= s3_mat(ct_lon, ct_lat);
            N_maior(ct_lon,ct_lat) = N_mat(ct_lon, ct_lat);
            E_maior(ct_lon,ct_lat) = E_mat(ct_lon, ct_lat);
            counter_maior = counter_maior + 1;
        else
            s3_menor(ct_lon,ct_lat) = s3_mat(ct_lon, ct_lat);
            N_menor(ct_lon,ct_lat)= N_mat(ct_lon, ct_lat);
            E_menor(ct_lon,ct_lat)= E_mat(ct_lon, ct_lat);
        end
    end
end

figure(1);
plot(year_all)

figure(2);
plot(lon_all,lat_all, '.')

%Numero de dados

```

```

figure(3);
pcolor(lon_mat,lat_mat,points_mat+0*s3_mat);
caxis([0 150]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Number of Data Points in Each Block')

%Velocidade (m/s)
figure(4);
pcolor(lon_mat,lat_mat,((s3_mat).^(1/3)));
caxis([0 1.5]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Speed m/s')
xlabel('Longitude')
ylabel('Latitude')

%Máxima Velocidade (m/s)
figure(5);
pcolor(lon_mat,lat_mat,((s3_max_mat).^(1/3)));
caxis([0 2.5]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Maximum Speed m/s')
xlabel('Longitude')
ylabel('Latitude')

%Mínima Velocidade (m/s)
figure(6);
pcolor(lon_mat,lat_mat,((s3_min_mat).^(1/3)));
caxis([0 1.5]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Minimum Speed m/s')
xlabel('Longitude')
ylabel('Latitude')

%Energia Cinética (W/m^2)
figure(7);
pcolor(lon_mat,lat_mat,0.5*1.030*s3_mat);
caxis([0 1.0]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Kinetic Energy Flux W/m^2')
xlabel('Longitude')
ylabel('Latitude')

%Direção da Corrente
figure(8)
quiver(lon_mat, lat_mat, E_mat, N_mat, 'k', 'linewidth', 1);
hold on
pcolor(lon_mat,lat_mat,((s3_mat).^(1/3)));
caxis([0 1.5]); colorbar('vert');
shading('flat');
hold off
title('Componentes Norte e Leste');
axis([lon_min lon_max lat_min lat_max]);
xlabel('Longitude');
ylabel('Latitude');

%Histograma Componente Norte
nbins = 100;
figure(9)
hist(N_all, nbins);
title('Histograma Componente Norte _ 0.5 > FILTRO > -0.5');

```

```

xlabel('Valores da Componente Norte')
ylabel('Frequência')

%Histograma Componente Leste
figure(10)
hist(E_all, nbins);
title('Histograma Componente Leste _ 0.5 > FILTRO > -0.5');
xlabel('Valores da Componente Leste')
ylabel('Frequência')

%Indice 4
figure (11)
pcolor(lon_mat,lat_mat,((s3_mat).^(1/3))/1.4);
caxis([0 1]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Index 4 - I4');
xlabel('Longitude');
ylabel('Latitude');

% Direção Corrente para Velocidade > 1 m/s
figure(11)
quiver(lon_mat, lat_mat, E_maior, N_maior, 'r');
hold on
quiver(lon_mat, lat_mat, E_menor, N_menor, 'b');
hold off
title('Velocidades maiores e menores que 1.0 m/s');
axis([lon_min lon_max lat_min lat_max]);
xlabel('Longitude');
ylabel('Latitude');

% Porcentagem para determinada região definida pelos limites de latitude e
% longitude
figure (12)
pcolor(lon_mat,lat_mat,(counter_maior/counter));
caxis([0 1]); colorbar('vert');
shading('flat');
title('Index 3 - I3');
xlabel('Longitude');
ylabel('Latitude');

```

### ANEXO III

A Tabela (A1) apresenta o cronograma das atividades realizadas durante o segundo semestre de 2015, no qual foi desenvolvido o Trabalho de Conclusão de Curso 1e também apresenta o cronograma das atividades desenvolvidas durante o primeiro semestre de 2016, no qual foi realizado o Trabalho de Conclusão de Curso 2. A seguir estão especificadas as etapas do cronograma apresentado.

**Etapa 1:** Pesquisa Bibliográfica.

**Etapa 2:**Obtenção de dados disponibilizados pelo Experimento Global de Circulação Oceânica.

**Etapa 3:** Processamento de dados obtidos.

**Etapa 4:** Implementação e Execução do Código sobre Fluxo de Energia Cinética.

**Etapa 5:** Escrita do Trabalho de Conclusão de Curso 1.

**Etapa 6:** Estudo Dirigido sobre Custos de implantação de turbinas hidrocínética marítimas.

**Etapa 7:** Adaptação dos custos para a realidade brasileira.

**Etapa 8:** Definição dos locais identificados pelas duas metodologias como economicamente viáveis.

**Etapa 9:** Análise e Interpretação dos resultados.

**Etapa 10:** Escrita do Trabalho de Conclusão de Curso 2.

Tabela A1. Cronograma do Trabalho de Conclusão de Curso.

| Etapa | Trabalho de Conclusão de Curso 1 |        |        |        |        | Trabalho de Conclusão de Curso 2 |        |        |        |        |        |
|-------|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|       | Ago 15                           | Set 15 | Out 15 | Nov 15 | Dez 15 | Jan 16                           | Fev 16 | Mar 16 | Abr 16 | Mai 16 | Jun 16 |
| 1     | X                                | X      | X      | X      |        |                                  |        |        |        |        |        |
| 2     | X                                | X      | X      |        |        |                                  |        |        |        |        |        |
| 3     | X                                | X      | X      |        |        |                                  |        |        |        |        |        |
| 4     | X                                | X      | X      |        |        |                                  |        |        |        |        |        |
| 5     |                                  |        | X      | X      | X      |                                  |        |        |        |        |        |
| 6     |                                  |        |        |        |        | X                                | X      | X      |        |        |        |
| 7     |                                  |        |        |        |        |                                  | X      |        |        |        |        |

