

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA OCEÂNICA

PERSPECTIVAS PARA A EXPLORAÇÃO DA ENERGIA DAS ONDAS NA COSTA BRASILEIRA:
UMA ANÁLISE ENERGÉTICA, LOGÍSTICA E GEOGRÁFICA

Por

Ricardo Cardoso Guimarães

Dissertação para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Oceânica

Orientador: Prof. Dr. Wiliam Correa Marques

Rio Grande, 10 de Agosto de 2020

PERSPECTIVAS PARA A EXPLORAÇÃO DA ENERGIA DAS ONDAS NA COSTA BRASILEIRA:
UMA ANÁLISE ENERGÉTICA, LOGÍSTICA E GEOGRÁFICA

Por

Ricardo Cardoso Guimarães
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica (PPGEO) da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande (FURG), como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Área de Concentração: Engenharia Marítima

Orientador: Prof. Dr. Wiliam Correa Marques

Aprovada por:

Prof. Dr. Paulo Roberto de Freitas Teixeira

PPGEO/FURG

Prof. Dr. Eduardo de Paula Kirinus

UFPR

Prof. Dr. Liércio André Isoldi
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica

Rio Grande, 10 de Agosto de 2020

Ficha Catalográfica

G963p Guimarães, Ricardo Cardoso.

Perspectivas para a exploração da energia das ondas na costa brasileira: uma análise energética, logística e geográfica / Ricardo Cardoso Guimarães. – 2020.

101 f.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande – FURG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica, Rio Grande/RS, 2020.

Orientador: Dr. Wiliam Correa Marques.

1. Energia das Ondas 2. Ondas Oceânicas 3. Conversores de Energia das Ondas 4. Energias Renováveis 5. Modelagem Numérica
I. Marques, Wiliam Correa II. Título.

CDU 621.22:551.466

Catálogo na Fonte: Bibliotecário José Paulo dos Santos CRB 10/2344

**“PERSPECTIVAS PARA A EXPLORAÇÃO DA ENERGIA DAS ONDAS NA COSTA
BRASILEIRA: UMA ANÁLISE ENERGÉTICA, LOGÍSTICA E GEOGRÁFICA”**

RICARDO CARDOSO GUIMARÃES

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de:

MESTRE EM ENGENHARIA OCEÂNICA

Tendo sido aprovada em sua forma final pela Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica



Prof. Dr. Liércio André Isoldi
Coordenador do PPGeo/FURG

Banca Examinadora:

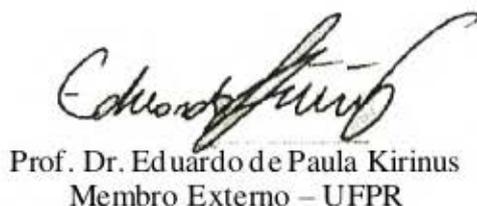


UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE - FURG
Prof. Dr. William Correa Marques
Coordenador do Programa de Pós-Graduação
em Modelagem Computacional

Prof. Dr. Wiliam Correa Marques
Orientador – PPGeo/FURG



Prof. Dr. Paulo Roberto de Freitas Teixeira
Membro Interno – PPGeo/FURG



Prof. Dr. Eduardo de Paula Kirinus
Membro Externo – UFPR

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo constante incentivo ao estudo durante toda minha vida.

Aos meus colegas de mestrado, e à todos meus companheiros, e ex-companheiros, no Laboratório de Análises Numéricas e Sistemas Dinâmicos (LANSD)

Ao Prof. Dr. Wiliam Correa Marques, orientador há 4 anos, e sempre disposto a ajudar e melhorar os projetos desenvolvidos.

À toda coordenação do PPGeo, pela disponibilidade constante para esclarecimento de questões, e desburocratização de processos.

Às agências de fomento: CNPq, no fornecimento de uma bolsa de estudos para desenvolvimento do projeto; CAPES e FAPERGS, pelo auxílio em outros projetos desenvolvidos no LANSD. E a Universidade Federal do Rio Grande (FURG), por fornecer as condições de trabalho para o desenvolvimento da pesquisa.

Ao Centro Nacional de Computação Supercomputação (CESUP) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, e ao Laboratório Nacional de Computação Científica (LNCC), pela disponibilização dos recursos computacionais.

Ao consórcio Open TELEMAC-MASCARET pela disponibilização da suíte de modelagem TELEMAC de maneira livre.

Ao ECMWF pelo disponibilização do dados de vento e onda, utilizados nesse estudo.

E por fim, à todos que contribuíram com o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

A necessidade constante de suprir a crescente demanda energética mundial, acarreta em um aumento na geração de gases do efeito estufa. Para contornar esse problema cada vez mais meios alternativos de geração de energia vêm sendo utilizados para compor a malha energética. Uma das alternativas, que, nas últimas décadas vêm recebendo grande atenção por parte dos pesquisadores, é a conversão da energia das ondas em energia elétrica. No Brasil, os estudos também ganharam força, e cada vez mais se admite a possibilidade de implementar conversores de energia das ondas na costa brasileira. Com isso em mente, o presente trabalho visa determinar as regiões na costa brasileira mais capazes de serem exploradas através da energia ondulatória. Para isso, uma simulação de 37 anos do estado de mar brasileiro, é utilizada em conjunto com uma metodologia multicriterial, onde, as condições logísticas e energéticas da costa brasileira são quantificadas. Posteriormente, matrizes de potência, de 8 modelos de conversores são utilizadas para quantificar o potencial teórico gerado nas melhores localidades. Os resultados mostraram, que, em termos energéticos as regiões Sul e Sudeste do Brasil apresentam os maiores potenciais. Esse fator também se mostrou a causa da presença de menores índices logísticos nessas regiões, ao compará-las com as regiões Norte e Nordeste do Brasil. Após a parametrização dos índices se observou três zonas de interesse na costa brasileira: Cabo Frio, Imbituba e São José do Norte. Ao aplicar as matrizes de conversão nesses locais, potências médias de geração diária entre 1,5 e 230 kW foram observadas, sendo as maiores localizadas na região de Cabo Frio, utilizando o modelo BHBA de conversor. A variabilidade na produção energética também foi discutida, e deve ser um fator primário na escolha do modelo de conversores, assim como no dimensionamento do mesmo. Por fim, todos os resultados se mostraram condizentes com trabalhos prévios, entretanto, o caminho para implementação de um sítio de conversão de energia das ondas no Brasil ainda é longo, e deve ser focado na otimização de dispositivos para as águas brasileiras.

Palavras-Chave: Energia das Ondas; Ondas Oceânicas; Conversores de Energia das Ondas; Energias Renováveis; Modelagem Numérica

ABSTRACT

The constant need to supply the growing global energy demand, leads to an increase in the generation of greenhouse gases. To circumvent this problem, more and more alternative means of energy generation have been used to compose the energy grid. One of the alternatives, which in recent decades has received great attention from researchers, is the conversion of wave energy into electrical energy. In Brazil, studies have also gained momentum, and the possibility of implementing wave energy converters on the Brazilian coast is increasingly recognized. With this in mind, the present work aims to determine the regions on the Brazilian coast that are most capable of being explored through wave energy. For this, a simulation of 37 years of the Brazilian sea state, is used in conjunction with a multicriterial methodology, where the logistical and energetic conditions of the Brazilian coast are quantified. Subsequently, power matrices of 8 wave converters are used to quantify the theoretical potential generated in the improved locations. The results showed that, in energy terms, the South and Southeast regions of Brazil have the greatest potential. This factor also proved to be the cause of the presence of lower logistical indexes in these regions, when comparing them with the North and Northeast regions of Brazil. After parameterization of the indices, three zones of interest were observed on the Brazilian coast: Cabo Frio, Imbituba and São José do Norte. When applying the conversion matrices in these locations, average daily generation power between 1,5 and 230 kW were observed, the largest being located in the Cabo Frio region, using the BHBA model of converter. Variability in energy production was also discussed, and it should be a primary factor in the choice of the convert model, as well as in its design. Finally, all results were consistent with previous work, however, the path to implementing a wave energy conversion site in Brazil is still long, and should be focused on optimizing devices for Brazilian waters.

Keywords: Wave Energy; Ocean Waves; Wave Energy Converters; Renewable Energies; Numerical Modeling

ÍNDICE

1	Introdução	13
1.1	Objetivos	15
2	Referencial Teórico	16
2.1	Ondas Oceânicas	16
2.1.1	Análise Estatística de um Estado de Mar	19
2.2	Simulações Numéricas do Estado de Mar	21
2.3	Os Conversores de Energia das Ondas	27
3	Metodologia	33
3.1	Área de Estudo	33
3.2	TOMAWAC	35
3.3	Avaliação do Potencial Energético	38
3.3.1	Índices Logísticos	39
3.3.2	Índices Energéticos	42
3.3.3	Índice de Zona Potencial	44
3.4	Avaliação do Potencial de Extração	44
4	Resultados	47
4.1	Avaliação do Potencial Energético na Costa Brasileira	52
4.2	Potencial Teórico Gerado por Conversores de Energia das Ondas	67
5	Conclusões	76
6	Limitações e Trabalhos Futuros	79
7	Referências	81
	Apêndice 1	90
	Anexo 1	91
	Anexo 2	92
	Anexo 3	97

LISTA DE FIGURAS

2.1	Classificação das ondas oceânicas por período, adaptado por World Meteorological Organization (1998) de Munk (1950)	16
2.2	Composição da superfície livre através da soma de ondas lineares. (Pierson et al., 1955)	18
2.3	Série temporal de um registro ondulatório, traços indicam as cristas das ondas e os círculos o zero descendente. (World Meteorological Organization, 1998)	19
2.4	Matriz de conversão para um conversor F-2HB, inspirado no modelo WaveBob. Onde H_s está em m; T_p em s; e a escala em kW. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	29
3.1	Batimetria da região de estudo, costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps.	33
3.2	Malha computacional utilizada para representar a área de estudo. Fonte da imagem de terreno: Google Maps.	34
3.3	Função de parametrização para o cálculo do $I_{Harbour}$	39
3.4	Função de parametrização para o cálculo do I_{cc}	40
3.5	Função de parametrização para o cálculo do I_s	43
4.1	Superfície média das alturas significativas da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	47
4.2	Superfície média do período de pico da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	48
4.3	Superfície média do potencial energético das ondas na costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	49
4.4	No topo, espectro da ondaleta média bidimensional de H_s através da isóbata de -50 m, zonas dentro do pontilhado representam 95 % de confiança. Na base, variância média para o período de estudo.	51
4.5	Distribuição do $I_{Harbour}$ ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	53
4.6	Distribuição do I_{cc} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	54
4.7	Distribuição do I_{LogH_s} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	56
4.8	Distribuição do I_{LogW} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	57
4.9	Distribuição do I_{Log} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps	58

4.10 Distribuição do I_s ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google	
Maps	60
4.11 Distribuição do I_{Pw} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google	
Maps	61
4.12 Distribuição do I_{PZ} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google	
Maps	62
4.13 Distribuição do I_{PZ} na zona 1, litoral de São José do Norte (RS). Fonte da imagem de terreno: Google Maps	
.	64
4.14 Distribuição do I_{PZ} na zona 2, litoral de Imbituba (SC). Fonte da imagem de terreno: Google Maps	
.	65
4.15 Distribuição do I_{PZ} na zona 3, litoral de Cabo Frio (RJ). Fonte da imagem de terreno: Google Maps	
.	66
4.16 Pontos de extração do potencial teórico de energia das ondas	67
4.17 Média de potência em kW gerada anualmente no P1.	68
4.18 Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P1.	69
4.19 Média de potência em kW gerada anualmente no P2.	70
4.20 Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P2.	71
4.21 Média de potência em kW gerada anualmente no P3.	72
4.22 Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P3.	73
10.1 Matriz de potência para o conversor do tipo Bref-HB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	97
10.2 Matriz de potência para o conversor do tipo Bref-SHB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	98
10.3 Matriz de potência para o conversor do tipo F-2HB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	98
10.4 Matriz de potência para o conversor do tipo B-HBA. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	99
10.5 Matriz de potência para o conversor do tipo F-HBA. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	99
10.6 Matriz de potência para o conversor do tipo B-OF. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	100
10.7 Matriz de potência para o conversor do tipo F-3OF. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	100
10.8 Matriz de potência para o conversor do tipo F-OWC. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	101

LISTA DE TABELAS

3.1	Conversores utilizados para o cálculo do potencial teórico de energia das ondas. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)	46
4.1	Dados médios e de desvio padrão para os conversores nas três zonas de estudo	75
7.1	Avaliação Indicial para localidades selecionadas	90
8.2	Localização dos Portos Brasileiros. Fonte: http://portal.antaq.gov.br/index.php/instalacoes-portuarias-2/portos/portos-brasileiros/	91
9.3	Cidade Costeiras Brasileiras com mais de 200.000 Habitantes. Fonte: IBGE (2010, 2011)	92

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Gregos

η	Elevação da superfície livre [m].
$\eta(t)$	Elevação da Superfície Livre no Instante de Tempo t [m].
η_0	Média da Elevação da Superfície Livre [m].
ω	Frequência Angular da Onda de Maior Comprimento [rad/s].
ϕ	Potencial de velocidades [m ² /s ²].
ρ	Massa específica da água [kg/m ³].
ρ_w	Massa específica da água do mar [kg/m ³].
σ	Frequência angular [rad/s].

Símbolos Romanos

\mathbf{V}	Vetor de transporte.
\dot{x}	Variável de distância.
a_j	Amplitude da Onda de Índice j [m].
a_m	Amplitude da onda multidirecional [m].
E	Energia da onda por unidade de área [J].
$E(f, \theta)$	Espectro direcional de energia da onda [J/(Hz rad)].
$F(f, \theta)$	Espectro direcional de variância [m ² Hz/rad].
f_1	Frequência inicial do espectro discretizado do TOMAWAC [Hz].
f_n	Frequência final do espectro discretizado do TOMAWAC [Hz].
g	Aceleração da gravidade [m/s ²].
H	Altura de onda [m].
h	Profundidade [m].
H_1	Uma determinada altura de onda [m].
$H_{1/3}$	Altura significativa de onda [m].
I_{cc}	Índice de Distância aos Centros Consumidores.
$I_{Harbour}$	Índice de Distância portuária.
I_{LogHs}	Índice de Manutenção referente a H_s .
I_{LogW}	Índice de Manutenção referente a Velocidade do Vento.
I_{Pw}	Índice de Potencial Energético.
I_{PZ}	Índice de Zona Potencial.
I_s	Índice de Sobrevivência.
I_s^t	Índice de Sobrevivência para cada passo de tempo t .

k	Número de onda [rad/m].
m_0	Momento de ordem 0 [m].
$N(f, \theta)$	Espectro direcional de ação da onda [$\text{m}^2 \text{ Hz s/rad}^2$].
s	Frequência angular intrínseca [rad/s].
t	tempo [s].
T_s	Período significativo de onda [s].
t_{over}	Número de passos de tempo acima do limite.
t_{series}	Número total de passos de tempo.
x	Componente longitudinal do sistema de coordenadas cartesianas.
y	Eixo das ordenadas em um sistema de coordenadas cartesianas.
z	Componente vertical do sistema de coordenadas cartesianas.
D_m	Direção média [$^\circ$].
H_s	Altura significativa de onda [m].
P_w	Potencial energético da onda [kW/m].
T_p	Período de pico de onda [s].

LISTA DE ABREVIATURAS

ASAS	Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul.
Bref-SHB	Bottom-referenced submerged heave-buoy.
F-2HB	Floating two-body heaving converter.
FNL	Final Globe Tropospheric Analysis.
GFS	Global Forecast System.
JONSWAP	Joint North Sea Wave Project.
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration.
NWW3	NOAA WAVEWATCH III.
OWC	<i>Oscillating Water Column</i> - Coluna de água oscilante.
PTO	Power take-off.
RAM	Random Access Memory - Memória de Acesso Aleatório.
SBS	Southern Brazilian Shelf - Plataforma Continental Sul Brasileira.
SWAN	Simulating Waves Nearshore.
Tomawac	<i>TELEMAC-based Operational Model Addressing Wave Action Computation.</i>
WAM	Wave Modeling.
WEC	<i>Wave Energy Converter</i> - Conversor de Energia das Ondas.
WEDGE	Wave Energy Diagram GEnerator.
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da sociedade, em termos tecnológicos e sociais, esta diretamente ligada ao uso da energia, seja ela, elétrica, mecânica ou dos mais diversos tipos. Contudo, desde meados da década de 80 vêm se buscando novas formas de se desvencilhar da dependência que o petróleo trouxe para o avanço da sociedade. [Garrison \(1981\)](#) explica a crise energética como um problema social, evidenciando as consequências da submissão do mundo à utilização do petróleo como fonte primária de energia, o que disponibilizou uma alta influência das grandes petroleiras nas decisões geopolíticas mundiais.

Acompanhado aos problemas sociais, a exploração e uso excessivos do petróleo, vem ocasionando o aumento excessivo da produção de gases poluentes elevando os níveis do efeito estufa e do aquecimento global a patamares nunca antes vistos [\(Haustein et al., 2017\)](#). Dessa forma diversas medidas, na maioria das vezes amparadas por acordos internacionais, como o Protocolo de Kyoto [\(United Nations, 1998\)](#) e o acordo de Paris [\(United Nations, 2015\)](#), estão sendo adotadas por grande parte dos governos mundiais para tentar mitigar os efeitos nocivos causados pelo excesso de gases despejados na atmosfera.

Uma alternativa forte encontrada para combater ambos os problemas, a crise energética e o aumento da poluição, e já adotada por muitos países, é a exploração de métodos de geração de energia a partir recursos renováveis [\(Hillebrand et al., 2006; Pacasila et al., 2016\)](#). Dessa forma existem diversas possibilidades para a geração de energia, como a exploração dos regimes de vento, potencial solar, biomassa, hidrelétricas, as quais também propiciam uma grande discussão devido aos impactos ambientais causados, além das diversas outras alternativas.

Dentre essas alternativas energéticas mais recentes, à parte das hoje amplamente utilizadas eólica e solar, a energia das ondas oceânicas vem recebendo um aumento gradativo de pesquisas, sejam elas ligadas à quantificação do potencial disponível para extração, sejam elas relacionadas aos métodos de conversão de energia e otimização.

As primeiras publicações relevantes, referentes a energia das ondas, datam da década de 80 [\(McCormick, 1981; Shaw, 1982\)](#), entretanto foi a partir da década de 90 que as pesquisas começaram a tomar uma notoriedade maior, evidenciando as capacidades e alternativas para o uso e extração da energia das ondas [\(Falnes e Løvseth, 1991\)](#), além de se beneficiarem dos avanços computacionais da época, os quais proporcionaram novas possibilidades para os estudos [\(Pontes et al., 1997\)](#).

Dessa forma, com o advento das simulações numéricas, as pesquisas sobre potencial energético

das ondas oceânicas começaram a surgir, fossem elas a nível global (Cornett, 2008; Gunn e Stock-Williams, 2012) ou para localidades específicas (Pianca et al., 2010; Espindola e Mauri, 2017). Assim pode-se pela primeira vez, ter noção da capacidade energética que os oceanos podem oferecer. Anteriormente a isso, desde a década de 70 (Masuda, 1971), os primeiros protótipos de conversores de energia das ondas (WEC) começaram a ser desenvolvidos e testados. O primeiro modelo de conversor que ganhou notoriedade foi o coluna de água oscilante (OWC) já possuindo protótipos, que foram utilizados em testes na Noruega, com potência nominal de 350 kW e de 500 kW (Falcão, 2010). Atualmente dezenas de modelos de conversores são estudados e aprimorados, cada um com características e áreas de atuação no oceano específicas.

Em âmbito nacional as pesquisas relacionadas a energia das ondas também avançam, com estudos abrangendo as grandes áreas de pesquisa, sendo elas: a caracterização oceanográfica da área de interesse (Cuchiara et al., 2009; Pianca et al., 2010; Contestabile et al., 2015; Oleinik et al., 2017a,b; Lisboa et al., 2017; Kirinus et al., 2018; Guimarães et al., 2019a); a avaliação do potencial possível de ser gerado (Lisboa et al., 2018; Kirinus et al., 2018; Oleinik et al., 2019; Guimarães et al., 2019b); além de estudos específicos da mecânica e otimização de WEC's.

Entretanto, mesmo com um grande aumento no número de pesquisas relacionadas a todas as áreas relativas à geração de eletricidade a partir das ondas, existem outros fatores associados a extração de energia dos oceanos além do potencial energético da região. Fatores logísticos como o transporte e manutenção dos dispositivos de conversão, capacidade de transporte da energia até a costa, capacidade da cidade onde os WEC's estão próximos de gerenciar e distribuir a energia além de um estudo não só da média do potencial energético da região, mas também do comportamento a longo prazo para que possam ser analisadas possibilidades de ocorrência de eventos que venham a danificar os equipamentos instalados no mar.

Diversos estudos já abordam esses assuntos, como as questões da transmissão da energia (Al-Haiki e Shaikh-Nasser, 2011; OWPB, 2016), ou da análise do potencial energético local (Cornett, 2008; Espindola e Mauri, 2017). Entretanto, análises que envolvam todos esses parâmetros avaliando a capacidade de determinadas localizações para uma possível exploração do potencial ondulatório ainda são muito restritas. Weiss et al. (2018) são precursores nesse estudo, cuja análise global envolvendo parâmetros energéticos e logísticos, é realizada para então, a partir da combinação desses fatores, determinar zonas mais propícias para a exploração energética ao redor do globo.

Com isso em mente, o presente trabalho visa explorar essas características, ainda não estudadas, tendo em vista a capacidade de exploração energética das ondas na costa Brasileira, em termos

energéticos médios e de longo prazo, logísticos e a combinação dos diversos fatores, para que assim se possa definir as regiões mais propícias para exploração na costa brasileira.

Para isso, foi utilizado o modelo numérico TOMAWAC de geração de ondas oceânicas para desenvolver uma simulação de um período de 37 anos, tempo suficiente para que se possa realizar uma análise dos mais diversos eventos climáticos que influenciam o comportamento das ondas. Além disso, uma metodologia para a análise das características logísticas de cada região foi desenvolvida, de modo que particularidades de cada área possam então ser combinadas, para que, quantitativamente sejam determinadas regiões de interesse onde possam vir a ser instalados sítios de conversão de energia das ondas. Por último, nessas regiões ainda será computado a capacidade teórica de geração de energia elétrica para diversos tipos de dispositivos de conversão.

1.1. Objetivos

O presente trabalho possui como objetivo geral determinar as regiões, na costa brasileira, que possuem o maior potencial para a instalação de um sítio de conversão de energia das ondas, levando em consideração os fatores energéticos e logísticos. Para tanto, alguns objetivos específicos devem ser atingidos, sendo eles:

- Utilizar os resultados de estado de mar da costa brasileira, obtidos com uma simulação numérica do modelo TOMAWAC, durante um período de 37 anos;
- Analisar o potencial energético ao longo da costa brasileira, assim como a variação temporal do mesmo ao longo dos anos;
- Analisar as capacidades logísticas da costa brasileira para instalação e manutenção de conversores de energia das ondas;
- Quantificar o potencial teórico gerado por diversos tipos de WEC's nas melhores regiões, para possível exploração na costa brasileira.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção, serão discutidas as fundamentações que tornaram possível a realização desse trabalho. Serão discutidas teorias ondulatórias, métodos para o desenvolvimento de simulações oceânicas, métodos computacionais para soluções numéricas, além da discussão do estado da arte para trabalhos de análise das ondas oceânicas e de conversão de energia das ondas.

2.1. Ondas Oceânicas

Ondas oceânicas de superfície são resultantes de forças que agem sobre o oceano, que dependendo da força predominante, apresentarão formas e características específicas (Fig. 2.1). As principais forças que agem sobre o oceano para a formação de ondas são, as forças atmosféricas, forças gravitacionais, força de Coriolis além de eventos extremos como terremotos (World Meteorological Organization, 1998).

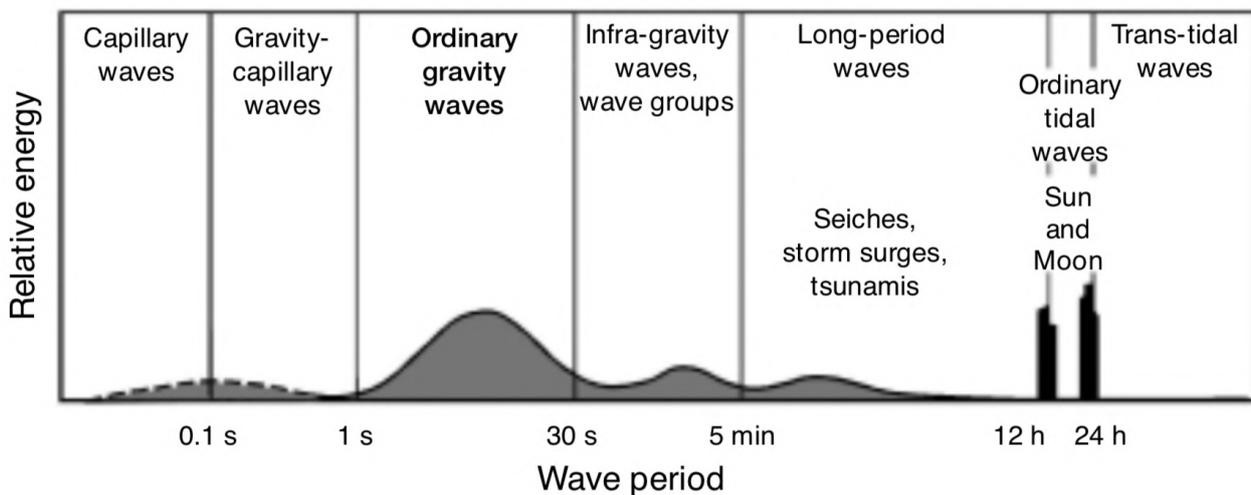


Figura 2.1 – Classificação das ondas oceânicas por período, adaptado por World Meteorological Organization (1998) de Munk (1950)

Dentre os tipos de ondas exibidos na Fig. 2.1, as ondas gravitacionais geradas pelo vento (*Ordinary gravity waves*), serão o objeto de estudo deste ponto em diante. As ondas geradas pelo vento, estão presentes em praticamente todos os pontos do oceano, e são as responsáveis diretas por diversos processos climáticos. Além disso, elas afetam rigorosamente diversas atividades do ser humano, como, por exemplo a navegação, recreação e a proteção costeira.

Entretanto, a formação das ondas oceânicas decorre de diversos processos de alta complexidade,

e devido a isso, diversos autores exploram formulações mais simples, porém relevantes, para que então possam ser compreendidos os conceitos mais complexos. Dessa forma, a teoria linear da onda, descrita a primeira vez por [Airy \(1845\)](#) e posteriormente, estudada por diversos outros autores ([Dean e Dalrymple, 1991](#); [Stoker, 1992](#); [World Meteorological Organization, 1998](#); [Holthuijsen, 2007](#)), serve como ponto inicial para o desenvolvimento dos equacionamentos utilizados atualmente para descrição da onda oceânica.

Assim sendo, para descrever a onda linear será utilizada como base a formulação de [Dean e Dalrymple \(1991\)](#), cuja a equação de Laplace, governante do escoamento, é submetida as condições de contorno que regem o problema, sendo elas: as condições cinemáticas de fundo e da superfície livre, dinâmica de fundo, e laterais.

Por consequência, a equação governante bidimensional,

$$\nabla^2 \phi = \frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0 \quad (2.1)$$

onde ϕ representa o potencial de velocidades da onda e x e z as coordenadas cartesianas referentes aos eixos de mesma identificação, tem como solução as seguintes equações após a aplicação das devidas condições de contorno e da integração da Eq. [\(2.1\)](#):

$$\phi(x, z, t) = -\frac{Hg \cosh k(h+z)}{2\sigma \cosh kh} \text{sen}(kx - \sigma t) \quad (2.2)$$

$$\eta(x, t) = \frac{H}{2} \cos(kx - \sigma t) \quad (2.3)$$

onde nas Eq. [\(2.2\)](#) e Eq. [\(2.3\)](#), H representa a altura da onda, g a aceleração da gravidade, h a profundidade entre o referencial do eixo cartesiano x e o fundo, k o número de onda, σ a frequência angular e t o tempo. Ambas as equações são soluções para uma chamada onda progressiva, o que significa que é uma onda que se desloca com o tempo. Além da onda progressiva, a onda estacionária também pode ser estudada a partir das equações descritas, entretanto, a mesma é vista como a combinação de duas ondas progressivas propagando-se em sentidos opostos.

Mesmo assim, ondas progressivas e/ou estacionárias não são capazes de representar um estado de mar, visto que as mesmas ocorrem apenas em ambientes controlados, como tanques de ondas. Para isso, existem abordagens capazes de melhor representar um estado de mar. Uma aproximação utilizada é a combinação de ondas lineares de diferentes fases, períodos, direções e alturas. Dessa maneira é possível alcançar estados de mar mais complexos como mostrado na Fig. [2.2](#), o que por consequência

ocasiona uma nova abordagem a ser utilizada para a solução do problema.

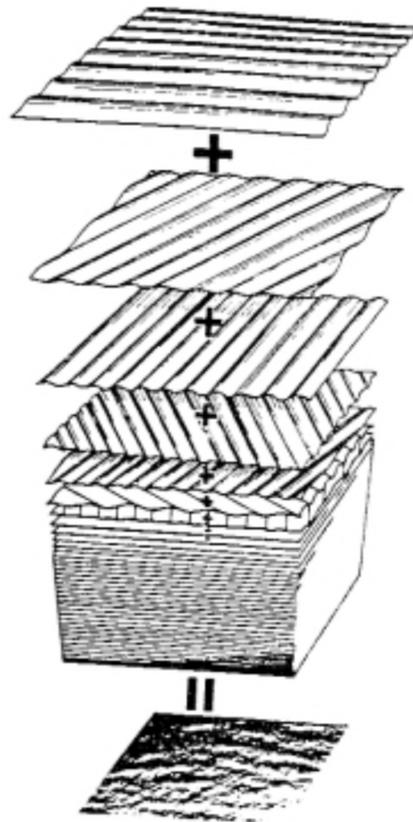


Figura 2.2 – Composição da superfície livre através da soma de ondas lineares. (Pierson et al., 1955)

Com isso em mente, os espectros de ondas representam, quando decompostos através de análises harmônicas ou de Fourier, uma grande quantidade de ondas senoidais de diferentes frequências, fases, direções e amplitudes (World Meteorological Organization, 1998). Assim, análises harmônicas começaram a ser utilizadas devido à alta eficiência para análises de grandes volumes de dados. Trabalhos como o de Pierson e Moskowitz (1964), no qual foi equacionado um espectro para um estado de mar completamente desenvolvido, utilizando idealizações como um estado de equilíbrio, devido a pistas e durações ilimitadas. Também, pode-se ressaltar o trabalho de Hasselmann et al. (1973) que desenvolveram o conhecido espectro *JONSWAP*, usado para descrever ondas na fase de crescimento. Estes trabalhos são referências até os dias atuais e são implementados na maior parte dos modelos numéricos de geração e previsão de ondas.

2.1.1. Análise Estatística de um Estado de Mar

Devido à grande quantidade de dados oceânicos gerados, seja por modelos numéricos, seja por instrumentos de medição *in situ*, é necessário que se utilize métodos computacionais para que se possa avaliar esses arquivos. Assim, alguns parâmetros ondulatórios foram desenvolvidos para tentar representar com uma maior fidelidade as ondas reais através da amostragem de dados; e alguns deles serão discutidos a seguir.

Uma análise das propriedades das ondas inicia-se com a observação e aferição dos dados em posse. Para exemplificar a Fig. 2.3 apresenta um dado hipotético para um estado de mar real.

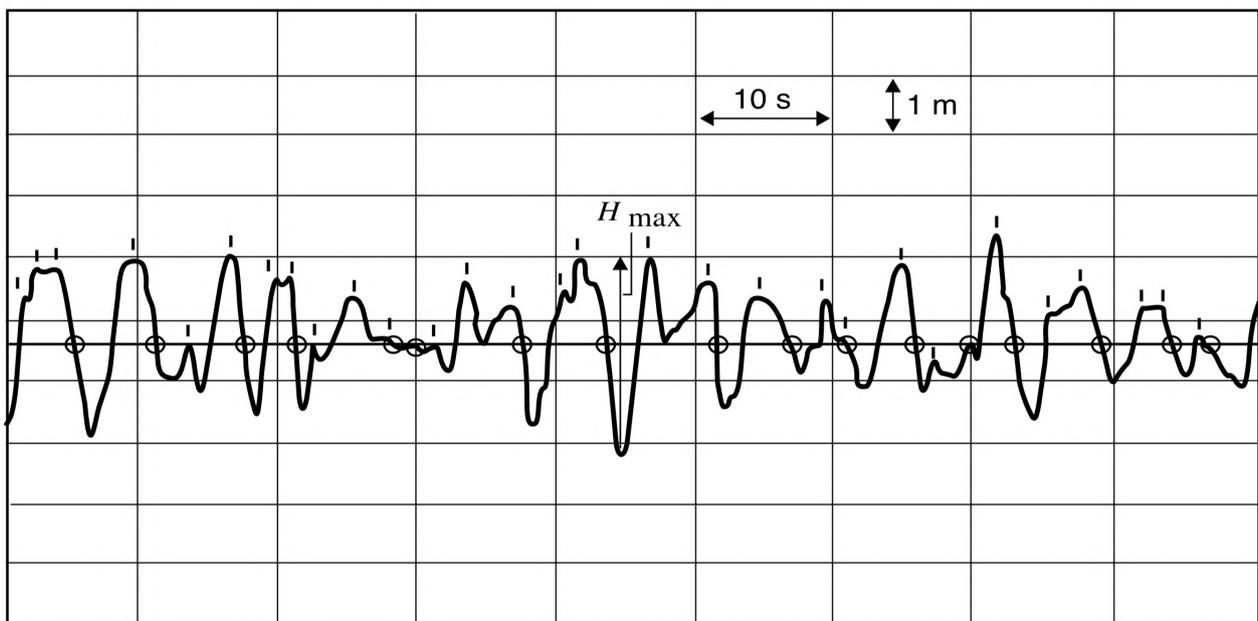


Figura 2.3 – Série temporal de um registro ondulatório, traços indicam as cristas das ondas e os círculos o zero descendente. (World Meteorological Organization, 1998)

Longuet-Higgins (1952) mostraram que, se a variação de alturas de ondas de um determinado estado de mar não é muito ampla, a variação da elevação da superfície livre desse mesmo estado segue uma distribuição Gaussiana. A partir disso é provado estatisticamente que um parâmetro normalmente distribuído possui os seus valores máximos dispostos seguindo à distribuição de Rayleigh (World Meteorological Organization, 1998).

Utilizando a distribuição de Rayleigh, é possível determinar diversos parâmetros importantes para a análise ondulatória. A altura significativa ($H_s, H_{1/3}$), por exemplo, métrica que representa a média das alturas do terço maior das ondas analisadas e utilizada em grande escala para avaliações ondulatórias, e que também representa, aproximadamente, a altura das ondas observadas visualmente,

é calculada da seguinte maneira (World Meteorological Organization, 1998):

$$H_{1/3} = H_s = H_1 \left(0,5 \ln \frac{N}{n}\right)^{-0,5} \quad (2.4)$$

onde H_1 é uma determinada altura de onda da série de dados, N o número de ondas da série de dados e n o número de ondas que excedem a altura H_1 . Outro parâmetro importante que pode ser obtido através de métricas de análise de dados, é o período significativo (T_s), obtido utilizando a mesma metodologia, porém fazendo-se uso dos períodos das ondas da série, obtidos no eixo x da série temporal.

Contudo, atualmente, a maior parte dos dados ondulatórios obtidos são provenientes de modelos numéricos, os quais necessitam uma abordagem um pouco diferente para análise, quando comparados a dados de séries temporais. Os modelos numéricos comumente calculam o espectro ondulatório, que nada mais é que uma composição harmônica de uma grande quantidade de ondas senoidais de diferentes frequências, direções, amplitudes e fases (World Meteorological Organization, 1998).

Assim, levando em conta apenas uma direção de propagação das ondas, é possível representar a superfície de elevação, por meio de uma análise harmônica, conforme segue (World Meteorological Organization, 1998):

$$\eta(t) = \eta_0 + \sum_{j=1}^n a_j \sin(j\omega_0 t + \phi_j) \quad (2.5)$$

onde $\eta(t)$ representa a elevação da superfície livre no instante de tempo t , η_0 a média da elevação da superfície, ω_0 a frequência angular da onda de maior comprimento, dentro das ondas presentes no somatório; j o índice da onda analisada, a_j a amplitude da onda de índice j , ϕ_j a fase da onda de índice j e n o número total de ondas analisadas.

Como o espectro das ondas é uma distribuição estatística da energia e das frequências de uma amostra de ondas, é possível utilizar parâmetros estatísticos para avaliar propriedades ondulatórias (World Meteorological Organization, 1998). Dessa forma, normalmente o espectro é expresso em função de momentos de distribuição, que possuem ordens de 0 até uma ordem n . Dentre as funções de momento, a função de ordem 0 merece uma atenção especial, pois representa a área abaixo da curva do espectro, dessa forma, ela pode ser definida como segue (World Meteorological Organization, 1998):

$$m_0 = \sum_{i=1}^N \frac{a_i^2}{2} = \frac{a^2}{2} \quad (2.6)$$

onde $a_i^2/2$ representa a variância contida entre um intervalo de frequências. A partir do m_0 foi

concluído, matematicamente, que pode-se relacionar o momento de ordem 0 com a H_s apresentada anteriormente, através de uma simples relação (World Meteorological Organization, 1998):

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \quad (2.7)$$

Essa relação possibilita que a energia total (por unidade de área) seja calculada da mesma maneira tanto para espectros como para registros ondulatórios, onde a energia é calculada através da seguinte relação (World Meteorological Organization, 1998):

$$E = \frac{1}{8}\rho_w g H_s^2 \quad (2.8)$$

sendo ρ_w a massa específica da água do mar.

2.2. Simulações Numéricas do Estado de Mar

Modelos numéricos para geração e previsão de ondas estão sendo estudados há pelos menos seis décadas, passando por transformações importantes na sua forma de operação, mas, mais importante, gerando resultados cada vez mais precisos. Phillips (1957) foi um dos pioneiros, dos hoje chamados modelos de primeira geração, mesmo que seus resultados apontassem algumas discordâncias, como a repentina parada do crescimento das ondas quando o espectro alcançasse um nível de saturação universal. Contudo, atualmente, é reconhecido que a modelação de espectro originalmente proposta por Phillips (1957) não existe, tornando a formulação obsoleta (Group, 1988).

Já na década de 70, extensos projetos que estudavam o crescimento das ondas foram realizadas (Mitsuyasu, 1970; Hasselmann et al., 1973; Snyder et al., 1981), levando à criação de novas formulações matemáticas e ao avanço dos modelos de segunda geração. Entretanto, esses modelos também possuíam limitações devidos a parametrizações simplificadas, o que ocasionava a necessidade de o espectro ser prescrito para frequências que não a de pico (Group, 1988).

A discussão dos problemas encontrados nessas formulações levaram ao desenvolvimento de novas formulações para o problema de (Group, 1985). Como resultado, o primeiro modelo de previsão de ondas de terceira geração foi desenvolvido por (Group, 1988). O modelo WAM (*Wave Modeling*) apresenta a evolução de um espectro bidimensional sem a presunção de hipóteses relativas à forma do espectro. O modelo WAM também introduz formulações explícitas relativas à entrada do vento no modelo, às transferências não lineares, e à dissipação por *White capping* (dissipação da onda que ocorre no momento que sua altura se torna muito grande em relação ao comprimento de onda).

Com o grande avanço trazido pelo modelo WAM, outros modelos começaram a ser publicados, cada um com sua característica específica (Janssen, 2008). Modelos como o WAVEWATCH III (NWW3) (Tolman e Chalikov, 1996) e o SWAN (Booij et al., 1999) são dois dos mais utilizados em termos de pesquisas, atualmente. Entretanto, outros modelos também são recorrentes, é o caso do TOMAWAC, modelo utilizado no presente estudo.

Contudo levou certo tempo para que os modelos fossem utilizados como ferramentas padrão para estudos de ondas oceânicas. E isso se deve principalmente ao fato de que era necessário que fosse feita uma calibração e validação para garantir que os resultados apresentados expressassem a realidade. Pontes et al. (1997) são uns dos primeiros autores a apresentar uma validação do modelo WAM. No trabalho, dados de boias são comparados aos resultados do modelo WAM para as regiões do Atlântico Norte, e do Mar Mediterrâneo. Resultados convincentes para a região do Atlântico Norte foram encontrados, principalmente nas regiões *offshore*, entretanto, no Mar Mediterrâneo, os resultados foram menos precisos, sendo necessário uma nova parametrização do modelo, ou a utilização de dados de vento mais aprimorados.

Mesmo assim com o passar dos anos, a capacidade computacional aliada ao melhor desenvolvimento e validação dos modelos oceânicos ocasionou um grande acréscimo no número de trabalhos na área, resultando numa grande expansão do conhecimento sobre o assunto. Análises globais e de locais específicos, do clima ondulatório, utilizando diferentes metodologias, hoje são referências para o início de um estudo de viabilidade, para uma possível exploração da energia das ondas de um determinado ambiente.

Um dos primeiros trabalhos a nível global foi o de Cornett (2008) que utilizou o modelo NWW3 para fazer uma análise do potencial energético das ondas durante um período de 10 anos, entre 1997 e 2006. O autor analisou 5 variáveis, H_s , T_p , D_m , e componentes u e v da média do vento à 10 m. Para 29.792 pontos, o fluxo energético, a velocidade do vento e a densidade de potência do vento foram computados. O autor encontrou as maiores médias de potência de onda se encontram nas altas latitudes do hemisfério sul, entre 40°S e 60°S, no Norte do oceano Atlântico ao Sul da Groenlândia e da Islândia, na costa Leste do Canadá e nos estados americanos de Washington e Oregon.

A máxima energia encontrada em toda a região de estudo ficou na faixa de 125 kW/m, encontrada a Sudoeste da Austrália. O autor também analisou a variabilidade temporal da energia das ondas e conclui que principalmente para altas latitudes o potencial energético tende a sofrer maiores oscilações em decorrência das mudanças de estações do ano.

Arinaga e Cheung (2012) também utilizaram o NWW3 para analisar 10 anos de dados globais

de ondas, entretanto, os autores utilizaram ventos do *Final Globe Tropospheric Analysis* (FNL) como diferencial para forçar o modelo, visto que normalmente o NWW3 utiliza ventos do *Global Forecast System* (GFS), e que por ser um sistema de previsão contém mais discrepâncias. Com essa metodologia, os autores foram capazes de encontrar valores entre 17 e 130 na média mensal de energia das ondas nas regiões acima de 30°N. Nas regiões abaixo de 30°S as médias mensais tiveram uma variação menor indo de 50 a 100. Além disso, os autores ressaltaram que a maior parte dessa energia encontra-se *offshore*, entretanto, países como a Austrália e a Nova Zelândia são propícios à exploração do recurso, visto que os mesmos possuem uma alta ocorrência de *swells* de diversas direções.

Gunn e Stock-Williams (2012) utilizaram novamente o NWW3 para quantificar o recurso energético das ondas no mundo. Um período de 6 anos foi analisado, contudo, diferentemente dos autores anteriores, uma metodologia para quantificação do potencial próximo à costa foi desenvolvida. Assim, o potencial foi calculado em uma linha imaginária, localizada a 30 milhas náuticas da costa, distância utilizada devido à resolução do modelo. Os autores, então, estimaram que o potencial global total de ondas voltadas para a costa é de aproximadamente 2,11 TW, sendo aproximadamente 4,6% passíveis de extração, utilizando um determinado conversor de energia.

Já Reguero et al. (2012) foram um dos pioneiros das análises de longa escala. Utilizando o modelo NWW3, forçado através de uma reanálise de ventos e campos de gelo do projeto NCEP/NCAR da NOAA de 1948 a 2008, foi desenvolvido um banco de dados ondulatório chamado de *Global Ocean Wave* (GOW). Reguero et al. (2015), então, utilizaram o banco de dados para fazer uma análise global da energia das ondas, assim como sua sazonalidade e variabilidades interanuais e de longo prazo. Os autores quantificaram o potencial mundial em 32.000 TW h/ano, valor que é reduzido para 16.000 TW h/ano quando levado em conta a direção da energia. Além disso, as análises de variabilidade confirmaram que a variação sazonal e mensal é muito maior no hemisfério norte, e que as variações de longo prazo podem ser consideradas como pequenas, se comparadas as variações sazonais e mensais devido a eventos climáticos recorrentes.

Zheng et al. (2014) utilizaram dados do projeto de reanálise ERA-40, do ECMWF, coletados entre 1957 e 2002. Os autores explicam que uma das vantagens da utilização da reanálise ERA-40 é a separação dos dados em *swell* e ondas de ventos locais. Assim, os autores puderam concluir que o índice de *swell*, cálculo desenvolvido pelos autores para expressar a influência do *swell* em relação à energia combinada de *swell* e ondas de vento local, é acima de 0,8 em todo o globo, demonstrando que os *swells* são as ondas dominantes para a energia total. Além disso, os índices de *swell* são sempre maiores no meio do oceano quando comparado às regiões costeiras.

Por último, em termos globais, [Weiss et al. \(2018\)](#) consideraram não apenas o potencial energético das regiões para avaliar a capacidade de exploração. Índices, para logística de implementação de conversores, capacidade da rede elétrica das cidades próximas de onde os conversores seriam instalados, além do potencial energético propriamente e da ocorrência de eventos extremos em cada localidade foram calculados. Os autores, então, puderam combinar os índices para avaliar as melhores regiões do globo para extração da energia das ondas. Utilizando um conversor de energia genérico, foi estimado o potencial possível de extração, cuja conclusão foi que Brasil, Nova Zelândia e Austrália possuem a maior capacidade de exploração.

Entretanto, por mais importantes que as análises globais sejam, sua função principal é expor um panorama geral e indicar regiões nos oceanos que possuam um alto potencial de exploração. As análises locais são as que possuem um caráter de decisão maior, com elas são possíveis a realização de recomendações para a área de estudo, assim como definir locais com uma maior precisão para a exploração do potencial das ondas. Essas análises se estendem desde regiões específicas de um país até países por completo, e algumas vezes áreas maiores.

[Pontes et al. \(2005\)](#) são um dos pioneiros nesse tipo de análise, desenvolvendo um atlas ondulatório da costa de Portugal, a partir de resultados do modelo numérico MAR3G, que utiliza dados de vento do ECMWF, durante um período de 11 anos entre 1989 e 1999. Com os resultados, os autores analisaram parâmetros das ondas, como H_s , T_p , D_m e P_w para mais de 80 pontos ao longo da costa; e por fim os disponibilizaram em um endereço eletrônico para acesso geral.

[Wilson e Beyene \(2007\)](#) realizaram uma avaliação do recurso energético das ondas na Califórnia. Dados de boias oceânicas foram analisados estatisticamente e combinados com resultados de uma simulação, utilizando o modelo SWAN para completar a grade de pontos de análise. Mais de 50 boias foram analisadas para diferentes períodos de tempo, cada. Os autores concluíram que ao norte de Point Conception, o potencial fica na média de 25 kW/m, sendo regiões interessantes para instalação de sítios de conversão de energia das ondas. Entretanto, os autores afirmam que as áreas ao sul de Point Conception não devem ser descartadas, devido a sua menor variabilidade temporal no potencial das ondas. Os autores ainda citam que duas áreas de extremo interesse para a exploração dos recursos energéticos, são no Big Sur e em Eureka; nessas duas áreas a plataforma continental descende rapidamente, possibilitando a instalação dos WEC's mais próximo da costa.

[Hughes e Heap \(2010\)](#) estudaram a região da Austrália, utilizando o modelo WAM, com uma grade australiana que então os autores passaram a chamar de AusWAM. Na ocasião foi realizada uma simulação entre 1 de março de 1997 á 29 de fevereiro de 2008. Foi observado que a região sul da

Austrália apresenta os maiores potenciais, variando entre 25 e 35 kW/m na média. A região de New South Wales e sul de Queensland também apresentaram resultados interessantes, com as médias entre 10 e 20 kW/m. Já as outras regiões da Austrália apresentaram médias abaixo de 10 kW/m, sendo então menos indicadas para a exploração. Além disso, os autores afirmam que as variações sazonais são constantes e seguem estritamente o regime de ventos da região.

Iglesias e Carballo (2010) analisaram a região próxima ao cabo de Estaca de Bares, na Espanha, que, devido a sua localização geográfica, é exposta a potentes *swells* provenientes do Atlântico Norte. Os autores analisaram 44 anos de dados, utilizando uma combinação de simulações numéricas, dados de boias e o banco de dados SIMAR-44. O modelo WAM foi utilizado para representar as regiões mais distantes da costa, enquanto que para as áreas próximas foi utilizado o SWAM para melhor representar os fenômenos. Potências médias de 40 kW/m foram encontradas na região de estudo, alcançando um acumulado anual de 350 MW h/m.

Voltando para o continente Americano, Stopa et al. (2011) analisaram o potencial ondulatório no Hawaii. Os autores utilizaram o modelo NWW3 para toda área de estudo, acoplado ao SWAM para a região de Oahu. Ambos modelos, no entanto, foram inicializados a partir de condições de contorno ondulatórias do modelo global do NWW3 e de vento do WRF. Os autores, então, simularam dois casos de referência para as estações do inverno e do verão, cujo resultados foram analisados e comparados com dados de boias pra provar a validade do modelo. Valores altos de potência foram encontrados na presença de *swells* de Noroeste, alcançando 60 kW/m, entretanto, os mesmos ocorrem com frequência apenas nos meses de inverno, enquanto que no verão com a dominância de *swells* de Sul os picos alcançam apenas 15 kW/m.

Na China, Zheng et al. (2013) realizaram um estudo numérico, utilizando o modelo NWW3, validado a partir de dados reais de boias, no mar chinês, obtido entre os anos de 1988 e 2009. Com os resultados, os autores indicaram as regiões do estreito de Luzon, Leste de Taiwan e as regiões mais ao Norte dos mares chineses do Sul, como as regiões de maior densidade energética, variando entre 10 e 16 kW/m. Os autores também analisaram a variabilidade temporal das áreas, e concluíram que as regiões mais ao norte do mar Chinês do Sul e do mar do Leste são as mais estáveis ao longo do ano apresentando os menores índices de variação mensal e sazonal.

Akpınar et al. (2017) seguem a metodologia já muito discutida nessa seção e realizam uma análise de longo prazo, de 1979 a 2009, utilizando o modelo SWAN no Mar Negro. Foram analisadas médias para todo o período, mensais, sazonais e decadais, assim como a variabilidade temporal para os meses e estações. Os dados encontrados sugerem que as regiões de maior interesse para exploração

da energia das ondas se situam na costa da Bulgária, assim como ao norte de Istambul, Sakarya e Kirklareli (Turquia), todas possuindo médias anuais próximas a 5 kW/m. Os autores, por fim, estimam que caso sejam instalados WEC's para extrair energia no Mar Negro, eles devem operar na faixa de 1 a 2,5 m de H_s , com T_p entre 4,8 e 7,6 s.

Estudos como os apresentados são essenciais para tomada de decisões quanto à exploração do local correto para utilização da energia das ondas, e não pode ser diferente no Brasil, onde estudos de toda a costa, assim como de regiões específicas, já se fazem disponíveis. [Cuchiara et al. \(2009\)](#) apresentam um dos primeiros estudos do gênero no Brasil, cuja a plataforma continental Sul Brasileira (SBS) é analisada para determinação do clima de ondas da região. Utilizando o modelo numérico SWAM forçado à partir de ventos constantes durante todo período, e de dados reais de H_s , T_p e D_m obtidos por amostragem; um período do ano de 2005 foi analisado e os autores puderam concluir que o modelo SWAM conseguiu reproduzir, com boa fidelidade, as características já previamente observadas na região, que indicam ondas com direções entre 100 e 160° (E-SE); H_s variando entre 1 e 1,5 m; e T_p entre 6 e 14 s. Os autores também observaram que o modelo SWAM apresenta um espectro bimodal, devido a ondas de *swell* e ventos locais, quando o vento é proveniente de Sul. Já quando o vento é de Nordeste, o espectro apresenta apenas um pico.

Mesmo fornecendo informações relevantes, o trabalho de [Cuchiara et al. \(2009\)](#), foi muito específico para uma determinada região; e possuía um tempo de análise curto para que o mesmo pudesse ser usado para tomada de decisões. Assim, o primeiro trabalho de âmbito nacional pode ser considerado o de [Pianca et al. \(2010\)](#) que analisaram a climatologia de ondas de toda a costa Brasileira, utilizando o modelo NWW3 em uma simulação de 11 anos, entre 1997 e 2007. Devido à escassez de dados reais disponíveis para comparação na costa Brasileira, a validação ocorreu apenas para a região sul, entretanto todas as regiões apresentaram concordância com discussões prévias.

Os autores descrevem como região mais energética a costa Sul do Brasil; e que essa energia vai diminuindo conforme ocorre o deslocamento para a região Norte da costa. Além disso, a estação do inverno é a que apresenta as maiores ondulações e, conseqüentemente, as maiores energias na região Sul do Brasil, enquanto que nas regiões mais ao Norte da costa as maiores ondulações são percebidas durante o verão austral. Os autores também associam o maior potencial na região sul, devido à passagem de frentes frias e polares, que acabam por gerar ventos de maior intensidade nas regiões afetadas.

[Oleinik et al. \(2017a,b\)](#) também realizaram uma análise de longo prazo, utilizando o modelo TOMAWAC. Na ocasião foram simuladas condições ondulatórias durante, 18 anos para a plataforma

Sul-Sudeste do Brasil (SSBS), em que H_s , T_p , D_m e P_w foram computados em termos médios e também quanto à variabilidade temporal. Três localidades foram selecionadas para uma análise mais minuciosa, Cabo de Santa Marta (SC), Ilhabela (SP) e Ilha do Farol (RJ), sendo essa última, segundo os autores, a que apresentou as maiores médias com 1,7 m de H_s , 8,9 s de T_p e 15 kW/m de P_w . Cabo de Santa Marta e Ilhabela apresentaram médias próximas, 10 kW/m de P_w embora um pouco abaixo da Ilha do Farol. Também foi observado uma grande influência sazonal nos três sítios, dado que no inverno e outono as localidades apresentaram médias de, 4 a 7 kW/m a mais que no verão e na primavera. Por fim uma análise utilizando ondaletas foi conduzida, ocasião em que foi possível observar que nas três localidades os eventos mais energéticos acontecem na faixa de período de 6 a 12 dias, diretamente associado a passagem de frentes frias.

Espindola e Mauri (2017) realizaram uma análise energética de toda costa do Brasil. Os autores utilizaram 35 anos de dados do projeto de reanálise ERA-Interim, do ECMWF. Estatísticas anuais e sazonais foram avaliadas para H_s e P_w . Os autores estimaram um potencial anual total de 89,97 GW para toda a costa, sendo 20,63 kW/m a maior média encontrada, essa localizada na região mais ao sul do Brasil. Os autores, mesmo considerando que o potencial da região Sul não passa de moderado, se comparado a outras regiões do globo, afirmam que diversas localidades na costa brasileira são adequadas para a exploração através de WEC's devido a sua baixa variabilidade temporal de P_w .

Por fim Kirinus et al. (2018) realizaram uma análise combinada da energia das ondas e das correntes. Os autores utilizaram o modelo TELEMAC-3D acoplado ao TOMAWAC para analisar a dinâmica da plataforma Sul Brasileira por um período de 10 anos, assim como para avaliar a variabilidade temporal na região. Os autores afirmaram que simulações de longo período são necessárias para a análise da possível extração de energia, visto que curtos períodos podem omitir importantes efeitos causados por eventos climáticos interanuais, por exemplo. Quanto à variabilidade das ondas, forçantes e atmosféricas, como a passagem de frentes e ciclones, mostram alta relação com as modificações do estado de mar. Dessa forma, foi observado meses com 0,21 a 0,36 vezes maior H_s em diversas regiões.

2.3. Os Conversores de Energia das Ondas

O conhecimento do potencial energético disponível no oceano incentivou diversas empresas e pesquisadores a descobrir maneiras de extrair e converter essa energia em energia elétrica, que possa ser disponibilizada para a população. Diversos protótipos com os mais diferentes métodos de conversão foram desenvolvidos, cada um com suas características e vantagens. Falcão (2010) fez uma grande revisão dos diversos dispositivos capazes de converter a energia das ondas em energia elétrica. O

autor divide em três grandes áreas, os dispositivos de coluna da água oscilante (OWC), os dispositivos de estruturas fixas ou flutuantes que operam por meio de uma turbina de ar; os corpos oscilantes: estruturas flutuantes ou submergidas que convertem a energia a partir do movimento relativo de seus componentes; e dispositivos de galgamento, também fixos ou flutuantes, embora operando com turbinas hidráulicas.

López et al. (2013) também fizeram uma grande revisão das tecnologias de conversão, além de um embasamento dos locais mais energéticos ao redor do globo. Além da classificação e princípios de funcionamento dos diversos tipos de WEC's os autores discutem os estágios da conversão da energia. Três estágios são considerados: no primeiro, ocorre a conversão do movimento ondulatório em movimento mecânico, fluxo de ar ou fluxo de água; no segundo estágio ocorre a conversão da energia mecânica do primeiro estágio em energia elétrica; por fim, no terceiro ocorre a interação dos WEC's com a rede elétrica, onde deve ocorrer a manipulação da voltagem e da corrente para se adequar as linhas de transmissão.

Um avanço significativo na área aconteceu quando o potencial teórico de conversão passou a ser quantificado para os diversos tipos de conversores. Ou seja, passou a ser possível estimar quanto de energia seria gerada por um conversor, utilizando dados ondulatórios da região desejada. Babarit et al. (2011) apresentaram um grande projeto em que 8 modelos de WEC's baseados em protótipos reais foram modelados computacionalmente, levando em conta sua forma física, seus princípios de conversão e seus sistemas de geração, para desenvolver a matriz de conversão de cada WEC.

Babarit et al. (2012) fazem uma revisão de todos esses resultados obtidos pelo projeto anterior e apresentam a matrizes de conversão, que consiste no quanto de energia será desenvolvida em kW/m para uma determinada altura significativa de onda, em m, e para um determinado período de pico, em s (Fig. 2.4). Com as matrizes, foi possível observar a grande influência das dimensões físicas dos dispositivos na energia convertida. Dispositivos como o F-2HB, inspirado no protótipo WaveBob (Weber et al., 2009), por exemplo, geram 5 vezes mais energia que dispositivos do tipo Bref-SHB, inspirado no Ceto WEC (Rafiee et al., 2016), entretanto, isso vem acompanhado de um aumento de pelo menos 10 vezes no comprimento do conversor. Dessa forma, os autores concluíram que independentemente do modelo de WEC, a energia anual absorvida é de aproximadamente 2 MW h/kN, levando em conta as perdas que ocorrem no PTO (*Power take-off*), sistema encarregado de converter a energia mecânica em energia elétrica no conversor, e a proporção dos diferentes WEC's.

As matrizes de potência dos WEC's foram mais um passo importante para a avaliação da capacidade de geração de um sítio de conversão de energia das ondas. Utilizando-as, diversos autores

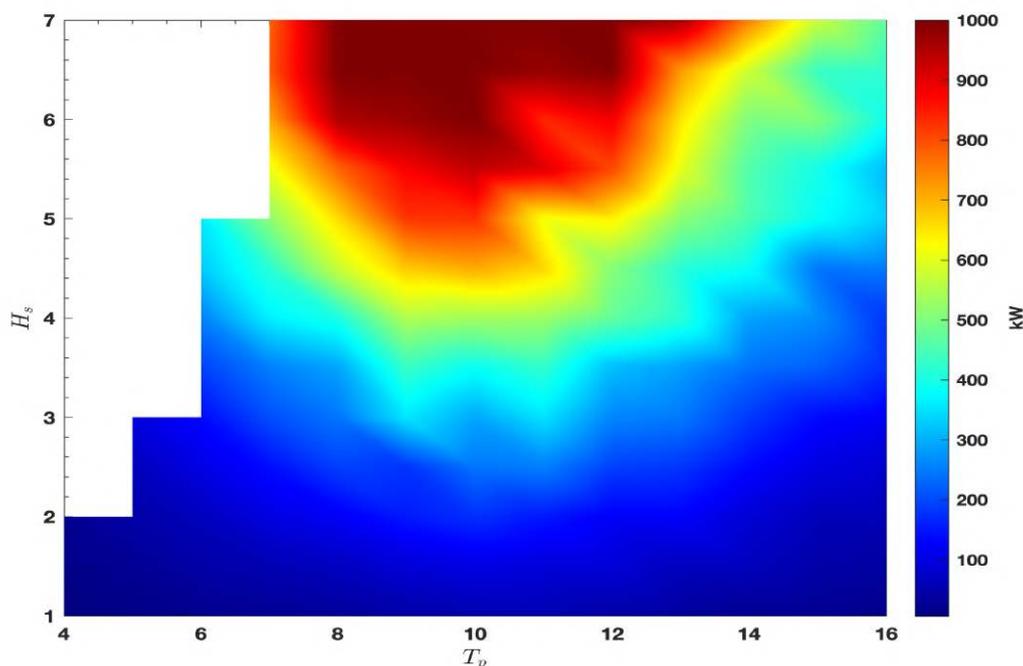


Figura 2.4 – Matriz de conversão para um conversor F-2HB, inspirado no modelo WaveBob. Onde H_s está em m; T_p em s; e a escala em kW. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

puderam estimar, quais as melhores tecnologias para cada região e o quanto, teoricamente, poderia ser gerado de energia. Silva et al. (2013) utilizaram 3 anos de simulações, provenientes do NWW3 e do SWAM, do estado de mar de Portugal. Neste trabalho 31 pontos de interesse foram selecionados, além disso, foram desenvolvidos diagramas de ocorrência para combinações de H_s e T_p , para então serem combinados com as matrizes de potência dos conversores.

Em seguida, 5 modelos de conversores, que operam nas três zonas de exploração, *offshore* (águas com mais 40 m de profundidade), *nearshore* (águas com profundidade entre 25 e 40 m) e *shoreline* (na linha de costa), foram comparados. Isso feito, suas matrizes de conversão foram combinadas com os diagramas de ocorrência para calcular a energia gerada. Os autores concluíram a importância da análise utilizando os conversores, visto que algumas regiões apresentavam energias de onda muito semelhantes, entretanto, ocorria uma grande diferença de potência estimada entre modelos diferentes de conversores. Outro ponto importante é a estimativa de longo prazo, visto que as variações anuais causam grandes oscilações na geração de energia.

Carballo et al. (2014) desenvolveram uma ferramenta para analisar a combinação de locais e modelos de conversores de modo eficiente. A ferramenta WEDGE (Wave Energy Diagram GEnerator) baseada em Matlab®, tem como função reconstruir o potencial energético de determinada localidade,

rapidamente, utilizando um grande banco de dados da região de estudo. Os autores utilizam a região de Rias Baixas na Espanha, para estudar 23 combinações, compostas por 9 modelos de WEC's e 5 locais. Foram encontradas as maiores potências por dispositivo nas localidades com profundidade de 100 m, entretanto, a redução para o local a 75 m é muito pequena, o que torna o ponto mais adequado, devido aos custos relacionados a instalação de WEC's a grandes distâncias da costa.

Utilizando a mesma metodologia, [Carballo et al. \(2015\)](#) selecionaram duas localidades no Norte da Galícia (Espanha) para analisar a variabilidade intra anual na conversão da energia das ondas. Foi atestado que ocorrem variações de mais de 150 % na produção mensal de energia, chegando inclusive a 384 % para um determinado modelo de conversor, quando comparados os meses de novembro e junho. Novamente, os autores encontram grandes diferenças quando comparadas às diferentes tecnologias, tanto *offshore* quanto *nearshore*, sendo sempre as regiões *offshore* as que apresentam maior energia disponível. Entretanto, diversos equipamentos tiveram seu coeficiente de capacidade (comparação da energia produzida por um WEC em determinado período em relação à energia máxima possível de ser produzida) diminuídos, devido ou a ondulações com energia em excesso, que causam o não funcionamento do dispositivo, ou ondulações pequenas, que fazem com o que os dispositivos operem abaixo da sua capacidade de conversão máxima.

[Vannucchi e Cappietti \(2016\)](#), ao analisarem a costa italiana, utilizaram uma abordagem semelhante à [Carballo et al. \(2015\)](#). Dois modelos numéricos, um para as regiões *offshore* (MED 6MIN), e outro para as zonas próximas à costa (MIKE21) foram utilizados para analisar 4 anos do estado de mar. Diversos pontos foram analisados, tanto na isobatimétrica de -15 m como na de -50 m, sendo selecionados os 4 mais energéticos de cada isobatimétrica para uma análise com 5 modelos de WEC's para então ser computada a energia gerada por cada conversor em todas as localidades. Os autores puderam concluir que, mesmo não possuindo um potencial tão grande quando comparado a outras regiões, como a Ilha de Açores (Portugal), a costa italiana se beneficia pelo fato de manter os conversores de energia operando por grande parte do tempo, algo que não ocorre devido a eventos de extrema capacidade energética no Oceano Atlântico. Além disso, os autores afirmam que caso os equipamentos sejam otimizados para a operação na costa italiana, aumentando seu coeficiente de capacidade, a energia gerada pode se equiparar a das regiões comparadas.

[Penalba et al. \(2018\)](#) realizaram uma análise dos impactos das variações da energia das ondas, na costa Oeste da Irlanda, sobre dispositivos de conversão de energia das ondas. Uma base estatística foi desenvolvida utilizando a combinação de dados das reanálises ERA20 e ERA-Interim, ambas desenvolvidas pelo ECMWF, a partir de uma calibração e validação, utilizando medidas de boias locais.

Além disso, os autores desenvolveram uma formulação para desenvolvimento das matrizes de potência dos conversores, utilizando uma modelagem no domínio do tempo, ao invés de utilizar o domínio da frequência como autores anteriores.

Foram geradas duas matrizes de potência para conversores do tipo PA (*Point Absorbers*) e OSWCs (*Oscillating Surge Wave Converters*), ambos inspirados em protótipos reais, que foram então combinadas com as distribuições de energia locais. Foram observadas diferenças crescentes na produção de energia desde 1920 até os anos 2000, fato que os autores consideram extremamente relevantes, já que se essa for uma tendência, deve ser levada em conta para o dimensionamento dos conversores. Outro fator importante observado foi o aumento nas últimas décadas de eventos extremos, o que ocasiona o funcionamento dos conversores em modo de sobrevivência, no qual os mesmos deixam de produzir energia, dificultando ainda mais o seu correto dimensionamento.

[Morim et al. \(2019\)](#) também se utilizam de um grande banco de dados, 31 anos de estado de mar da costa de New South Wales, Sudoeste australiano, para avaliar a variabilidade inter e intra-anual na produção de energia através de WEC's. Três potenciais localidades foram selecionadas com diferentes profundidades, para testar 10 modelos de conversores de energia. Os autores puderam observar que os níveis de variabilidade da região de estudo, se comparados com outras regiões já consideradas boas para desenvolvimento de sítios de conversão de energia das ondas, estão no mesmo patamar. Outro ponto importante observado foi que a variabilidade interanual da produção de energia dos WEC's excede a variabilidade das condições ondulatórias, demonstrando a importância da observação do potencial de produção de energia ao longo dos anos, e não somente a partir de médias mensais ou anuais.

No Brasil, poucos estudos combinam a análise das ondas oceânicas com a geração de energia por meio dos conversores de ondas. [Oleinik et al. \(2019\)](#) desenvolveram uma metodologia para acoplar a conversão de energia dos WEC's junto à simulação do estado de mar, a fim de estudar a influência da presença de conversores no campo de ondas em Laguna (Santa Catarina). O método consiste em acoplar ao modelo de ondas TOMAWAC um modelo de conversão de energia das ondas baseado em um dispositivo do tipo OWC, dessa forma, a cada passo de tempo os dados de onda são utilizados pelo modelo de conversão para o cálculo da energia gerada, e devolvidos ao modelo oceânico para que se possa realizar o cálculo do estado de mar nas regiões posteriores à zona de conversão.

Os autores utilizando um sítio composto de 87 dispositivos encontraram uma potência média para a região de 131,63 kW, sem levar em conta perdas decorrentes do processo de conversão e distribuição. Além disso, a presença dos conversores não ocasionou uma grande alteração no ambiente de estudo. A média de H_s foi diminuída em 0,2 m, o T_p teve um aumento de 0,3 s, enquanto que a

direção de incidência da onda não sofreu alterações maiores que 5° , causando uma pequena alteração na hidrodinâmica do ambiente.

Por fim [Guimarães et al. \(2019b\)](#) utilizaram a matriz de potência de um conversor do tipo *Point-absorber* para determinar as regiões na costa brasileira com maior potencial de geração de energia. Para isso 37 anos de estado de mar, gerados pelo TOMAWAC, foram utilizados para a extração de séries temporais de H_s e T_p de mais de 2000 pontos ao longo da costa, as quais foram posteriormente combinadas com a matriz de potência do conversor. Foi observado que a costa Sul do Brasil, principalmente entre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, possuem, por uma margem considerável, os maiores potenciais do Brasil, entretanto, estudos prévios mostram que essas são zonas de altíssima variabilidade, o que pode ser um empecilho na geração constante de energia ao longo do ano. Também foi observado que nos estados do Rio de Janeiro e Rio Grande do Norte existe a possibilidade de exploração devido a mais baixa variabilidade das regiões, entretanto, nessas regiões o conversor do tipo *Point-absorber* deve ser redimensionado, ou substituído por outro, visto que o mesmo opera muito abaixo da sua capacidade máxima.

3. METODOLOGIA

3.1. Área de Estudo

A área de estudo do presente trabalho compreende toda a costa brasileira (de 33° S a 4° N e de 54° W a 25° W). A Fig. 3.1 apresenta a batimetria do Oceano Brasileiro, onde é possível observar profundidades de até 6000 m nas regiões mais afastadas do limite oceânico da área de estudo, enquanto que nas regiões costeiras existe uma grande área com profundidades acima dos 300 m, principalmente entre o estado de São Paulo e o Rio Grande do Sul, onde em determinadas regiões a quebra da plataforma, ocorre a pelo menos 250 km da linha de costa (Goes e Jr, 2017).

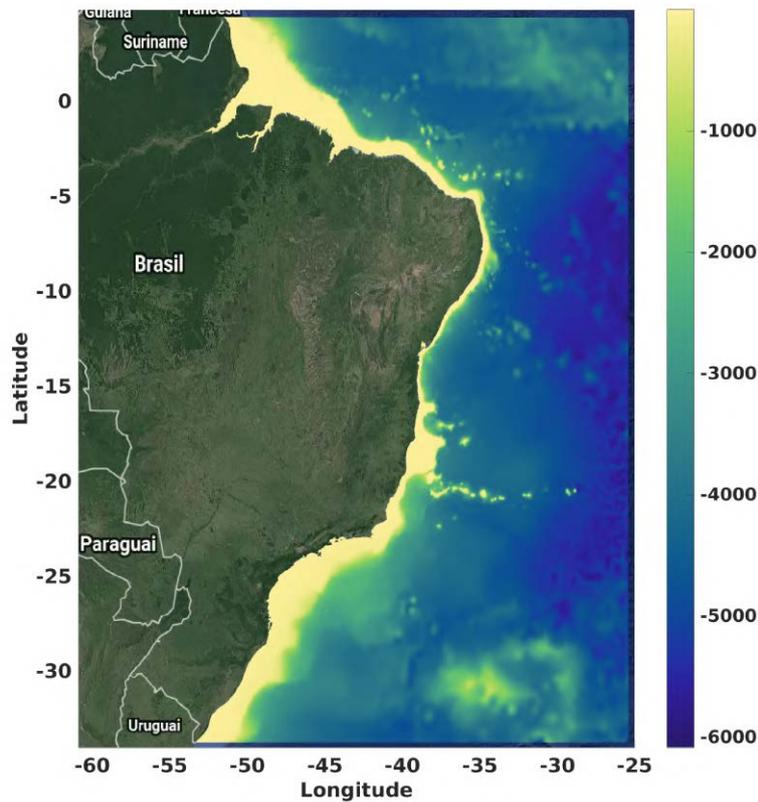


Figura 3.1 – Batimetria da região de estudo, costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps.

Em termos dinâmicos a região pode ser dividida basicamente em duas grandes zonas, do extremo Sul do estado do Rio Grande do Sul até o estado da Bahia, onde o regime de ventos é diretamente influenciado pela posição do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), o qual, durante o

inverno, afasta-se da região costeira, diminuindo a intensidade dos ventos do quadrante NE, facilitando a passagem de frentes frias provenientes do quadrante S, as quais proporcionam ondulações de maior intensidade, principalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil (Castro e Miranda, 1998; Parente et al., 2015; Dereczynski e Menezes, 2015). Já durante o verão o ASAS se aproxima da costa brasileira, ocasionando um aumento na intensidade dos ventos de NE e a diminuição na constância de ondulações de maior intensidade (Castro e Miranda, 1998; Dereczynski e Menezes, 2015).

Já a região equatorial do Brasil possui um sistema atmosférico determinado pela Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), onde os ventos alísios do Hemisfério Norte, predominantemente de NE, convergem com os ventos alísios do Hemisfério Sul, com predominância de Sudeste (Nimer, 1989; McGregor e Nieuwolt, 1998). Durante o ano, a ZCIT migra meridionalmente, atingindo o máximo Norte entre agosto e setembro, e chegando mais próxima do Equador durante os meses de março e abril, exercendo um controle significativo nos regimes de vento e chuva da região (Byers, 1974; Nimer, 1989; McGregor e Nieuwolt, 1998).

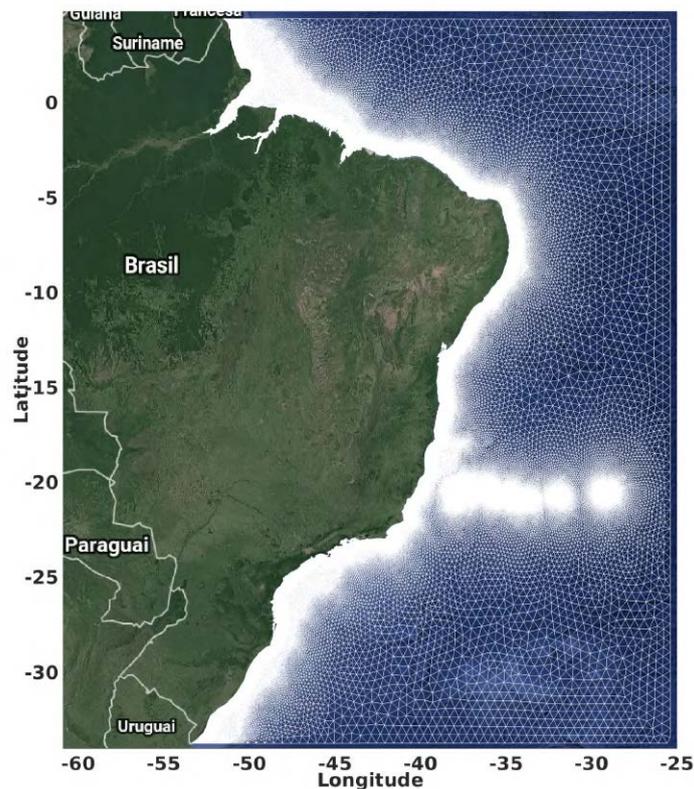


Figura 3.2 – Malha computacional utilizada para representar a área de estudo. Fonte da imagem de terreno: Google Maps.

Para representar a área de estudo, uma malha computacional (Fig. 3.2) foi desenvolvida utilizando o *software* Blue Kenue™. Composta de 547.479 nós triangulares lineares, dispostos de uma maneira não estruturada, a malha possui distância variável entre os nós, para que regiões de maior interesse, e com dinâmica mais complexa, possam ter uma melhor reprodução da fenomenologia envolvida. Nas regiões mais próximas à costa, distâncias entre 100 a 300 m podem ser observadas com aumento gradativo, no entanto, dificilmente ultrapassando 1 km. Ao afastar-se da costa a distância entre os nós dos elementos continua aumentando gradativamente, alcançando 55 km nas proximidades dos limites oceânicos.

3.2. TOMAWAC

O modelo de geração e propagação de ondas espectral TOMAWAC, é um modelo de terceira geração desenvolvido por Benoit et al. (1996). O modelo faz parte da suíte de modelagem open TELEMAC-MASCARET, desenvolvida para solução de problemas hidrodinâmicos inicialmente (Hervouet, 2007), no qual foi-se adicionando módulos específicos com o tempo.

O módulo TOMAWAC foi desenvolvido, basicamente, com três propósitos: previsão do clima de ondas; *Hindcasting* (Análise de eventos climáticos que já aconteceram, entretanto não possuem dados ou estão incompletos); e estudos da climatologia de ondas de locais específicos (Awk, 2017). Para isso, o modelo soluciona a equação da densidade de ação da onda espectral Eq. (3.1) utilizando o método dos elementos finitos.

$$\frac{\partial N(f, \theta)}{\partial t} + \frac{\partial \dot{x}N}{\partial x} + \frac{\partial \dot{y}N}{\partial y} + \frac{\partial \dot{k}_x N}{\partial k_x} + \frac{\partial \dot{k}_y N}{\partial k_y} = Q(k_x, k_y, x, y, t) \quad (3.1)$$

onde $N(f, \theta)$ representa o espectro direcional da onda, k_x e k_y são os componentes das direções x e y do vetor do número de onda, $x = (x, y)$ é a localização espacial em um plano de coordenadas Cartesianas, t representa o tempo, enquanto que Q representa a totalidade dos termos fontes. Essa equação implica que, para em casos gerais de propagação de onda em um ambiente instável e não homogêneo, a ação da onda é preservada através dos termos fontes e sumidouros (Q) (Awk, 2017).

O espectro direcional de ação da onda é relacionado ao espectro direcional de variância através da relação:

$$N = \frac{F}{s} \quad (3.2)$$

sendo s a frequência angular intrínseca, como, por exemplo, a frequência angular sendo observada em um sistema de coordenadas móvel que está na velocidade da corrente, e $F(f, \theta)$ o espectro direcional de variância. $F(f, \theta)$ é o espectro mais usual utilizado por modelos para representação do estado de mar (Awk, 2017) visto que ele é simplesmente derivado do espectro direcional de energia da onda através da equação:

$$F(f, \theta) = \frac{E(f, \theta)}{\rho g} \quad (3.3)$$

onde ρ é a massa específica da água, g a aceleração da gravidade e $E(f, \theta)$ o espectro direcional de energia da onda. Este último surge da discretização espacial e temporal da equação da energia da onda multidirecional:

$$\sum_f^{f+df} \sum_\theta^{\theta+d\theta} \frac{1}{2} \rho g a_m^2 = E(f, \theta) df d\theta \quad (3.4)$$

tendo a_m como a amplitude da onda multidirecional. É através desse equacionamento que o TOMAWAC é capaz de calcular o potencial energético das ondas, entretanto, para isso, o modelo utiliza o método dos elementos finitos (Hrennikoff, 1941; Courant, 1943), para dividir o domínio no espaço e no tempo e possibilitar a solução do sistema de equações.

Essa divisão ocorre através das discretizações espaciais, espectro-angulares e temporais. A primeira ocorre na fase da geração da malha computacional, que tem como finalidade representar a parte marítima do domínio. Isso é feito através de elementos finitos triangulares que são limitados em quantidade apenas pela capacidades de memória RAM da máquina onde serão realizadas as simulações.

A discretização espectro-angular é composta de duas divisões: a primeira formada a partir da discretização das frequências do espectro, na qual o TOMAWAC trabalha a divisão de frequências como uma série de progressão geométrica:

$$f_n = f_1 q^{n-1} \quad (3.5)$$

onde f_n representa a frequência final, f_1 a frequência inicial, q a taxa de crescimento e n o número de frequências. Para casos de ondas de gravidade é comum limitar as ondas entre a faixa de 0,4 Hz a 0,04 Hz (2,5 a 25 s) (Awk, 2017). A segunda, discretização angular, ocorre através de uma distribuição igualmente espaçada entre o intervalo de propagação que varia de 0° a 360° , ficando a cargo do usuário apenas a seleção do número de direções que serão utilizadas. Por último, a discretização temporal

acontece através da atribuição do tempo entre os passos de cálculo do modelo, os quais também podem ser subdivididos em sub passos para os termos fonte (Awk, 2017).

Definidos os parâmetros de discretização, o modelo pode então resolver o sistema de equações. Já foi visto que a equação solucionada pelo TOMAWAC, é uma equação de transporte (Eq. (3.1)), que também pode ser escrita através da forma geral:

$$\frac{\partial(BF)}{\partial t} + \mathbf{V} \cdot \nabla(BF) = BQ \quad (3.6)$$

sendo F e Q , o espectro de variância e a representação dos termos fontes respectivamente, B uma propriedade de transporte, e \mathbf{V} um vetor de transporte, nesse caso específico, de quatro dimensões.

$$\mathbf{V} = \begin{pmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \\ \dot{\theta} \\ \dot{f}_r \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

A equação Eq. (3.6) é solucionada pelo TOMAWAC através de um método fracional, cujos termos convectivos são solucionados por completo antes de iniciar a solução dos termos fontes. Assim o passo advectivo de solução consiste na solução da equação geral sem o termos fontes:

$$\frac{\partial(BF)}{\partial t} + \mathbf{V} \cdot \nabla(BF) = 0 \quad (3.8)$$

discretizada como segue:

$$\frac{(B.F)^* - (B.F)^n}{\Delta t} = [\mathbf{V} \cdot \text{grad}(B.F)^n] \quad (3.9)$$

da onde, após o cálculo, valores de $(B.F)^*$ e F^* são utilizados para obtenção do termo fonte:

$$\frac{\partial F}{\partial t} = Q \quad (3.10)$$

que é discretizado da seguinte forma:

$$\frac{F^{n+1} - F^*}{\Delta t} = \frac{Q^{n+1} + Q^*}{2} \quad (3.11)$$

Resolvendo a Eq. (3.11), é possível obter o espectro de variância F^{n+1} , para o determinado passo de

tempo, em seguida, é feito o cálculo para quantos passos de tempos forem necessários, e o espectro é utilizado para obtenção das propriedades desejadas (Awk, 2017).

3.3. Avaliação do Potencial Energético

Para avaliar o potencial energético, duas abordagens foram tomadas, primeiramente, uma descrição baseada nas análises de (Guimarães et al. (2019a, 2020)) é mostrada para determinar as características ondulatórias da costa Brasileira. Os autores utilizaram o TOMAWAC para simular 37 anos de estado de mar, entre 1979 e 2016, calculando as principais propriedades ondulatórias, como altura significativa, período de pico, direção média, potencial energético, além dos ventos nas direções x e y , velocidade de fundo e período médio.

Os autores impuseram condições de contorno de valor prescrito nas bordas e superfície oceânicas, sendo nas bordas, valores de H_s , T_p e D_m , utilizados apenas no passo de tempo inicial, enquanto que em todos os outros nós ocorre a imposição de dados de vento, única condição utilizada para o cálculo da evolução do espectro. Todos os dados de condição de contorno foram adquiridos do projeto ERA-Interim reanalysis¹ (Berrisford et al., 2011) executado pelo ECMWF. Os dados possuem resolução espacial de $0,75^\circ \times 0,75^\circ$, e resolução temporal de 6 h. Por último foi realizada a interpolação dos dados de condição de contorno com os dados da malha para geração do arquivo de condições de contorno.

Com os 37 anos de estado de mar, foram então aplicadas metodologias para avaliação do potencial na costa Brasileira. Foram executadas análises de média temporal, em que foram extraídas as superfícies médias de H_s e P_w para todo o período do estudo. Posteriormente, utilizando uma análise espectral via ondaleta 2D, foi realizada a caracterização da variabilidade espacial e temporal da área de estudo.

Com a discussão inicial, baseada nos trabalhos de (Guimarães et al. (2019a, 2020)) finalizada, foi então possível realizar uma análise precisa da capacidade de cada localidade na costa brasileira para, uma eventual extração do potencial ondulatório. Para isso, foi utilizada uma abordagem semelhante a de (Weiss et al. (2018)), onde índices para fatores como potência disponível, ocorrência de eventos extremos, distância da localidade para portos e cidades grandes e logística de instalação e manutenção foram calculados, para posteriormente serem integrados de forma que as regiões mais propícias fiquem evidentes.

¹<http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim>

3.3.1. Índices Logísticos

Os índices logísticos têm como função calcular fatores relevantes ao transporte, instalação, manutenção e transmissão da energia dos WEC's, fatores decisivos para a construção de um sítio, visto que a falta de um porto próximo, por exemplo, inviabiliza a manutenção emergencial do sítio de conversão.

Dessa forma, o índice de distância portuária ($I_{Harbour}$) é calculado através da distância em linha reta, de um nó da malha até o porto mais próximo. Os 31 portos costeiros do Brasil são levados em conta, mesmo que alguns deles possam não fornecer estrutura necessária para realizar operações desse tipo.

Assim, o $I_{Harbour}$ de cada nó da malha é calculado através da seguinte função de parametrização, adaptada de Weiss et al. (2018) também representada na figura Fig. 3.3:

$$I_{Harbour}(\dot{x}) = \begin{cases} \frac{-0.8}{250}\dot{x} + 1 & \text{Para } \dot{x} \leq 250 \\ \frac{0.2(\dot{x}-4.92e+03)}{250-4.92e+03} & \text{Para } \dot{x} > 250 \end{cases} \quad (3.12)$$

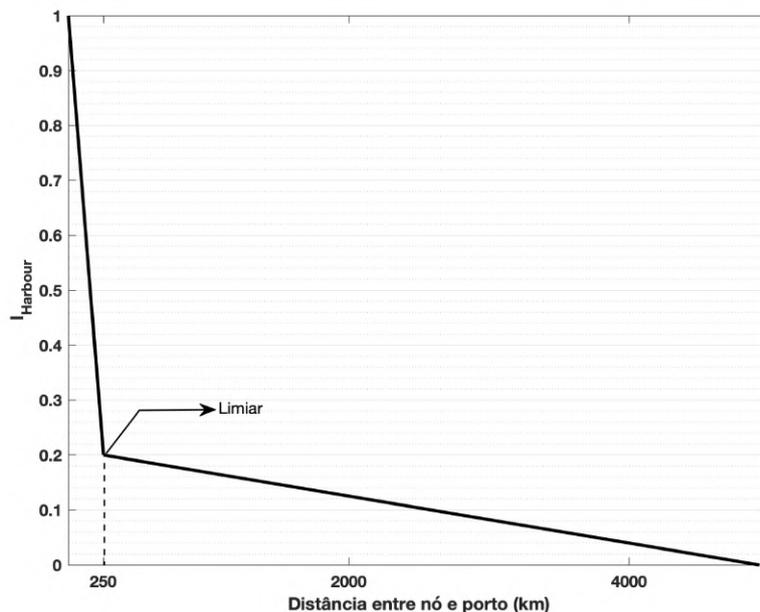


Figura 3.3 – Função de parametrização para o cálculo do $I_{Harbour}$.

onde 250 é a distância limite em km, considerada aceitável para deslocamentos de navios para instalação e manutenção dos WEC's, baseada nas distâncias de plataformas de petróleo até a costa brasileira

(Agência Nacional Do Petróleo, 2019), $4,92 \times 10^3$ é a distância máxima entre um nó e um porto, e \hat{x} a distância mínima entre um nó e um porto da costa, calculada com base nas posições geográficas do nó e dos portos² (Anexo 1 - Portos Brasileiros). A função utilizada tem como objetivo focar nas áreas mais propícias para a exploração, de modo que se obtenham índices mais efetivos na região desejada, visto que a área de estudo é muito grande.

O índice de distância aos centros consumidores (I_{cc}), também é baseado em uma função de parametrização, novamente adaptada de Weiss et al. (2018) (Fig. 3.4), e tem como função calcular a menor distância de um nó até um centro consumidor na costa brasileira. Foram utilizadas para o cálculo, cidades costeiras com mais de 200.000 habitantes (Anexo 2 - Cidades Costeiras com mais de 200 mil Habitantes), com o intuito de utilizar cidades que já possuem um maior desenvolvimento, e conseqüentemente, subestações de energia elétrica mais preparadas para realizar a distribuição da energia (IBGE, 2010, 2011).

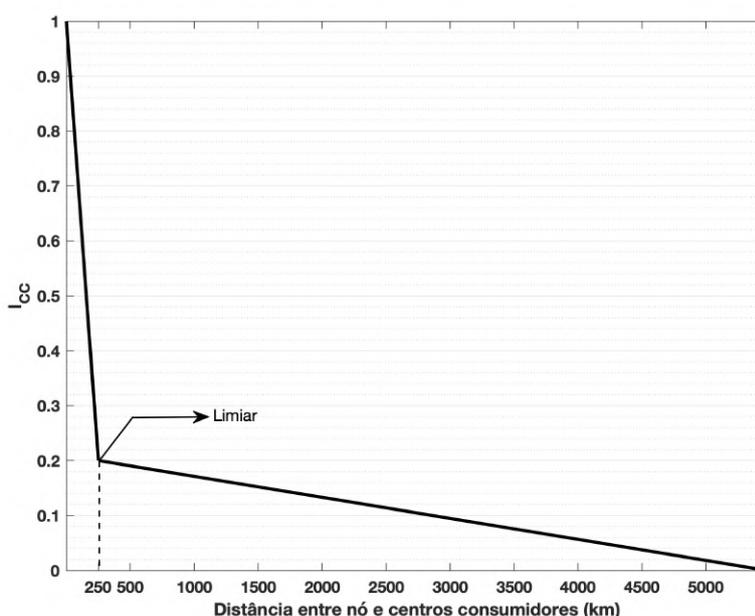


Figura 3.4 – Função de parametrização para o cálculo do I_{cc} .

A função de parametrização segue o mesmo formato da anterior, entretanto, com alterações nos limites e distância máxima:

²<http://portal.antaq.gov.br/index.php/instalacoes-portuarias-2/portos/portos-brasileiros/>

$$I_{cc}(\dot{x}) = \begin{cases} \frac{-0.8}{250}\dot{x} + 1 & \text{Para } \dot{x} \leq 250 \\ \frac{0.2(\dot{x}-5.48e+03)}{250-5.48e+03} & \text{Para } \dot{x} > 250 \end{cases} \quad (3.13)$$

onde o limite de 250 km foi estipulado para a transição das funções, utilizando novamente como base a distância de plataformas de petróleo à costa brasileira, visto que essa é a menor distância possível para a transmissão de energia, caso o sítio esteja localizado nas mesmas regiões que as plataformas de petróleo.

Os dois próximos índices estão ligados às questões de facilidade do transporte e manutenção dos dispositivos, vitais para a operação dos sítios de conversão de energia das ondas. Dessa forma, condições meteorológicas, principalmente H_s e velocidade do vento, devem ser favoráveis para o despacho de navios, e para a segurança do processo (Guanche et al., 2015; Martini et al., 2017).

Os índices são formados a partir do percentual de tempo que determinado nó fica abaixo dos limites de segurança estipulados. Além disso, esses índices não foram calculados para todos os nós, devido ao custo computacional, apenas os nós com $I_{Harbour}$ acima de 0,95 foram utilizados, totalizando 31.524 nós de análise. Dessa forma, o índice de manutenção referente a altura significativa (I_{LogH_s}) é calculado da seguinte forma:

$$I_{LogH_s} = \frac{t_{over}}{t_{series}} \quad (3.14)$$

sendo t_{series} o número total de passos de tempo da simulação e t_{over} a quantidade de passos de tempo que a H_s do nó ficou abaixo do limite, calculado da seguinte maneira:

$$t_{over} = \begin{cases} 1 & \text{Para } H_s \leq 2 \\ 0 & \text{Para } H_s > 2 \end{cases} \quad (3.15)$$

onde o limite de 2 m de H_s foi estipulado segundo Weiss et al. (2018). O índice de manutenção referente ao vento local (I_{LogW}) é calculado da mesma maneira, sendo dessa vez o limite de segurança para operação, ventos (W) de no máximo 10 m/s (Weiss et al., 2018):

$$I_{LogW} = \frac{t_{over}}{t_{series}} \quad (3.16)$$

$$t_{over} = \begin{cases} 1 & \text{Para } W \leq 10 \\ 0 & \text{Para } W > 10 \end{cases} \quad (3.17)$$

Por último, para o posterior cálculo do índice de zona potencial, é realizada uma separação dos índices, onde o I_{cc} , por ser um índice que depende única e exclusivamente da distância dos cabos, é utilizado integralmente no cálculo do índice de zona potencial. Enquanto isso, para o $I_{Harbour}$, I_{LogHs} e I_{LogW} , é realizada uma integração para selecionar o valor limitante entre os índices, e dessa forma ser usado como índice logístico. Seguindo a metodologia de [Weiss et al. \(2018\)](#), o índice logístico, para cada nó, é definido da seguinte maneira:

$$I_{Log} = \min(I_{Harbour}, I_{LogHs}, I_{LogW}) \quad (3.18)$$

onde o menor dos três índices será usado como I_{log} , visto que, independentemente dos valores, o menor índice sempre será limitante para o deslocamento e instalação dos conversores no local desejado.

3.3.2. Índices Energéticos

Os índices energéticos possuem como função caracterizar o potencial de cada nó em relação à energia possível de ser convertida nele. Assim, dois índices energéticos foram calculados, ambos, novamente utilizando apenas nós com $I_{Harbour}$ acima de 0,95, devido às capacidades computacionais. O primeiro, índice de potencial (I_{Pw}), calcula o percentual de tempo que cada nó se encontra dentro dos limites para geração de energia, estipulados a partir das matrizes de potência de 8 modelos de WEC's ([Babarit et al. \(2012\)](#)). O método de cálculo, novamente, é baseado na metodologia de [Weiss et al. \(2018\)](#), entretanto, um pouco simplificada, já que diferentemente de como o índice é calculado originalmente, levando em conta a H_s , T_p e P_w da onda, no cálculo que segue apenas a H_s e o T_p são levados em conta, visto que a intenção é posteriormente utilizar as matrizes de potência dos WEC's, as quais levam em conta apenas esses dois parâmetros.

$$I_{Pw} = \frac{t_{over}}{t_{series}} \quad (3.19)$$

$$t_{over} = \begin{cases} 1 & \text{Para } 2 \leq H_s \leq 7.5 \text{ \& } 5 \leq T_p \leq 16 \\ 0 & \text{Para outros valores de } H_s \text{ e } T_p \end{cases} \quad (3.20)$$

Por último o índice de sobrevivência (I_s) é calculado para observar a quantidade de tempo que os conversores deixam de operar, devido à ocorrência de eventos extremos, fazendo com que os WEC's entrem em modo de sobrevivência. Foi utilizado uma parametrização (Fig. 3.5) baseada no pico acima do limite de operação dos conversores (Méndez et al., 2006), nos mesmos moldes das apresentadas anteriormente para $I_{Harbour}$ e I_{cc} . O limite estabelecido foi de 15 m baseado nas capacidades dos WEC's (Babarit et al., 2012), que serão utilizados posteriormente. Todas as H_s acima desse valor possuem um índice abaixo de 0,2, enquanto que os valores abaixo de 15 m estão dispersos em uma faixa maior. Os valores do índice são calculados para cada passo de tempo de cada nó através da seguinte função:

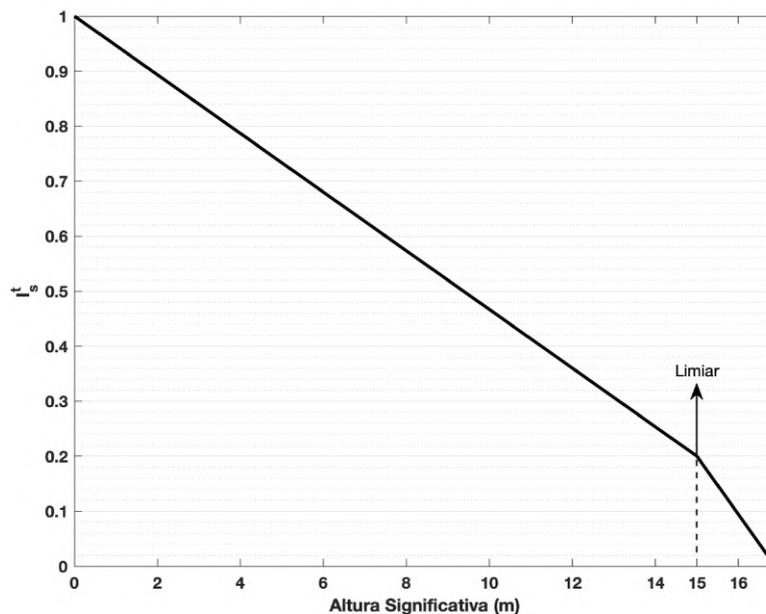


Figura 3.5 – Função de parametrização para o cálculo do I_s .

$$I_s^t(\dot{x}) = \begin{cases} \frac{-0.8}{15}\dot{x} + 1 & \text{Para } \dot{x} \leq 15 \\ \frac{0.2(\dot{x}-16.88)}{15-16.88} & \text{Para } \dot{x} > 15 \end{cases} \quad (3.21)$$

onde 16,88 é a H_s máxima, em m, encontrada no domínio de estudo. Em seguida para cada nó é obtida

a média temporal do I_s^t , sendo esse o valor final de I_s para cada nó:

$$I_s = \frac{\sum_1^{t_{series}} I_s^t(x)}{t_{series}} \quad (3.22)$$

3.3.3. Índice de Zona Potencial

Para determinar com maior precisão as potenciais zonas para construção de sítios de WEC's, todos os índices apresentados anteriormente foram combinados para gerar o índice de zona potencial (I_{PZ}), com a intenção de determinar com clareza os melhores locais da costa brasileira para exploração da energia das ondas. Dessa forma, seguindo a metodologia de Weiss et al. (2018), é feita uma parametrização, levando em conta os valores mínimos, e por consequência limitantes dos índices, em relação ao valor máximo.

$$I_{PZ} = \frac{\min(I_{Log}, I_{cc}, I_{Pw}, I_s)}{\max} * 100 \quad (3.23)$$

onde \max representa o valor máximo dentre os índices do nó analisado.

3.4. Avaliação do Potencial de Extração

Para avaliar o potencial de extração de sítios de conversão na costa brasileira, foram selecionadas 3 localidades, com base em seus I_{PZ} , de maior para menor. Dessa forma posteriormente as localidades puderam ser analisadas com maior precisão, utilizando análises que necessitam de um maior esforço computacional, e assim, não podendo ser realizadas para todos os nós.

Com as localidades definidas, foram extraídas as séries temporais de H_s e T_p dos 37 anos de simulação, para então calcular a potência gerada ao longo dos passos de tempo, utilizando 8 modelos de conversores diferentes (Tab. 3.1). Devido às dimensões físicas dos conversores, nem todos os dispositivos puderam ter sua potência computada em todas as localidades. Isso se deve ao fato que foi selecionado o nó de maior I_{PZ} para extração das séries temporais, onde, em alguns casos, a profundidade do local não é suficiente para instalação de todos os modelos de dispositivos. Ademais, as matrizes de potência dos conversores (Anexo 3 - Matrizes de Potência dos Conversores de Energia das Ondas) são baseadas em modelos reais de WEC's e desenvolvidas através de modelos numéricos Babarit et al. (2011, 2012).

Com o cálculo do potencial teórico de extração, foram, então, calculadas as médias gerais, anuais e sazonais para cada dispositivo em cada sítio, de maneira que se possa analisar qual o melhor

modelo de WEC para ser utilizado em cada localidade. Além disso, a variabilidade da produção da energia também foi analisada e apresentada em termos intra e interanuais onde as oscilações médias ao longo de um ano, ou ao longo da série de estudo, evidenciam as influências sazonais e de eventos climáticos cíclicos

Tabela 3.1 – Conversores utilizados para o cálculo do potencial teórico de energia das ondas. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

Nome	Sigla	Princípio de Funcionamento	Profundidade de Operação (m)	Protótipo
Small bottom-referenced Heaving Buoy	Bref-HB	Corpo Oscilante	40 a 100	Seabased WEC ¹
Bottom-referenced Submerged Heavy-Buoy	Bref-SHB	Corpo Oscilante	20	CETO WEC ²
Floating two-body Heaving Converter	F-2HB	Corpo Oscilante	Águas Profundas	Wavebob (Weber et al. 2009)
Bottom-fixed Heavy-Buoy Array	B-HBA	Corpo Oscilante	13	Wavestar WEC ³
Floating Heave-Buoy Array	F-HBA	Corpo Oscilante	Águas Profundas	Pontoon Power Converter ⁴
Bottom-fixed Oscillating Flap	B-OF	Corpo Oscilante	13	Oyster WEC (Cameron et al. 2010)
Floating three-body Oscillating Flap Device	F-3OF	Corpo Oscilante	Águas Profundas	Langlee WEC (Pecher et al. 2010)
Floating Oscillating Water Column	F-OWC	OWC	Águas Profundas	OE Buoy ⁵

¹ <https://www.seabased.com>

² <https://www.carnegiece.com/technology/>

³ <http://wavestarenergy.com>

⁴ <https://www.pontoon.no>

⁵ <https://oceanenergy.ie/oe-buoy/>

4. RESULTADOS

A priori da apresentação dos resultados referentes à avaliação indicial e de potência convertida, é importante descrever as características ondulatórias da costa brasileira. [Guimarães et al. \(2020\)](#) apresentam alguns parâmetros considerados importantes para avaliação do clima ondulatório de uma região, nesse caso específico do Brasil.

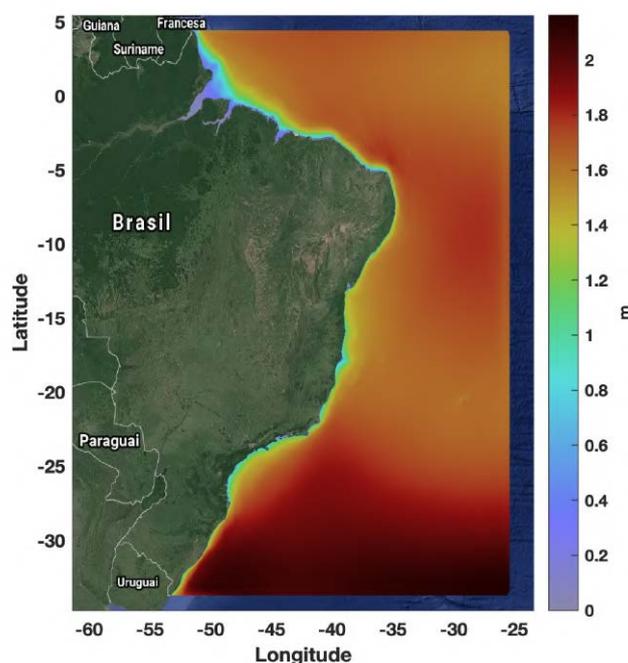


Figura 4.1 – Superfície média das alturas significativas da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

Primeiramente, a distribuição média de H_s (Fig. 4.1) é analisada em todas as regiões do Brasil, ocasião em que os autores observaram padrões semelhantes aos encontrados por [Pianca et al. \(2010\)](#) e [Espindola e Mauri \(2017\)](#). No Sul, são observadas as maiores alturas significativas, ultrapassando os 2 m de média, principalmente no estado do Rio Grande do Sul (RS). Do RS até o estado do Rio de Janeiro (RJ) existe um decréscimo pequeno das alturas médias, contudo, melhor observado nas regiões mais próximas à costa. Do estado do RJ em direção ao Norte do Brasil, a distribuição de H_s é basicamente uniforme, ficando entre 1,2 a 1,6 m nas zonas costeiras, e entre 1,6 a 1,8 m nas regiões *offshore*. A exceção a esse padrão é notada na região de desembocadura do Rio Amazonas, onde próximo à costa podem ser observados as alturas médias mínimas de toda a área de estudo. Esse fenômeno pode ser explicado por dois fatores, além das características atmosféricas da região que não

proporcionam a chegada de *swells* de alta intensidade (Nimer, 1989; McGregor e Nieuwolt, 1998), a plataforma continental na região é a mais extensa de toda zona de estudo, ocasionando uma diminuição significativa da H_s das ondas, na medida que elas se aproximam da costa.

Quando analisado o período de pico (Fig. 4.2) Guimarães et al. (2020) observaram variações de aproximadamente 1 s para toda a região *offshore*, ficando a média geral próximo dos 8 s. Contudo, as regiões costeiras, principalmente Norte e Nordeste, são as que apresentam os mínimos, novamente explicados, principalmente pela questão batimétrica das regiões, ocasionando um empolamento das ondas. A exceção aos baixos T_p , apresentados na costa, fica no estado do Rio de Janeiro, onde, principalmente na região de Cabo Frio, são observados T_p próximos dos 9 s. O oceano adjacente à costa do Rio de Janeiro também apresenta valores de T_p na faixa de 8 a 9 s, coerentes com estudos de outros autores (Pianca et al., 2010; Oleinik et al., 2017b), fortalecendo a ideia de que, nessa região, a ocorrência de ondas de período mais longo é mais recorrente.

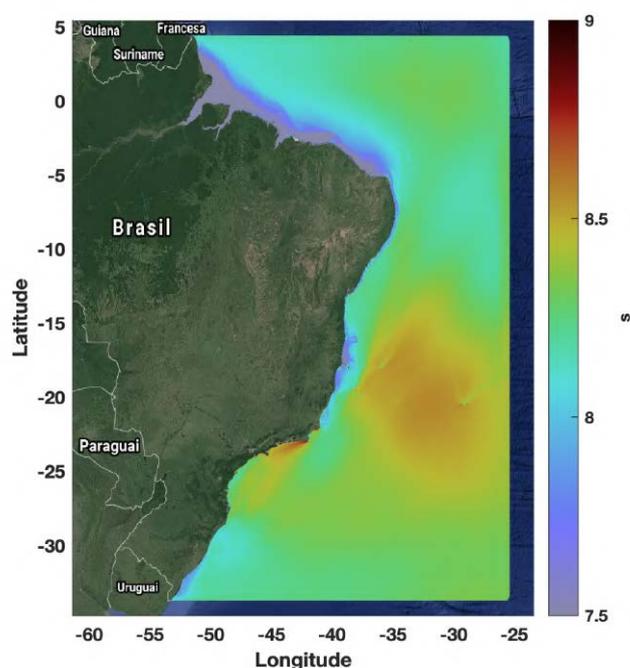


Figura 4.2 – Superfície média do período de pico da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

Após a apresentação das distribuições H_s e T_p na área de estudo, é possível prever o comportamento da potência de onda da região. Sendo H_s e T_p os dois parâmetros levados em conta para o cálculo do P_w , é de se esperar que as regiões com maior H_s apresentem os maiores potenciais, visto que, além de ser elevado à segunda potência no cálculo, o período apresenta pequenas oscilações, quase que

sendo uma constante, em toda a costa.

Na Fig. 4.3, Guimarães et al. (2020) apresentam resultados condizentes com a superfície média de P_w esperada. A região Sul do Brasil, principalmente nas zonas *offshore* apresenta os maiores potenciais, na faixa dos 20 kW/m, enquanto nas zonas mais próximas à costa, ocorre um decréscimo constante do potencial, chegando a 8 kW/m, ou menos, em algumas áreas.

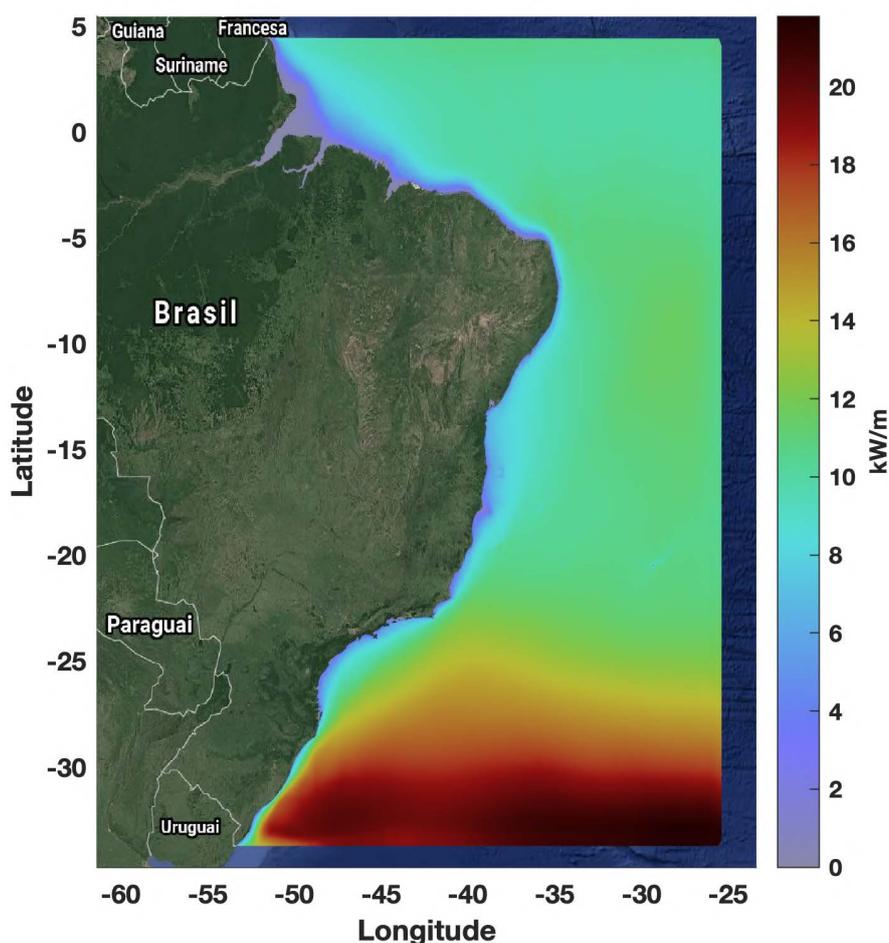


Figura 4.3 – Superfície média do potencial energético das ondas na costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

Conforme ocorre o deslocamento para o Norte do Brasil, o potencial tende a decrescer, principalmente nas áreas *offshore*, mantendo uma média de 10 a 12 kW/m, do Norte do Rio de Janeiro em diante. É possível observar também que a região de Cabo Frio, previamente citada, apresenta potenciais quase que uniformes, tanto nas áreas mais afastadas da costa, como na zona costeira, sendo um indicativo inicial para uma potencial zona de estudo.

Ademais, os padrões já observados pela distribuição de H_s são agora evidenciados pela característica física do P_w . Na região do delta do Amazonas, assim com em grande parte da região Norte, os potenciais são basicamente nulos, influenciados pelas características já discutidas da região. A região Nordeste, principalmente nos estados do Rio Grande do Norte e Pernambuco, apresentam potenciais semelhantes aos observados *offshore*, também nas proximidades da costa, e mesmo que não se comparem aos observados na região Sul, podem apresentar características válidas para uma potencial exploração.

Entretanto, sabe-se que por mais importantes que sejam, potenciais médios não podem ser utilizado para tomadas de decisões sem que seja computada a variabilidade da região. Grandes diferenças de potencial se tornam um empecilho para a conversão de energia, visto que dificultam o dimensionamento dos conversores (Méndez et al., 2006; Carballo et al., 2015; Vannucchi e Cappietti, 2016). Para avaliar a variabilidade, diversas metodologias são utilizadas, como o cálculo de coeficientes de variabilidade mensal e sazonal (Arinaga e Cheung, 2012; Reguero et al., 2015; Akpınar et al., 2017) e utilização de análises espectrais utilizando ondaleta (Oleinik et al., 2017b; Kirinus et al., 2018).

Para discutir, em parte, a variabilidade das ondas no Brasil, foi utilizada uma análise de ondaleta para ciclos longos, com o enfoque em captar oscilações causadas por eventos sazonais, anuais ou interanuais. A influência dos eventos de ciclos semanais ou quinzenais foi abstida dessa análise, entretanto, autores como Marques et al. (2011); Oleinik et al. (2017b); Lisboa et al. (2017); Kirinus et al. (2018), já mostraram, seja por análise de variância ou por utilização de ondaletas, que a região Sul do Brasil apresenta intensa variabilidade temporal, normalmente dominada pelos ciclos curtos, ou seja, passagem de frentes primordialmente.

Assim para discutir a influência dos ciclos longos, uma análise espectral através da ondaleta média foi conduzida na isóbata de -50 m, região onde quase todos modelos de conversores podem operar (Falcão, 2010; Babarit et al., 2012). Análises semelhante às encontradas em Marques et al. (2011); Kirinus et al. (2018), utilizando como base metodológica trabalhos de Torrence e Compo (1998); Liu et al. (2007); Velleda et al. (2012), foram realizadas para obtenção da Fig. 4.4 onde é apresentado o diagrama Hovmöller (Hovmöller, 1949) da ondaleta média de H_s .

Foi utilizada uma análise de ondaleta do tipo DOG, conhecida também como chapéu mexicano, que tem como uma de suas características a economia de esforços computacionais em análises de espectros com mais de uma dimensão (De Moortel et al., 2004). As zonas mais amareladas do diagrama (Fig. 4.4) expressam as localidades com maior concentração de energia, enquanto que nas zonas azuis, a concentração é menor. Além disso, a distância 0 representa o início da isobatimétrica no extremo sul do

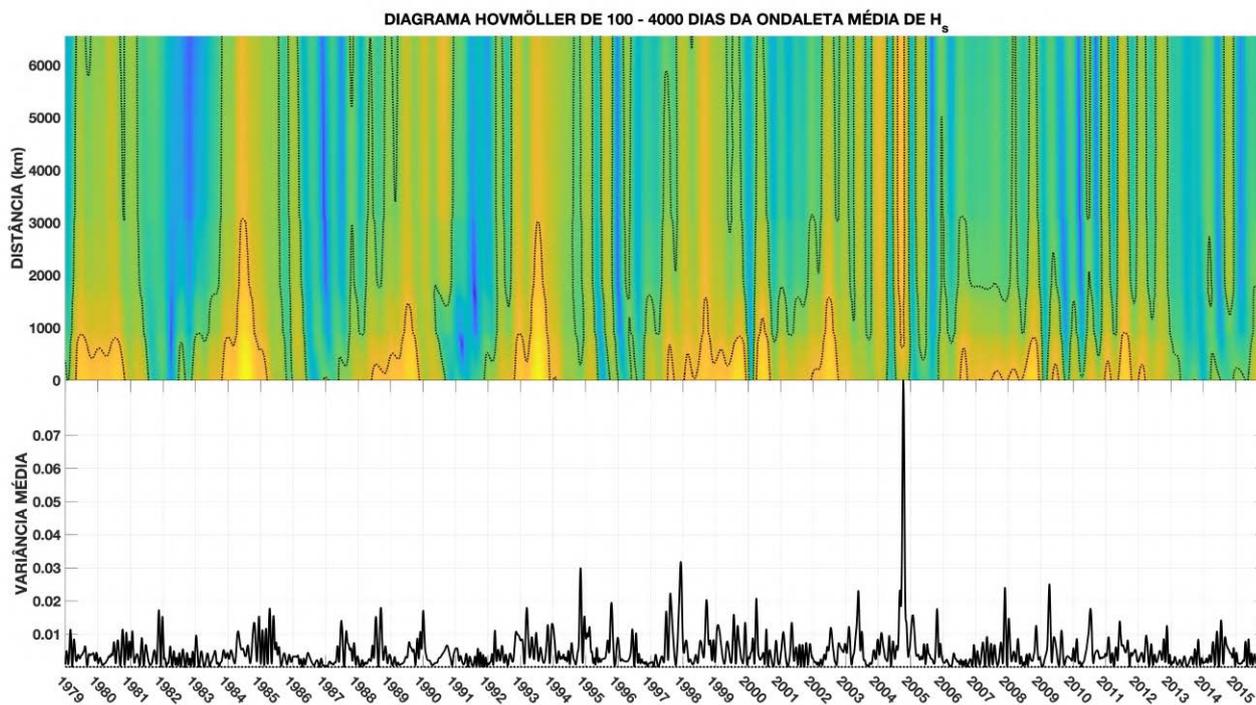


Figura 4.4 – No topo, espectro da ondaleta média bidimensional de H_s através da isóbata de -50 m, zonas dentro do pontilhado representam 95 % de confiança. Na base, variância média para o período de estudo.

Brasil, em comparação à distância de 6000 ao final. Dessa forma, é possível observar que nas regiões Sul e Sudeste ocorrem os maiores acúmulos de energia, e, conseqüentemente, uma maior variabilidade causada por eventos atmosféricos de longo período. Utilizando como base a série temporal da variância média, é possível observar as possíveis causas para as maiores oscilações energéticas. Nos períodos de 1998 e 2007-8, eventos de El Niño e La Niña, considerados fortes¹, (Trenberth e Stepaniak, 2001) apresentam reflexos na variabilidade, principalmente da região Sul, indo ao encontro dos resultados de Kirinus et al. (2018). Também é possível observar picos energéticos, normalmente espaçados de 4 a 6 anos, novamente com maior intensidade na região Sul e Sudeste, sendo esses, outra vez, explicados pelas oscilações de El Niño e La Niña, que ocorrem em períodos de 3 a 7 anos de distância, um do outro (Graham e White, 1988).

Outro ponto que chama atenção na Fig. 4.4 é o pico de variância, acompanhado de uma pico energético em toda extensão da costa Brasileira no ano de 2004, tendo como um dos motivos para a essa anomalia, a ocorrência do primeiro furacão registrado na região Sul do Oceano Atlântico, o furacão Catarina (Pezza e Simmonds, 2005; McTaggart-Cowan et al., 2006; Pezza et al., 2009),

¹<https://ggweather.com/enso/oni.htm>

que teve sua passagem pela costa durante o mês de março, atingindo principalmente a região Sul do Brasil, mas apresentando efeitos adversos em toda a costa brasileira. Sendo março um mês onde as ondulações ainda estão predominantemente se originando por ventos de Nordeste, e conseqüentemente com uma intensidade menor que as ondulações de Sul, a passagem do furacão causou ondulações de alta magnitude em um período adverso. Esse fator, aliado ao fato de 2004 ser considerado um ano de El Niño fraco, o que pode ter levado a poucas ondulações de alta intensidade durante no resto do ano, pode ser um dos fatores a explicar a alta variância.

Os resultados apresentados descrevem brevemente o comportamento médio das ondas ao longo da costa brasileira. Além disso, padrões de variabilidade também ajudam a compreender alterações temporais na produção de energia local das ondas em determinada região. Desse ponto em diante os resultados tratados serão relacionados à análise indicial conduzida, apresentando as zonas de interesse na costa brasileira, e por fim médias de energia produzidas nesses locais.

4.1. Avaliação do Potencial Energético na Costa Brasileira

Seguindo a ordem apresentada na secção 3.3, os primeiros índices a serem discutidos serão os índices logísticos. Iniciando pelo índice de distância portuária, $I_{Harbour}$ (Eq. (3.12)), a Fig. 4.5 apresenta a distribuição do índice ao longo da costa brasileira. É possível observar uma distribuição quase que uniforme de altos índices ao longo de toda a costa do Brasil, causada pela boa distribuição de zonas portuárias. Quase todos estados costeiros brasileiros possuem ao menos um porto em sua costa, o que favorece muito, a logística de instalação, manutenção e transporte de equipamentos pensados na produção de energia das ondas. Entretanto mesmo com esse alto número de zonas portuárias, algumas localidades da costa brasileira ainda assim apresentam índices fracos, abaixo de 0,4, por exemplo, sendo possível observar essas regiões principalmente no Norte do estado do Rio Grande do Sul, no Sul do estado da Bahia e no estado do Piauí onde até o momento não se tem a presença de nenhuma zona portuária.

Os resultados do $I_{Harbour}$ foram decisivos para a seleção dos locais onde todos os outros índices, com exceção do I_{cc} , fossem calculados, isso se deve ao fato, do grande número de nós encontrados com índices acima de 0,95, mais de 30.000, o que possibilita uma análise confiável dos outros índices, já que é realizada uma alta quantidade de amostras em zonas onde o acesso portuário é simples.

Passando para o I_{cc} , índice que exhibe as regiões mais próximas a centros populacionais, que estão mais preparados para distribuir a energia proveniente de um sítio de conversão de energia das ondas, é possível observar certa semelhança com a distribuição presente para o $I_{Harbour}$, isso se deve

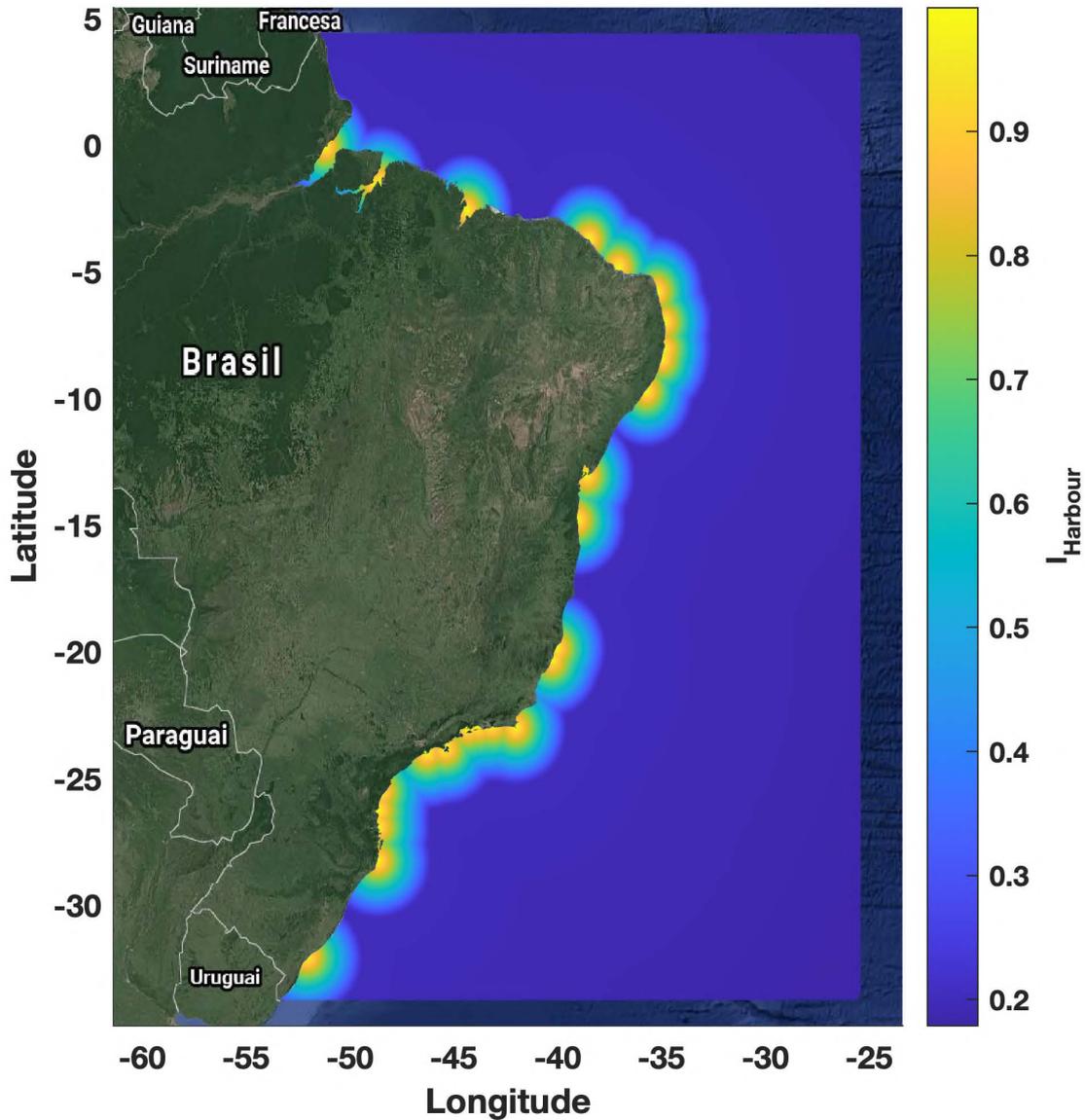


Figura 4.5 – Distribuição do $I_{Harbour}$ ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

ao fato de ambos compartilharem a mesma função de parametrização, tendo como única diferença as distâncias máximas utilizadas para o cálculo. Além disso, enquanto que para o $I_{Harbour}$ 31 localidades portuárias foram utilizadas para o cálculo, no I_{cc} , 133 cidades costeiras excedem o critério utilizado (Anexo 2 - Cidades Costeiras com mais de 200 mil Habitantes).

Mesmo com mais que o dobro de localidades, o I_{cc} evidencia que existem concentrações

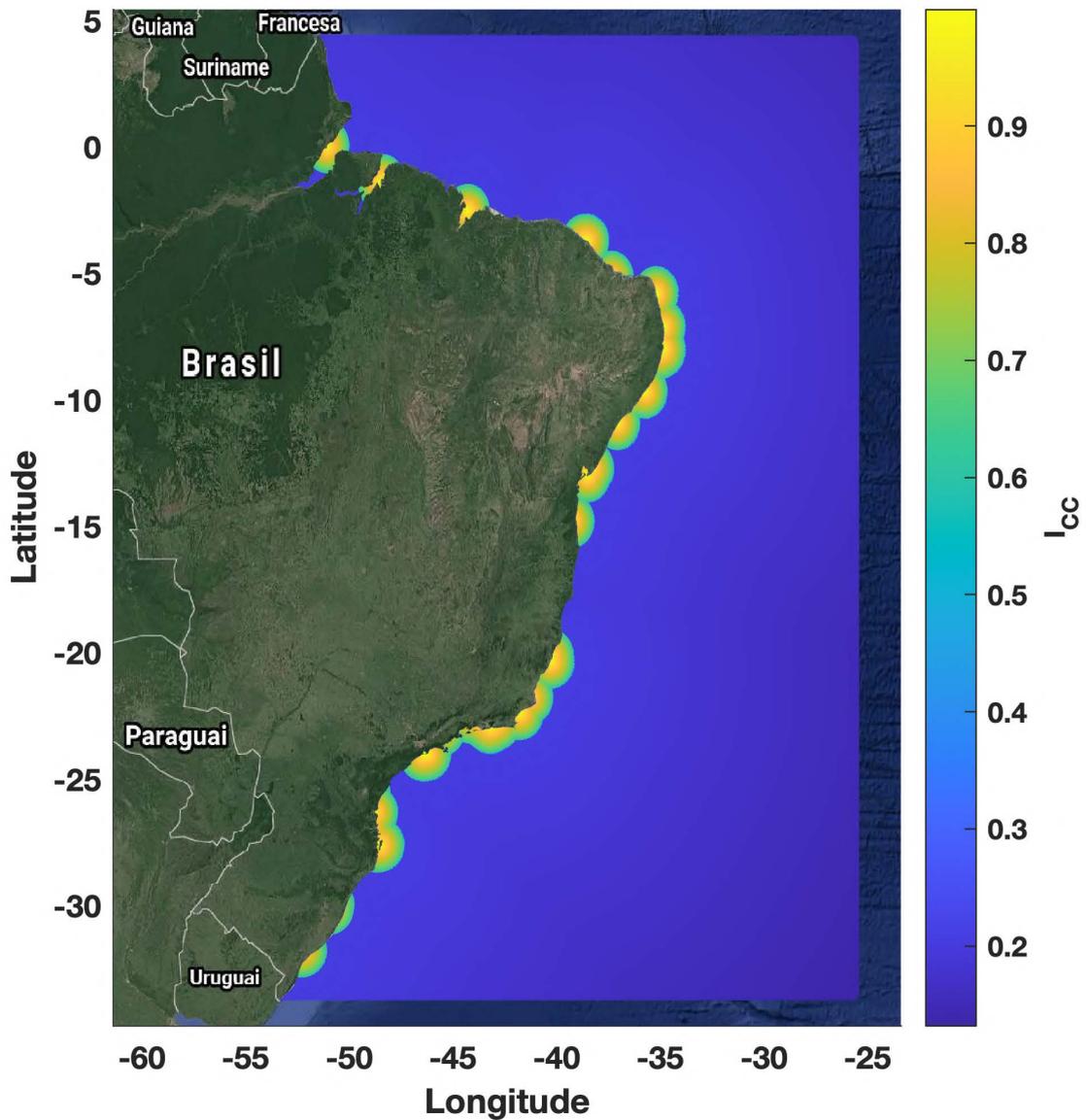


Figura 4.6 – Distribuição do I_{cc} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

geográficas das grandes cidades ao longo da costa brasileira. Na região Sudeste, por exemplo, quase que na totalidade da costa encontram-se zonas com índices superiores a 0,9, o mesmo sendo observado para a região Nordeste, onde geograficamente as maiores cidades se encontram perto do oceano (IBGE, 2010). Entretanto como observado no $I_{Harbour}$ novamente no I_{cc} diversas áreas apresentam um distanciamento considerável entre cidades com mais de 200 mil habitantes, sendo a região mais

evidente entre o Norte de Espírito Santo e o Centro-Sul da Bahia.

Dando continuidade, os dois próximos índices, I_{LogHs} e I_{LogW} , são referentes às intempéries que serão encontradas para a realização das operações logísticas dos sítios de conversão de energia das ondas, como, por exemplo, instalação, e manutenção dos conversores. Dessa forma, quanto maior o índice, menor é a ocorrência de grandes ondulações ou de ventos de alta intensidade nos locais. Além disso, a partir desses índices, e em diante, os resultados foram calculados para as localidades com $I_{Harbour}$ acima de 0,95 sendo na totalidade 31.524 nós de análise (Apêndice 1 - Índices Seleccionados).

Primeiramente, o I_{LogHs} (Fig. 4.7) expõe as regiões onde alturas significativas menores que 2 m são mais constantes ao longo da costa brasileira (Weiss et al., 2018), isto é, devido a maior ocorrência de ondulações de baixa intensidade é possível realizar com mais tranquilidade os serviços logísticos necessários em um sítio de conversão de energia das ondas.

É possível observar pela figura que existem dezenas de pequenos aglomerados, onde o I_{LogHs} se aproxima de 1, isso é, causado, principalmente, pelo fato de as médias de H_s na costa brasileira serem em grande parte menor que 2 m, principalmente nas regiões costeiras, onde a média é consideravelmente menor que nas áreas *offshore* (Guimarães et al., 2019a, 2020).

Entretanto se bem observadas, três zonas destoam das demais, sendo elas: Arraial do Cabo (RJ), Imbituba (SC) e São José do Norte (RS). Todas essas localidades apresentam uma variação maior do I_{LogHs} que as demais localidades, alcançando valores próximos a 0,85 ao se distanciar da costa. Uma explicação para essas particularidades, é o alto potencial ondulatório da região Sul e Sudeste, já evidenciado por diversos autores (Pianca et al., 2010; Espindola e Mauri, 2017; Guimarães et al., 2019a, 2020), contudo, mesmo dentro dessa área de estudo, Oleinik et al. (2017a) já haviam apresentado que em Arraial do Cabo e próximo a Imbituba se encontravam as localidades mais energéticas da região Sul-Sudeste do Brasil, desfavorecendo, nesse caso, altos índices de I_{LogHs} .

Diferentemente do regime apresentado pelo I_{LogHs} , o I_{LogW} (Fig. 4.8) apresenta uma constância em todas as zonas de análise na costa brasileira. Isto é, o índice logístico de vento tem valores acima de 0,95 para todas localidades. Esse fato demonstra que os regimes de vento, com intensidades quase sempre abaixo dos 10 m/s não são limitantes, dentro das regiões de análise, as quais se encontram todas próximas à costa, para a realização de operações logísticas nos sítios de conversão (Guanche et al., 2015; Astariz et al., 2015; Martini et al., 2017).

Encerrando as avaliações logísticas, o I_{Log} , que é o índice utilizado para o posterior cálculo do I_{PZ} , é apresentado na figura 4.9. Devido à metodologia de cálculo do I_{Log} (3.18), o resultado apresentado não se torna surpreendente, sendo basicamente uma reprodução do resultado do I_{LogHs} .

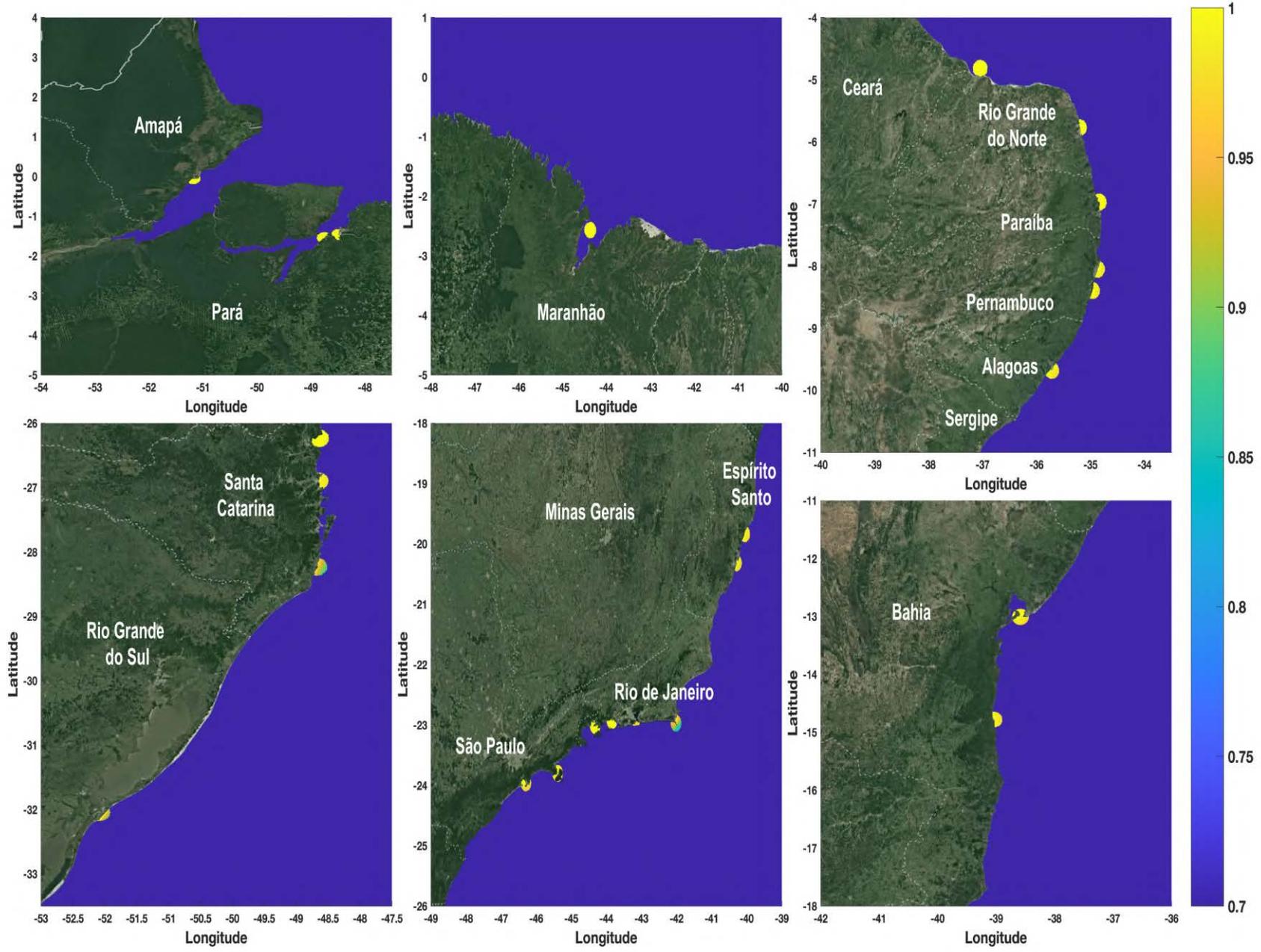


Figura 4.7 – Distribuição do I_{LogH_s} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

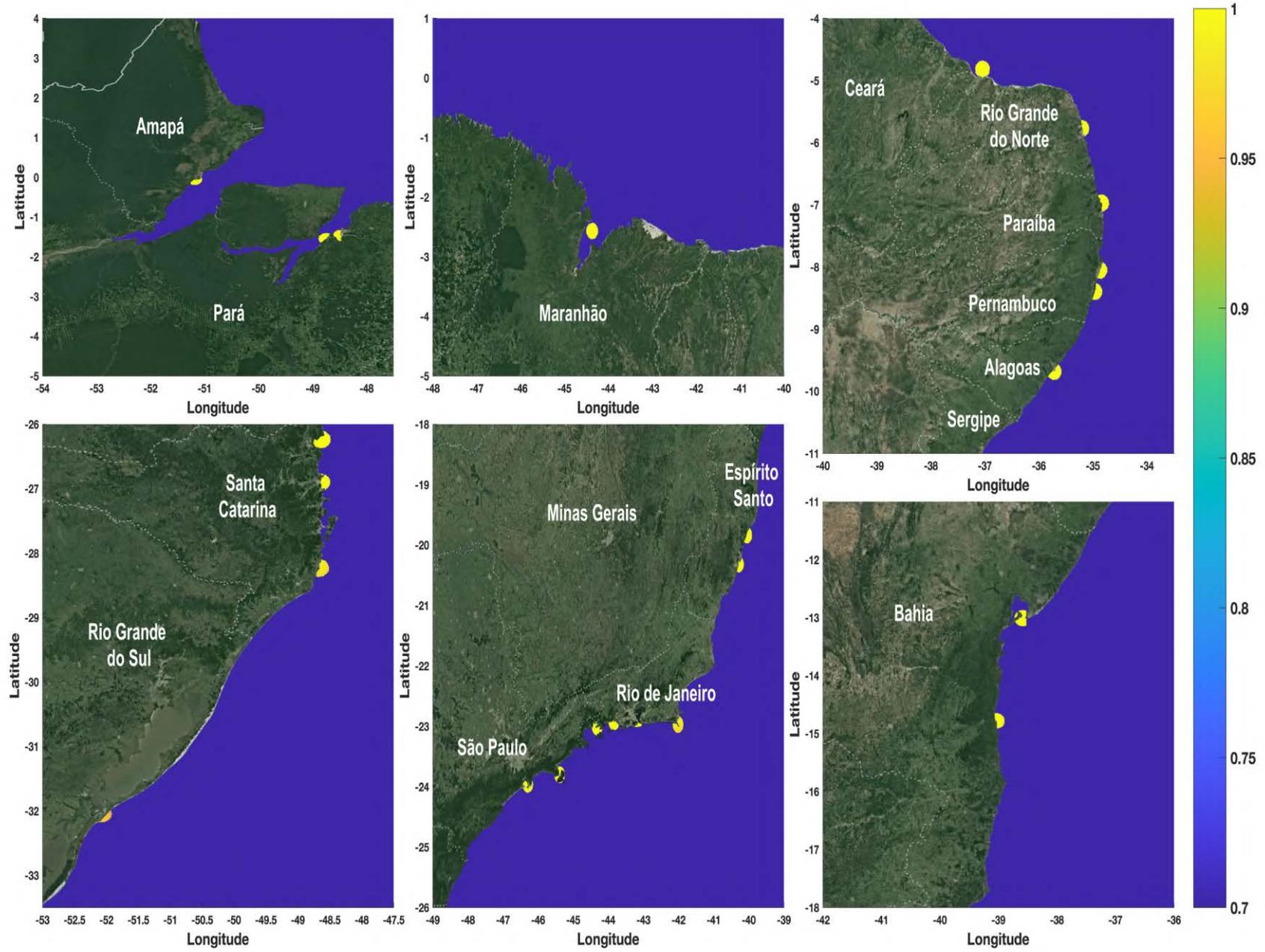


Figura 4.8 – Distribuição de I_{LogW} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

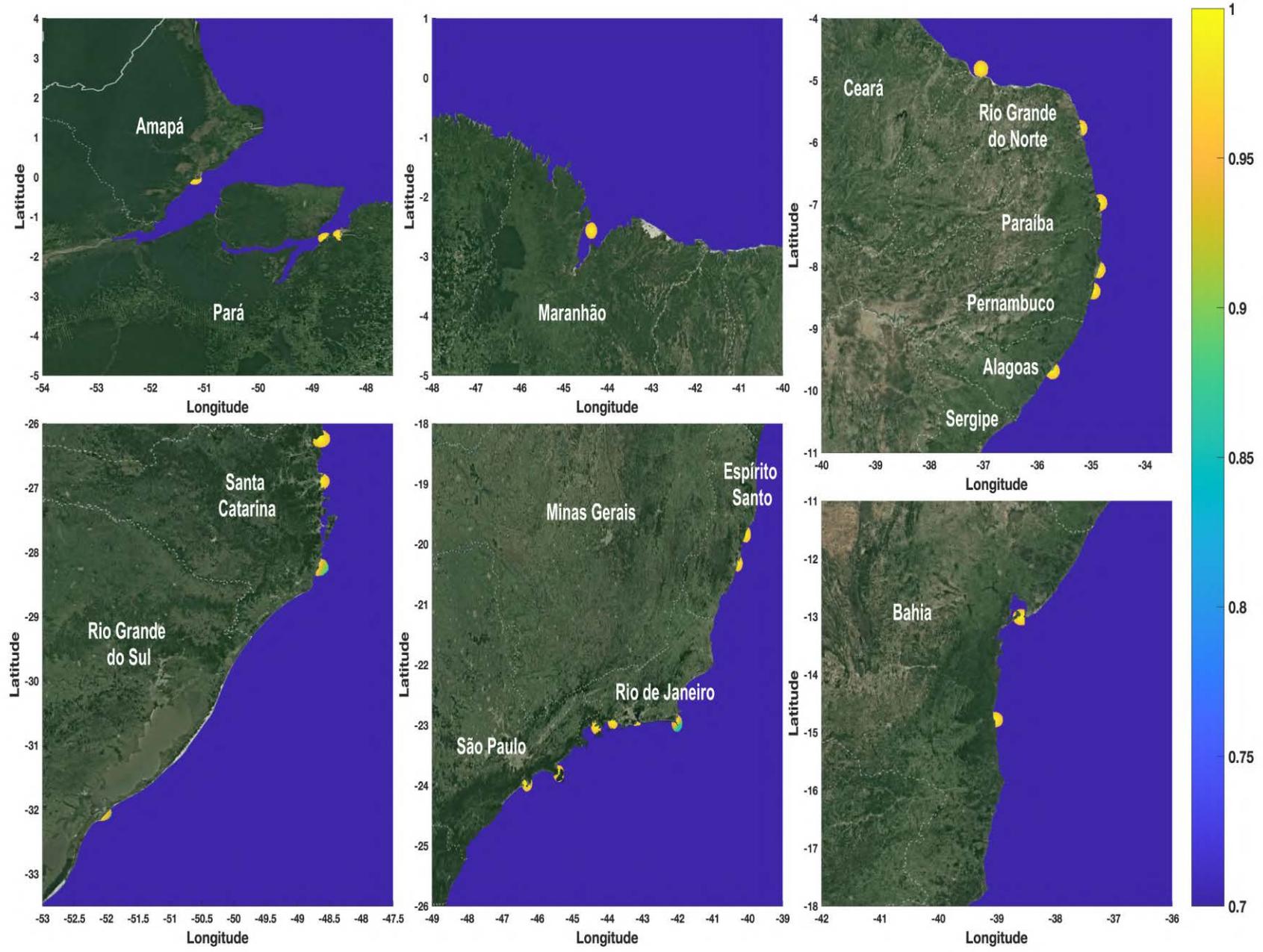


Figura 4.9 – Distribuição do I_{Log} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno: Google Maps

Dessa forma, fica evidenciado que em termos logísticos as regiões de Arraial do Cabo, Imbituba e São José do Norte apresentarão maiores dificuldades para operar que as demais localidades na costa brasileira. Mesmo assim a variação dessas localidades para o resto do Brasil é muito pequena, menor que 0,15, o que indica que em mais de 85 % do tempo as localidades se encontram em condições favoráveis para operações logísticas.

Avançando para os índices energéticos, o I_s (Fig. 4.10) também apresenta pequenas variações, entre 0,05 e 0,1 dentro das zonas de análise, sendo que na média todas as localidades apresentam um I_s próximo a 0,95. Levando em consideração as localidades mais energéticas ao longo da costa brasileira, não só na média mas também durante longos períodos de análise (Pianca et al., 2010; Espindola e Mauri, 2017; Guimarães et al., 2020), era de se esperar, que principalmente nas áreas próximas à costa, não ocorresse um grande número de eventos extremos que aumentariam o I_s .

Mesmo assim, é importante ressaltar que as regiões que apresentaram as maiores variações de I_s , citadas anteriormente, são novamente Arraial do Cabo, Imbituba e São José do Norte. Fato que está de acordo com os resultados anteriores, visto que por serem localidades com mais energia oceânica, é comum que haja uma maior ocorrência de eventos extremos nessas localidades, paralisando então o funcionamento de conversores de energia que venham a estar instalados nesses locais.

Finalmente, o I_{Pw} calcula a quantidade de tempo que os parâmetros ondulatórios H_s e T_p estão dentro de uma variação de valores capazes de produzir energia através de diversos dispositivos de conversão. Na figura 4.11, todas as regiões da costa brasileira são exibidas, entretanto, a predominância de valores próximos a 0 em toda a costa, evidencia as capacidades das regiões Sul e Sudeste, mesmo que pequenas.

Observando os resultados anteriores, o resultado apresentado na figura 4.11 expressa com mais clareza, as pequenas diferenças apresentadas nos resultados anteriores. Dentre os pequenos índices, novamente, Arraial do Cabo, Imbituba e São José do Norte se destacam com valores no mínimo duas vezes maiores que das outras regiões. Em Arraial do Cabo é observada a maior zona, em área, com índices mais elevados, dentro dela, alguns nós apresentam I_{Pw} acima de 0,30, valores duas vezes maiores que os encontrados em Imbituba, por exemplo, e três vezes maiores que os de São José do Norte.

O I_{Pw} explicita o baixo potencial energético das regiões costeiras do Brasil, fato que é traduzido pelos baixos índices apresentados. Além disso, também fica evidenciada a variabilidade dessas regiões, pois, como discutido anteriormente, a constante passagem de frentes frias, principalmente durante os meses de inverno (Castro e Miranda, 1998; Pianca et al., 2010; Dereczynski e Menezes, 2015; Kirinus

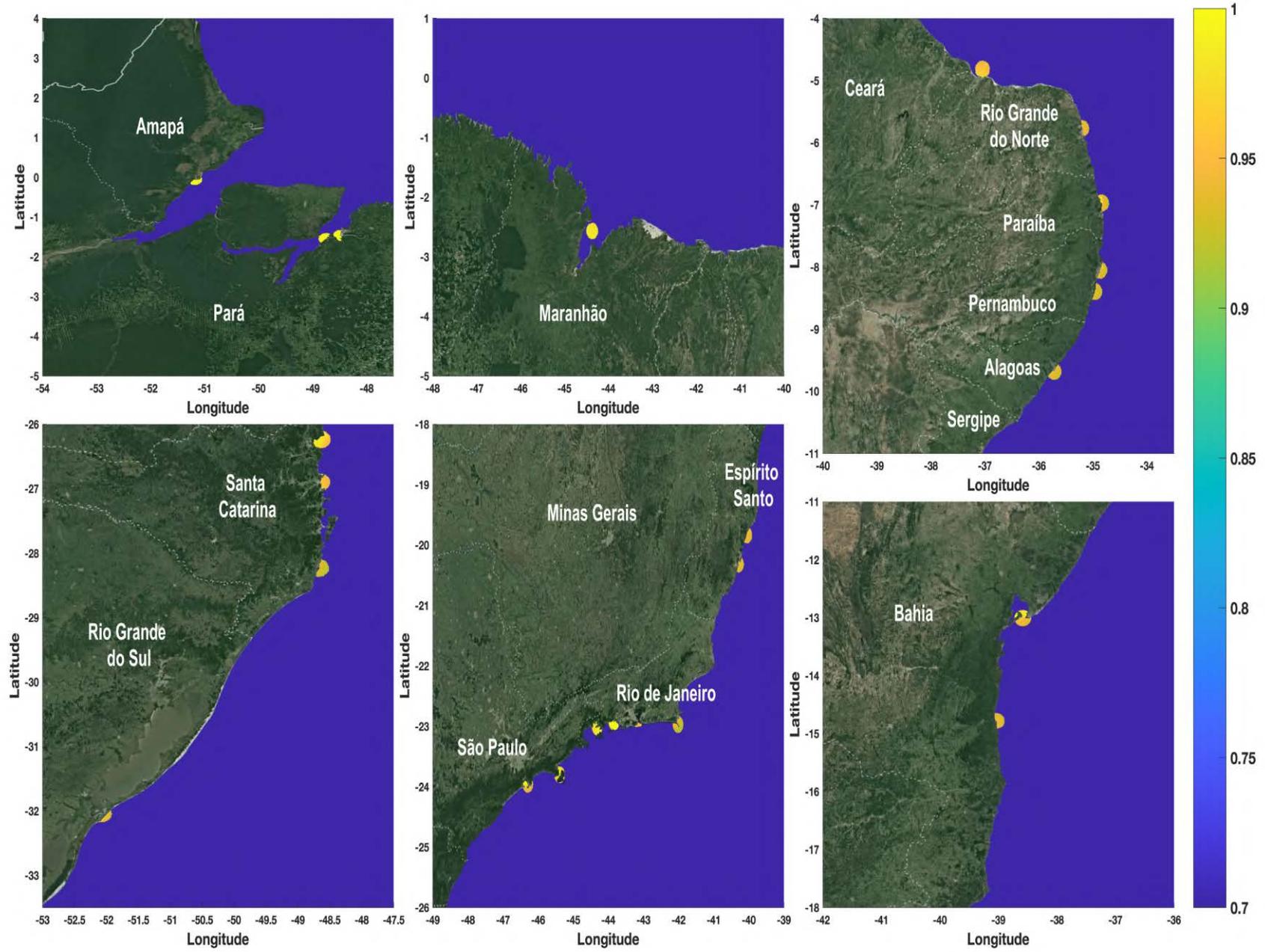
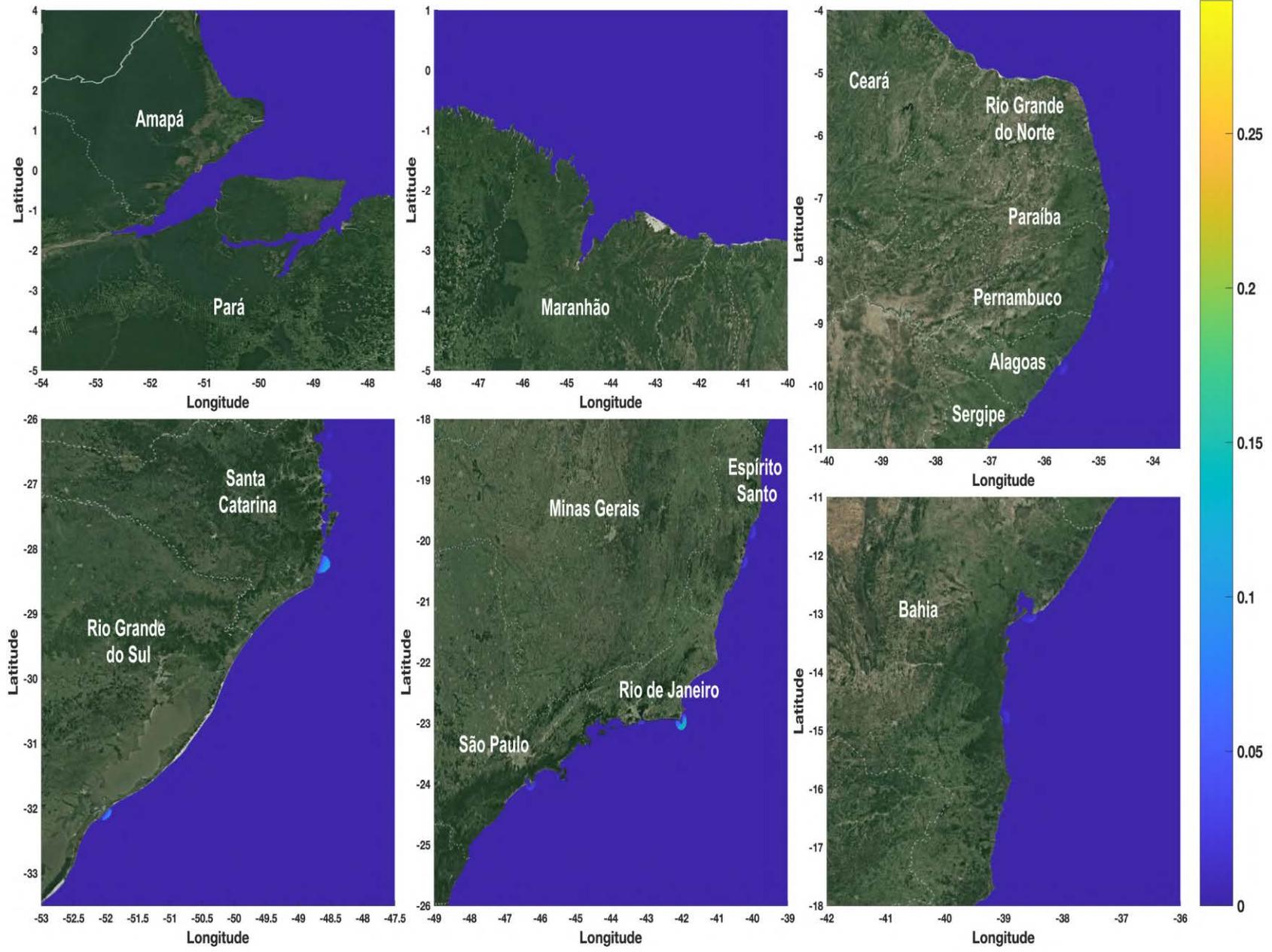


Figura 4.10 – Distribuição de I_s ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno:

Google Maps

Figura 4.11 – Distribuição do I_{Pw} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno:

Google Maps

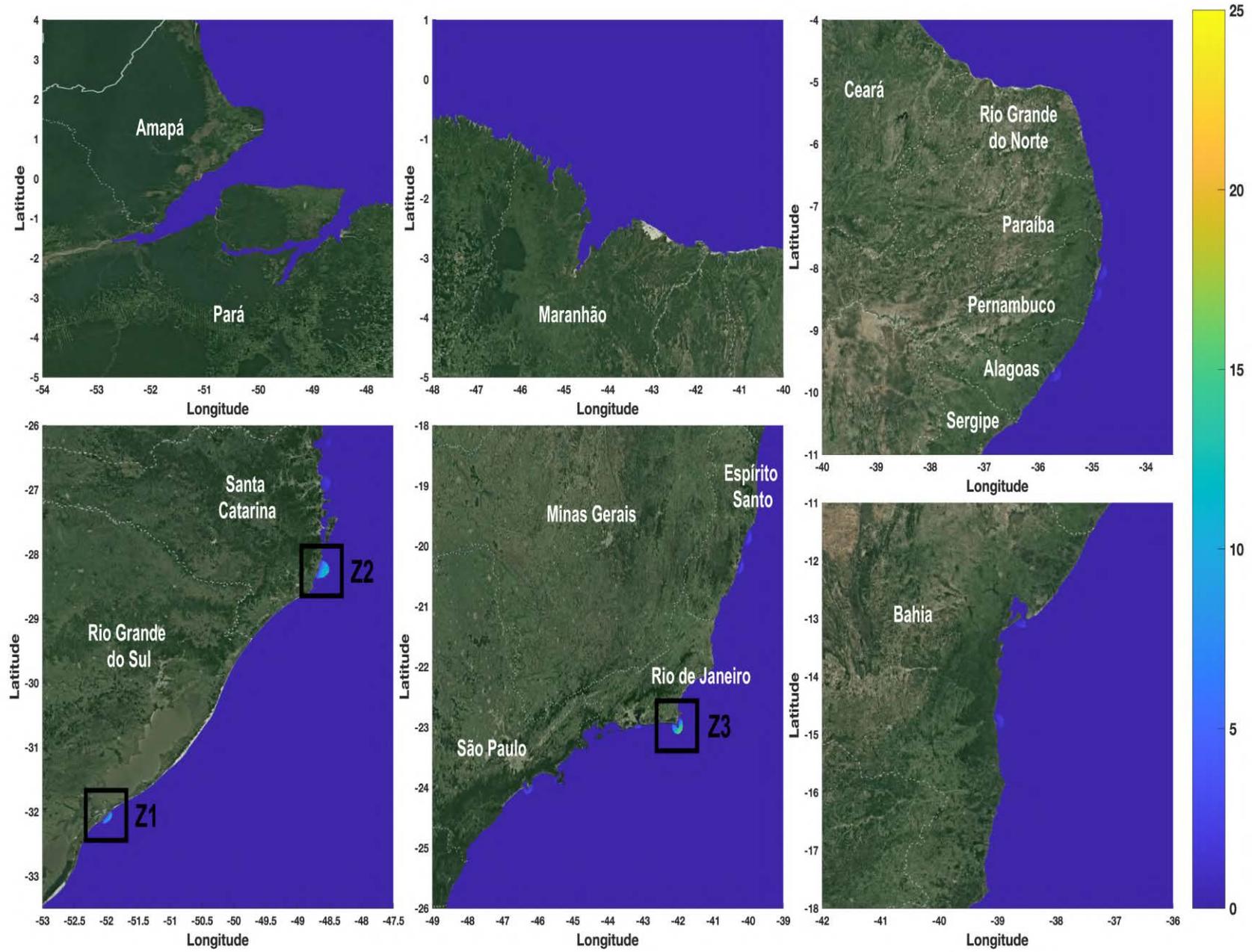


Figura 4.12 – Distribuição do I_{PZ} ao longo da costa Brasileira. Fonte da imagem de terreno:

Google Maps

et al., 2018), é o principal fator que ocasiona a passagem de *swells* de alto potencial, que por sua vez tem capacidade de chegar à costa, com propriedades suficientes para o funcionamento de conversores de energia das ondas.

A obtenção e discussão dos índices apresentados possui como objetivo, possibilitar o cálculo das zonas potenciais (3.3.3) para extração de energia na costa brasileira. O I_{PZ} combina os outros índices através de uma parametrização (Weiss et al., 2018) que tem como função simplificar a seleção de potenciais áreas para produção de energia.

A figura 4.12 apresenta a distribuição do I_{PZ} ao longo da costa brasileira, contudo, à primeira vista já é possível observar que devido à própria metodologia de cálculo utilizada pelo índice, apenas três regiões exibem potencial para uma análise mais aplicada. Dessa forma, as zonas que a partir desse momento se tornarão o centro da análise compreendem a região de São José do Norte (Z1), a região de Imbituba (Z2) e por último a região de Cabo Frio (Z3).

Iniciando pela Z1 (Fig. 4.13), a região de São José do Norte é a que se localiza mais ao Sul. Quase na fronteira com o Uruguai, alguns motivos foram essenciais para o bom I_{PZ} da área. Primeiramente, a presença do canal de acesso ao Porto de Rio Grande, possibilita que a área tenha capacidade de fazer o transporte dos conversores até a localização de um possível sítio, assim como facilita o acesso à área para manutenção dos dispositivos. Quando levado em conta o I_{cc} , São José do Norte não é umas das cidades com uma população elevada (Anexo 2 - Cidades Costeiras com mais de 200 mil Habitantes), entretanto à proximidade com outras cidades no Rio Grande do Sul que possuem população acima dos 200.000 habitantes proporciona um I_{cc} de 0,82.

Analisando o I_{Log} da zona 1 foi encontrado o valor de 0,90, indicando que a localidade se mostra muito apta, para a realização de operações logísticas, assim como o I_s que com um valor de 0,93 indica que dificilmente os conversores entrarão em modo sobrevivência nessa localidade. Entretanto, o I_{Pw} expõe as dificuldades da exploração nessa região, devido ao seu baixo valor de 0,10, o I_{Pw} é o índice que ocasiona a queda do I_{PZ} da zona para 10,60, indicando uma possibilidade de exploração da área, contudo, condicionada ao pequeno potencial energético de São José do Norte.

Avançando para a Z2 (Fig. 4.14), a região de Imbituba apresenta um I_{PZ} de 13,46, um pouco maior que o observado na Z1, contudo, ainda baixo. A formação do I_{PZ} de Imbituba é semelhante à encontrada em São José do Norte. O primeiro fator é o $I_{Harbour}$ da zona de 0,95, que alcança esse valor devido a presença do porto na própria cidade. Em seguida, o I_{cc} de 0,76 mostra que a zona não está tão próxima de um grande centro da mesma forma como São José do Norte se encontrava. Contudo, a distância de Imbituba até a capital do estado, Florianópolis é de menos de 100 km, além disso, outro

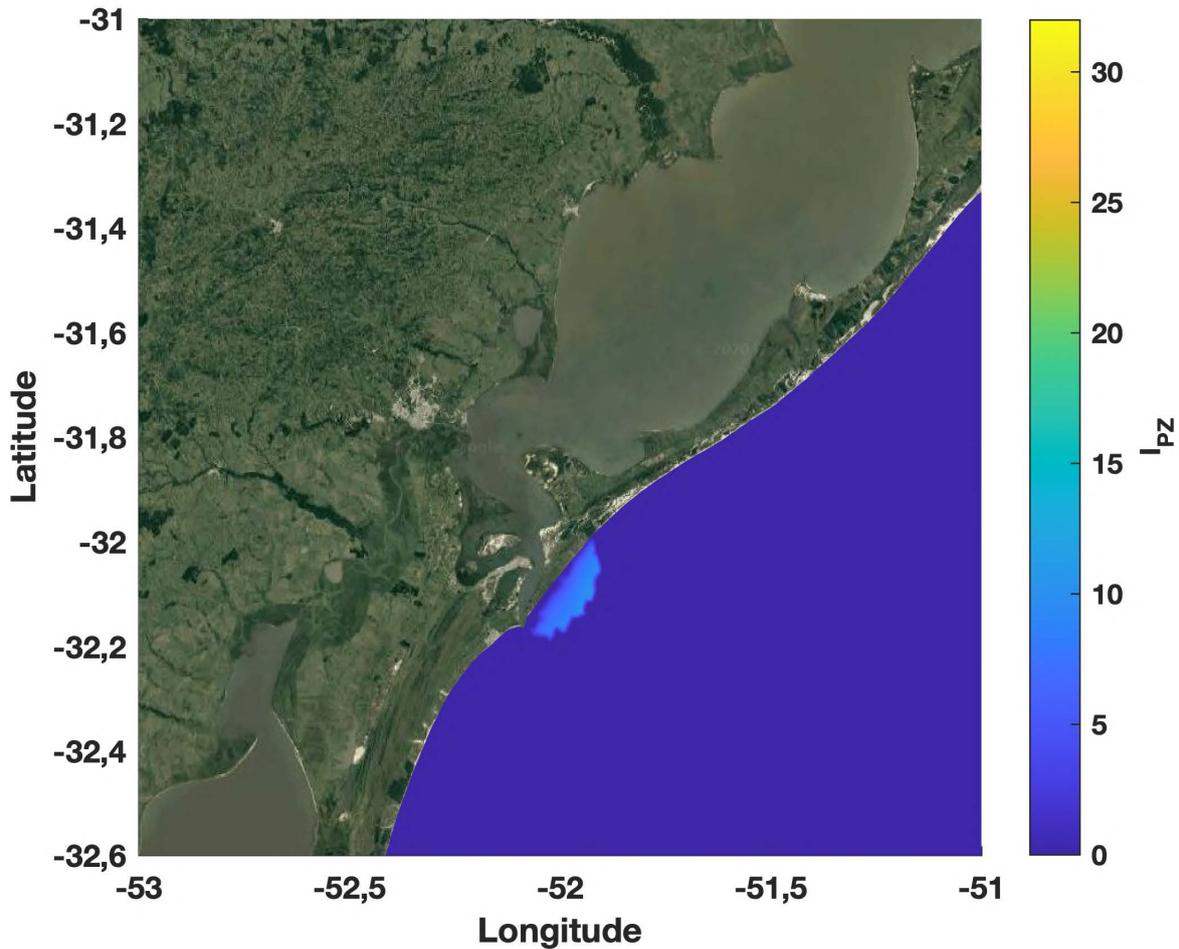


Figura 4.13 – Distribuição do I_{PZ} na zona 1, litoral de São José do Norte (RS). Fonte da imagem de terreno: Google Maps

fator que na presente análise não foi levado em conta é o IDH do estado de Santa Catarina, 3° maior de todo o Brasil (PNUD, 2013), o que indica que cidades menores possivelmente possuam estrutura para a transmissão da energia proveniente do sítio de conversão de energia das ondas.

O I_{Log} da região ficou em 0,87, muito semelhante ao encontrado na zona 1, indicando a boa capacidade logística da região, seja no aspecto portuário, seja na baixa ocorrência de mares agitados ou ventos de alta intensidade. Já nos índices energéticos, na zona 2, o I_s encontrado foi de 0,92, muito próximo ao valor encontrado na zona 1, indicando uma baixa ocorrência de eventos que venham a paralisar o funcionamento do sítio de conversão. Por último o I_{Pw} de 0,12 é novamente o índice que ocasiona o baixo I_{PZ} , evidenciando, como na zona 1, a influência de apenas um índice para o decréscimo do I_{PZ} .

Por último, a zona 3 (Fig. 4.15) na região de Cabo Frio foi a que apresentou os melhores resultados no geral. Como já discutido anteriormente, os índices energéticos da região se sobressaíram

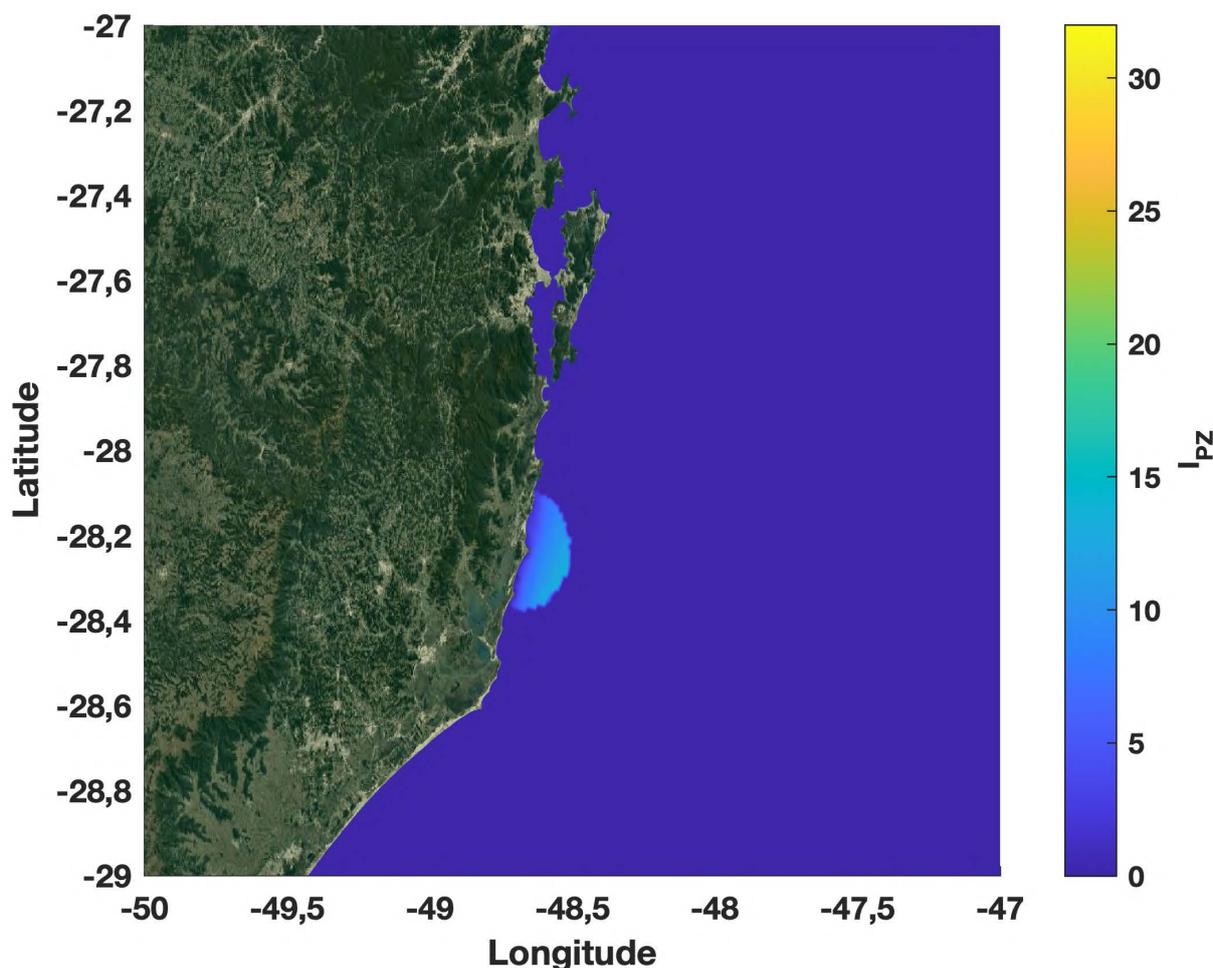


Figura 4.14 – Distribuição do I_{PZ} na zona 2, litoral de Imbituba (SC). Fonte da imagem de terreno: Google Maps

perante as demais localidades, e ao mesmo tempo, os índices logísticos não sofreram tantas perdas.

Com um I_{PZ} máximo de 32,00 a região de Cabo Frio, apresenta um índice consideravelmente maior que as regiões de São José do Norte e Imbituba. Observando os índices logísticos da localidade, $I_{Harbour} = 0,95$; $I_{cc} = 0,75$ e $I_{Log} = 0,85$, fica evidente que os principais fatores para um bom desempenho de um região são, na verdade, os índices energéticos, visto que, se comparada às duas outras zonas, os índices logísticos da zona 3, são muito semelhantes.

Ao observar os índices energéticos, no entanto, $I_s = 0,91$ e $I_{Pw} = 0,29$, fica claro o motivo da região de Cabo Frio apresentar um I_{PZ} consideravelmente mais alto. Novamente, o I_{Pw} foi o índice limitante e determinante para o cálculo do I_{PZ} . Entretanto, dessa vez já se observa que há uma área física, com índices no mínimo semelhantes aos das outras zonas, consideravelmente maior, e que ao se aproximar do limite, a Sudeste da zona de exploração, é onde os nós de maior potencial exploratório se

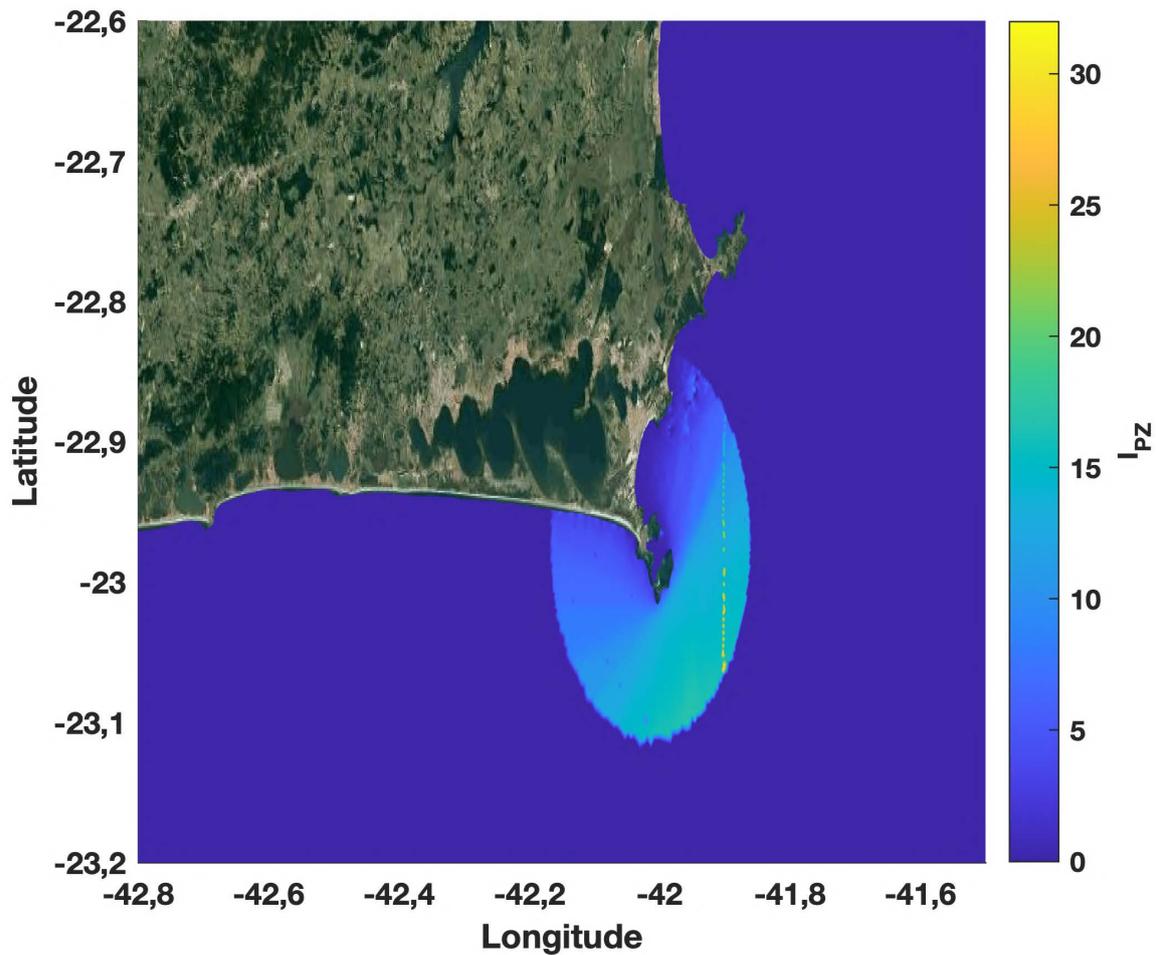


Figura 4.15 – Distribuição do I_{PZ} na zona 3, litoral de Cabo Frio (RJ). Fonte da imagem de terreno: Google Maps

encontram.

O desenvolvimento dos resultados indicias, principalmente a partir do momento em que os índices energéticos começaram a serem discutidos, projetou que a região de Cabo Frio apresentaria os melhores resultados para uma possível zona de exploração. Aspectos físicos da região, como as altas profundidades próximas à costa, favorecem a menor dissipação da energia das ondas que incidem sobre a localidade (Oleinik et al., 2017a,b), assim como o fato de geograficamente estar posicionada em uma região do Brasil em que *swells*, tanto provenientes da direção Sul, tanto da direção Leste, chegam à região com poucas perdas energéticas Nimer (1989); McGregor e Nieuwolt (1998).

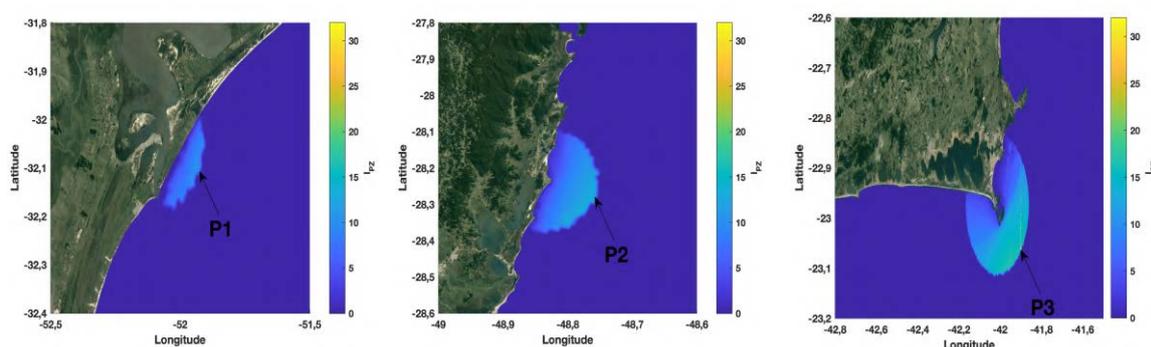
A discussão sobre os índices da zona 3 também completa a avaliação do potencial energético na costa brasileira, a partir da apresentação dos índices, alguns para toda área costeira, outros apenas para localidades selecionadas, se mostrou de acordos com estudos prévios no Brasil, principalmente em termos energéticos (Pianca et al., 2010; Espindola e Mauri, 2017; Guimarães et al., 2019b). Além disso,

a apresentação dos índices logísticos foi capaz de identificar uma capacidade consideravelmente alta de todas as regiões brasileiras para possíveis operações envolvendo WEC's. Por último, a integração de todos os índices pode mostrar locais específicos para um estudo mais aprofundado nas regiões, nesse caso, direcionando para as regiões de São José do Norte, Imbituba e Cabo Frio, onde desse momento em diante, serão os pontos iniciais para o estudo da capacidade teórica de conversão de energia das ondas.

4.2. Potencial Teórico Gerado por Conversores de Energia das Ondas

A avaliação da última seção foi capaz de identificar três potenciais zonas para a extração de energia das ondas e posterior conversão em energia elétrica. Contudo, por mais que os índices indiquem os pontos fortes e pontos fracos de cada localidade, a compreensão de quanta energia pode ser gerada em cada localidade é vaga. A presente seção possui o objetivo de quantificar a energia que pode ser produzida em cada uma das localidades através de diversos modelos de WEC's

Para iniciar a avaliação, o melhor ponto (nó) de cada localidade foi utilizado como meio para avaliação da energia produzida pelos conversores. Para isso, foram extraídas séries temporais de H_s e T_p dos 37 anos de simulação oceânica que se tem disponível. Em seguida foram utilizadas as matrizes de potência dos conversores ([Anexo 3 - Matrizes de Potência dos Conversores de Energia das Ondas](#)) para calcular a potência gerada durante cada um dos passos de tempo.



(a) Ponto de extração na zona 1 (b) Ponto de extração na zona 2 (c) Ponto de extração na zona 3

Figura 4.16 – Pontos de extração do potencial teórico de energia das ondas

A figura [4.16](#), exibe o ponto de cada sítio onde foram extraídas as séries temporais. Esses pontos foram selecionados através do maior I_{PZ} de cada uma das zonas de maior potencial. Contudo,

além do I_{PZ} , a principal diferença nos pontos é a profundidade que os mesmos se encontram. O P1, localizado na costa de São José do Norte possui uma profundidade de $-13,15$ m, fato que impede a utilização de todos os modelos de conversores (Tab. 3.1) nessa ponto, dessa forma, no P1, apenas os modelos B-HBA e B-OF puderam ter sua potência computada.

No P2, em Imbituba, devido a profundidade no nó de $-53,95$ m praticamente todos os modelos de conversores puderam ser utilizados, ficando de fora apenas os modelos F-2HB e F-HBA. Já no P3, em Cabo Frio, a profundidade de $-77,48$ m permitiu a contabilização da potência de todos os modelos de conversores considerados no estudo.

Iniciando as análises pelo P1, a figura 4.17 apresenta a variação da média de potência gerada pelos conversores dos tipos B-HBA e B-OF, durante os 37 anos da análise, diariamente. Ou seja, a cada dia, um conversor do tipo B-HBA produz em média aproximadamente 130 kW de energia elétrica, enquanto um dispositivo do tipo BOF produz aproximadamente 100 kW

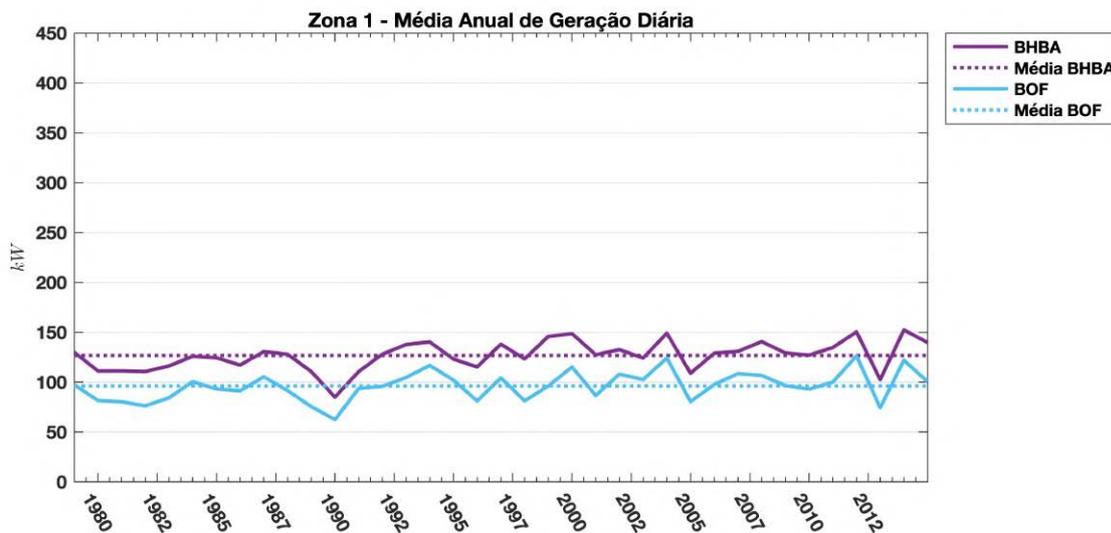


Figura 4.17 – Média de potência em kW gerada anualmente no P1.

Entretanto, a figura 4.17, exibe outras informações importantes. A variabilidade anual na produção de energia no P1 se mostrou consideravelmente intensa. Para o modelo BHBA, por exemplo, existe uma variação na média de até 67,36 kW, entre os anos de maior e menor média de geração diária. Enquanto isso, o desvio padrão de todo o período, para ambos os conversores é de aproximadamente 14,71 kW (Tab. 4.1). Ambos dados evidenciam que a variação anual no P1 é um fator que deve ser levado em consideração, principalmente no dimensionamento do tamanho da fazenda da conversão, e que, caso seja combatido, elevando o número de conversores para que a potência diária esteja sempre acima de um valor aceitável, deve-se preparar a linha de transmissão para os momentos em que a

produção alcance seus ápices.

Outra questão relevante à variabilidade na produção de energia, é a produção ao longo do ano. A figura 4.18 apresenta a média de um ano meteorológico no P1. O ano meteorológico é composto pelas médias de potência que é gerada em cada dia de todos os 37 anos de análise, dessa forma, é possível observar o comportamento médio da produção de energia ao longo de um ano no P1.

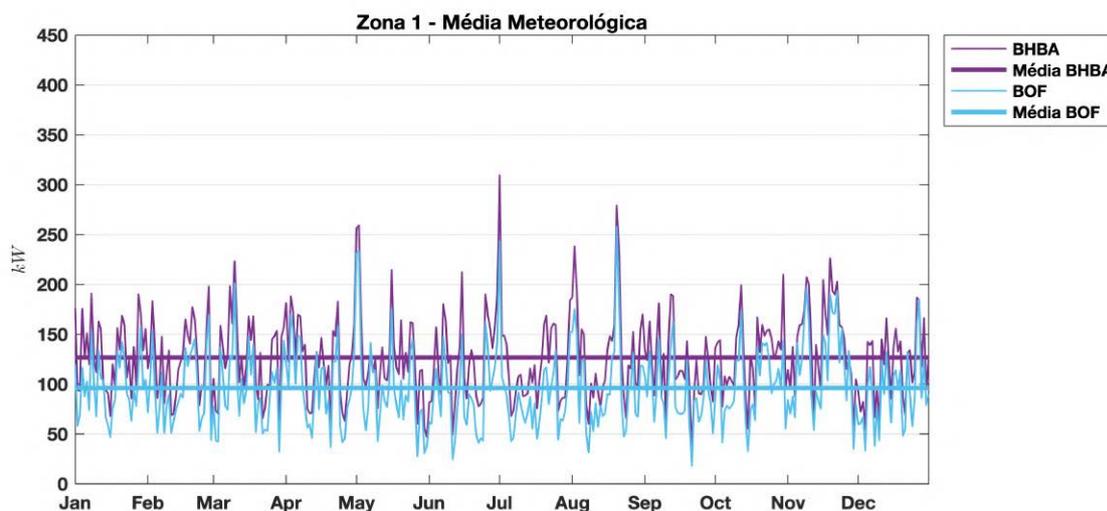


Figura 4.18 – Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P1.

Observando as variações que ocorrem durante o ano no P1, algumas características já esperadas são observadas. Por se localizar no extremo sul do Brasil, a presença de ondulações de maior magnitude assim como de maior constância no P1, é observada nos meses do inverno (Pianca et al., 2010), algo que é exibido na figura 4.18, onde é possível observar os maiores picos entre os meses de junho e agosto. Além disso, nos meses de verão, entre dezembro e fevereiro, não é observado nenhum pico acima dos 200 kW, evidenciando que na região de São José do Norte os meses de verão apresentam uma diminuição no potencial ondulatório.

Em relação aos modelos de conversores, a diferença na produção média no P1 foi de 31,90% entre o modelo BHBA e o modelo B-OF. No entanto, vale notar ainda que ambos os conversores funcionem através do princípio de corpos oscilantes, o modelo B-HBA possui uma grande estrutura acima da linha de superfície da água, enquanto que o modelo BOF é consideravelmente mais compacto e opera com 80% da sua estrutura submersa (Babarit et al., 2012). Ambas características devem ser levados em conta na seleção do melhor dispositivo para a região, contudo, uma análise de impacto ambiental é um dos fatores mais importantes para a tomada de decisão, visto que ambos conversores operarão no ambiente marinho.

Avançando para o P2 em Imbituba, já é possível ter contabilizada a potência de um número maior de dispositivos, mesmo assim, como a figura 4.19 mostra, os conversores do tipo B-HBA e B-OF continuam sendo os que apresentam as maiores médias de geração de potência diária. Observando o a média ao longo dos anos, o cenário apresentado no ponto 2 é similar ao observado no P1, principalmente ao investigar os padrões de variabilidade ao longo dos anos.

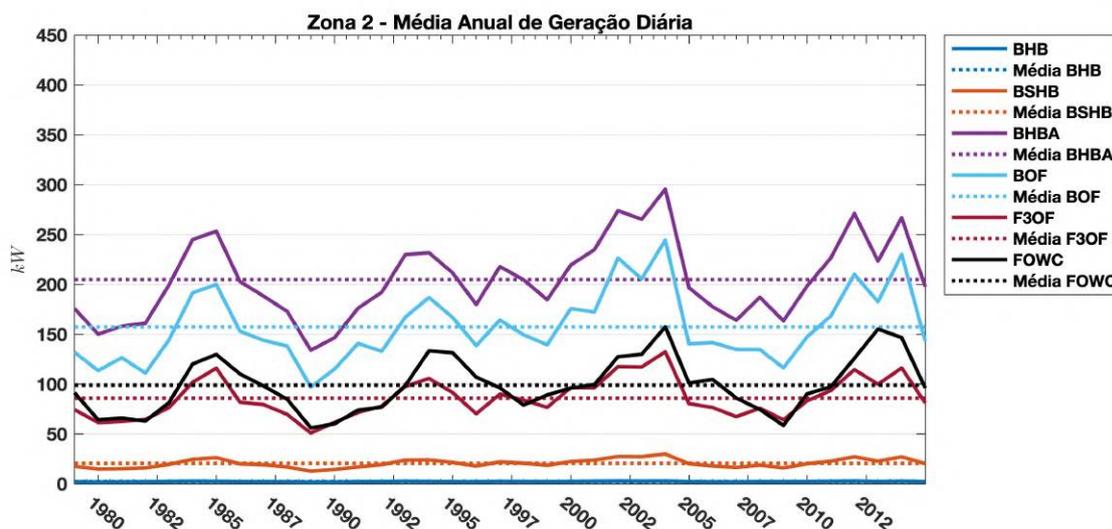


Figura 4.19 – Média de potência em kW gerada anualmente no P2.

Além disso é importante notar que as médias dos conversores do tipo B-HBA e B-OF tiveram um acréscimo na média de geração de aproximadamente 70 kW no ponto 2, comprovando o maior potencial energético da região em relação ao ponto 1. Em relação aos 4 novos dispositivos, tanto o F-3OF, como o FOWC apresentaram um comportamento variacional ao longo dos anos semelhante aos dos modelos B-HBA e B-OF, contrastando com os modelos BHB e BSHB que apresentaram um comportamento com menor variação, causado principalmente pela capacidade de geração desses dispositivos, que é consideravelmente menor que a apresentada pelos outros modelos.

Observando a variação em um ano meteorológico na região (Fig. 4.20), não se é observada uma grande distinção entre as estações do ano na geração de potência, como foi observada no ponto 1. Isso indica que a região tem uma maior frequência de *swells* energéticos. Novamente, também é possível notar as maiores variações na produção de energia nos modelos B-HBA e B-OF, quando comparados aos outros modelos, e principalmente aos modelos B-HB e B-SHB, que apresentam pequenas oscilações ao na produção ao longo do ano.

Essas grandes picos e vales presentes na produção de energia dos modelos B-HBA e B-OF são decorrentes do alto potencial de conversão dos modelos, aliado à ampla margem de operação

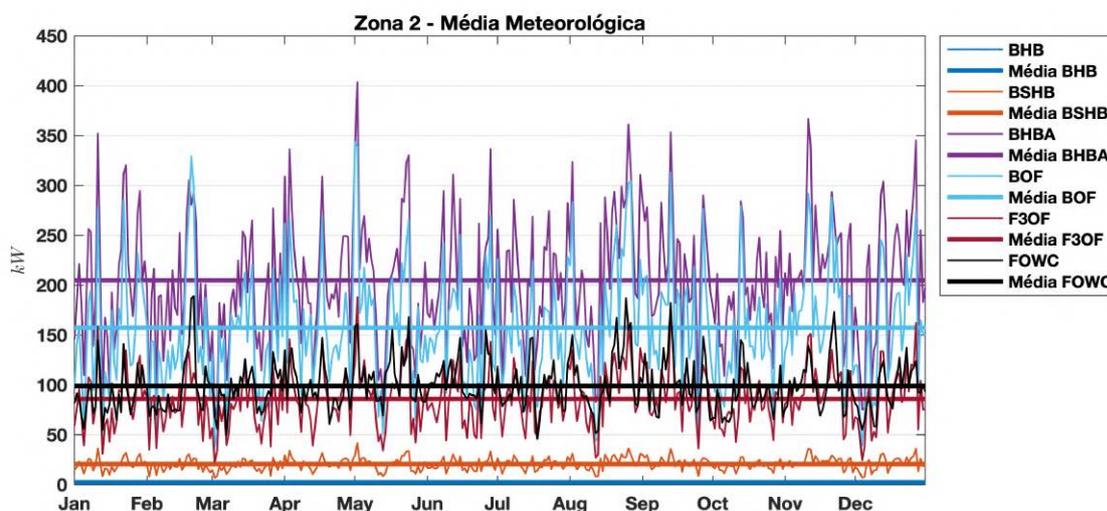


Figura 4.20 – Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P2.

dos modelos, isto é, pequenas ondulações já são capazes de serem convertidas pelos equipamentos. Contudo, pequenas variações na ondulação alteram drasticamente a potência produzida, sendo o principal fator para esse fenômeno, a não linearidade do sistema PTO dos dispositivos (Babarit et al., 2011).

Mesmo assim, é importante ressaltar que a produção média do dispositivo B-HBA é quase 100 vezes maior que a do BHB, que mesmo possuindo uma produção constante ao longo do tempo não pode ser considerado uma opção viável para utilização em um sítio de produção de energia de larga escala. Outra comparação importante pode ser realizada entre o modelo F-OWC e o F-3OF, que produzem em média quase a mesma quantidade de energia mas operam através de princípios diferentes. Enquanto o F-OWC é um modelo que opera através de uma coluna d'água oscilante, o F-3OF é um conversor do tipo corpo oscilante; e é aproximadamente duas vezes mais compacto que o F-OWC (Babarit et al., 2012), além de operar na sua faixa de conversão de maior eficiência T_p de aproximadamente 8 s (Babarit et al., 2012) na costa brasileira, enquanto que o F-OWC necessita um dimensionamento dos componentes para operar com maior eficiência no oceano brasileiro, visto que sua melhor faixa de operação é com ondulações de T_p acima de 10 s (Babarit et al., 2012)

O P3, por sua vez, é a única das três localidades onde foi possível estimar a potência gerada por todos os modelos de conversores apresentados na Tab. 3.1. A figura 4.21 exibe as médias de geração de todos os modelos já apresentados nos dois últimos pontos, somados as conversores do tipo F-2HB e F-HBA. É possível observar que ambos dispositivos preencheram um intervalo, no qual, observando a região de Imbituba, por exemplo, era constatado uma lacuna entre os conversores do tipo F-OWC e

F-HBA, e os conversores Bref-SHB e Bref-HB.

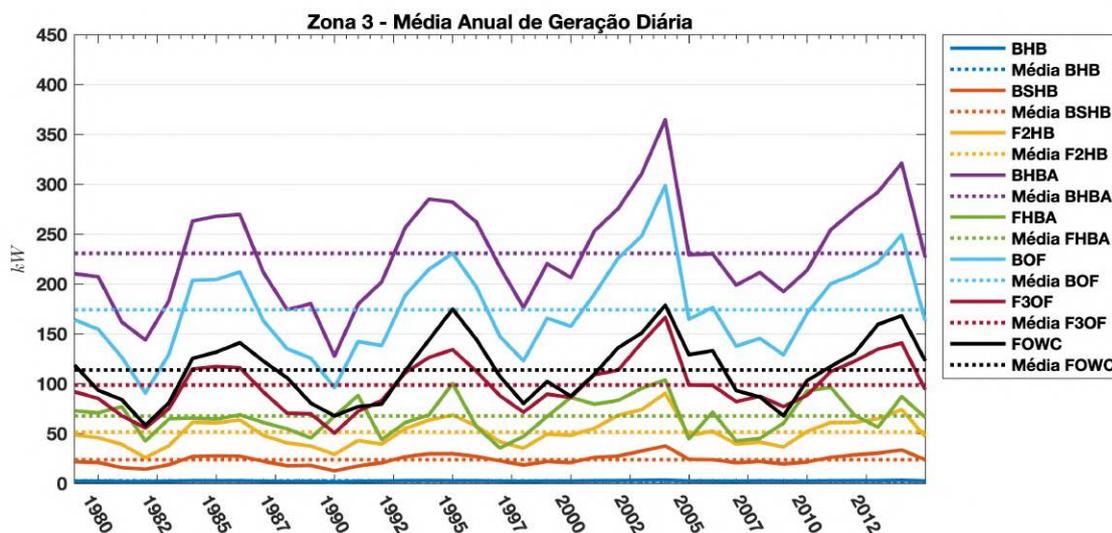


Figura 4.21 – Média de potência em kW gerada anualmente no P3.

Ambos conversores (F-HBA e F-2HB) apresentam médias de conversão consideravelmente baixas, principalmente se comparadas as médias dos dispositivos B-HBA e B-OF, entre 170 e 230 kW, que apresentam os maiores valores observados dentre todos os 3 pontos de análise. Assim como no ponto 2 os modelos F-OWC e F-3OF apresentam uma menor variabilidade na geração de potência, contudo, os conversores F-HBA e F-2HB no ponto 3 apresentam uma estabilidade ainda maior na conversão quando comparados aos conversores de maior potencial na mesma região.

Já os conversores de baixo potencial de conversão, Bref-HB e Bref-SHB apresentaram médias de potência muito semelhantes às expostas nas outras duas localidades, 2,37 23,61 kW respectivamente, confirmando que ambos já estão operando no limite de sua capacidade de conversão para as ondulações que aportam na costa Brasileira.

O mesmo pode ser observado ao analisar o comportamento dos conversores através da média meteorológica (4.22), a variação intra-anual na conversão dos modelos Bref-SHB e Bref-HB também se mostra muito pequena, assim como a observada interanualmente. Já nos modelos de maior potencial, a alta variabilidade no P3 se faz muito presente. Tomando como base o dispositivo B-HBA, é possível observar que a média é construída através de grande picos e vales potência ao longo de todas as estações do ano.

Semelhante à região de Imbituba em Cabo Frio, a sazonalidade não se faz tão presente como observada na região de São José do Norte, e durante praticamente todo o ano são observados grande picos de geração. A exceção fica por conta do mês de fevereiro, períodos em que, na produção de

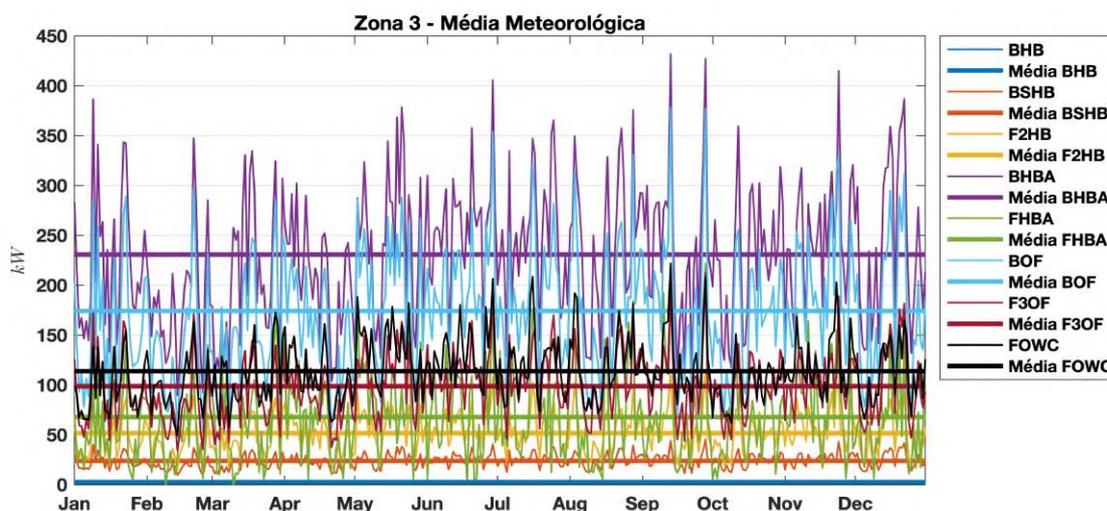


Figura 4.22 – Média de potência em kW gerada ao longo de um ano no P3.

energia dos dois conversores de maior potencial (B-HBA e B-OF), não é observado nenhum pico acima da média anual dos dispositivos, indo de acordo com estudos que observam a menor chegada de ondulações nos meses de verão [Pianca et al. \(2010\)](#).

Outro ponto importante de ser observado é que, embora a magnitude das oscilações na produção de energia ao longo do ano seja maior para os conversores de maior potencial, onde o B-HBA apresenta um desvio padrão de 67,68 kW (Tab. [4.1](#)), maior que o dobro observado no F-3OF (32,46 kW), percentualmente em relação à média o desvio padrão do B-HBA é de 23,61 % enquanto que o dispositivo F-3OF apresenta um desvio percentual de 32,46 %. Isso indica que, por maior que as variações observadas no B-HBA sejam expressivas, o dispositivo ainda apresenta uma variação percentual, dentro da sua zona de operação, menor que a de outros dispositivos de mais baixa potência.

Apresentadas as capacidades de conversão das três zonas mais energéticas, fica claro que o P3 apresenta o maior potencial para exploração na costa brasileira. Desde a apresentação dos resultados indiciais, a região de Cabo Frio já mostrava diferenças consideráveis, principalmente nas análises energéticas, quando comparada ao resto do Brasil. Ainda assim, as regiões de Imbituba e São José do Norte também apresentaram uma capacidade considerável, depois comprovada com o cálculo da potência gerada pelos conversores de energia das ondas.

A produção média dos conversores de mesmo tipo no P3 é quase que duas vezes maior que a apresentada no ponto 1, entretanto, quando comparada ao ponto 2, essa diferença é aproximadamente 10 % superior à energia produzida pelos conversores situados em Cabo Frio. Observando esses dados, em relação ao potencial médio da costa brasileira [\(4.3\)](#), em um primeiro momento pode-se ter certa

dúvida, visto que quanto mais ao Sul maior o potencial ondulatório observado.

Entretanto, o principal motivo, que possibilita a chegada de ondas com maior intensidade nas regiões de Cabo Frio e Imbituba, é a diferença nas características do fundo dessas regiões, enquanto que em São José do norte um caráter altamente dissipativo é observado na plataforma adjacente assim como na zona de praia (Calliari et al., 2003), ocasionando uma perda constante da energia das ondulações que vão se aproximando da zona de conversão. Nas regiões de Imbituba e Cabo Frio essa característica não se faz tão presente, com a plataforma adjacente a essas regiões possuindo altas profundidades já a poucos metros da costa, ocasionando a presença das zonas de conversão em áreas de maior profundidade, onde as ondulações que estão se aproximando ainda não sofreram perdas consideráveis de energia (Dean e Dalrymple, 1991; World Meteorological Organization, 1998; Holthuijsen, 2007).

Em relação aos dispositivos, a análise deve ser um pouco mais cuidadosa. Por mais que o conversor B-HBA tenha apresentado as maiores médias em todas as regiões, a escolha do modelo que será utilizado na construção de um sítio de conversão deve ser muito mais aprofundada. Critérios físicos são de extrema importância, visto que em um sítio de conversão não será implantado apenas um dispositivo, logo as dimensões dos conversores são de extrema importância, devido às limitações de área que um sítio virá a possuir. Isso implica que, por vezes, seja mais vantajoso utilizar um número maior de conversores B-OF, que possuem um volume de ocupação menor se comparados aos modelos B-HBA (Babarit et al., 2012), por exemplo.

Outro fato importante não considerado nesse estudo é a capacidade de conversão dos dispositivos em uma matriz de conversores. A geometria de disposição dos conversores afeta de maneira significativa o potencial de conversão, principalmente dos dispositivos que estão localizados logo em seguida da primeira fileira (Greenwood et al., 2016; Bozzi et al., 2017). Dessa forma, para cada modelo de conversor deve ser realizada uma análise de otimização geométrica do sítio, para que então possa ser definido qual o melhor modelo e método de conversão para a área designada.

Por ultimo, o fator mais importante é o correto dimensionamento dos dispositivos para atuar na região de interesse. Nenhum dos dispositivos utilizados nesse estudo foram desenvolvidos e otimizados utilizando condições oceânicas na costa brasileira. Dessa forma, alguns modelos se mostraram extremamente ineficazes ao operar fora das suas zonas de maior eficiência. Além disso, a maior parte dos modelos possui sua zona de máxima potência para ondas com período acima de 10 s, fato que não ocorre com certa constância na costa brasileira (Espindola e Mauri, 2017; Guimarães et al., 2019a), sendo mais adequado que os mesmo sejam otimizados para que sua região de maior potência de conversão seja entre 8 e 9 s de período de pico.

Tabela 4.1 – Dados médios e de desvio padrão para os conversores nas três zonas de estudo

	Zona 1			Zona 2			Zona 3		
	Média Diária (kW)	σ Diário (kW)	Média Anual (kW)	Média Diária (kW)	σ Diário (kW)	Média Anual (kW)	Média Diária (kW)	σ Diário (kW)	Média Anual (kW)
BHB	1.5121	2.4778	551.9027	2.1887	3.1582	798.8676	2.3740	3.2844	866.5216
BSHB	12.9043	25.4300	4.7101e+03	20.4866	34.4941	7.4776e+03	23.6190	38.8435	8.6209e+03
F2HB	26.8778	64.5338	9.8104e+03	46.0042	100.9908	1.6792e+04	51.4093	114.0894	1.8764e+04
BHBA	126.6093	244.3358	4.6212e+04	204.6554	339.6065	7.4699e+04	230.5767	378.2389	8.4161e+04
FHBA	67.4132	186.5889	2.4606e+04	63.7248	241.1017	2.3260e+04	67.5580	264.6328	2.4659e+04
BOF	95.9911	221.8324	3.5037e+04	157.3160	319.1300	5.7420e+04	173.9059	355.0228	6.3476e+04
F3OF	55.1746	118.7300	2.0139e+04	85.7817	158.0426	3.1310e+04	98.4291	180.3733	3.5927e+04
FOWC	58.5782	103.2323	2.1381e+04	98.7190	147.2510	3.6032e+04	113.5679	176.9535	4.1452e+04

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho visou analisar as condições ondulatórias em termos energéticos e de capacidades logísticas na costa brasileira. Dessa forma, uma simulação de 37 anos de condições ondulatórias foi utilizada em conjunto com uma metodologia multicriterial para determinar zonas com boas capacidades para conversão da energia das ondas em energia elétrica.

Utilizando uma adaptação da metodologia proposta por Weiss et al. (2018), índices energéticos e logísticos foram calculados para posteriormente serem utilizados no cálculo do índice de zona potencial (I_{PZ}), responsável por definir as localidades com maior capacidade de exploração na costa brasileira. Essas localidades foram então utilizadas para quantificar a possível quantidade de energia teórica à ser produzida por meio de 8 modelos de conversores diferentes.

Através dessa metodologia, foi possível observar diversos pontos em relação ao clima ondulatório e as capacidades energéticas da costa Brasileira:

- Ao analisar as médias superficiais de toda a zona de estudo para H_s , T_p e P_w , tornou-se evidente que as regiões mais ao Sul do Brasil recebem um aporte maior de energia ondulatória, causada pela constante aproximação de ondulações provenientes do quadrante Sul, principalmente durante os meses de inverno. Já o T_p , apresenta leves variações ao longo da costa brasileira, contudo duas áreas chamam atenção: a costa do estado do Rio de Janeiro, onde são observadas as maiores médias de período; e a porção Norte do Brasil, principalmente próximo à desembocadura do Rio Amazonas, onde são observadas as menores médias de toda zona de estudo.
- Em relação à variabilidade espaço-temporal da zona de estudo, utilizando uma ondaleta bidimensional para análise ao longo da isóbata de -50 m foi constatado que, nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, é observado um maior acúmulo de energia, o que se traduz em maiores variações na altura significativa ao longo do tempo nessas áreas. Outro ponto interessante foi a presença de picos energéticos espaçados em períodos de 4 a 6 anos, causados principalmente pelas oscilações de El Niño e La Niña.
- Em relação à avaliação indicial, tanto o $I_{Harbour}$ quanto o I_{cc} evidenciaram uma boa capacidade portuária e uma pequena distância para centros populacionais ao longo de toda extensão da margem oceânica brasileira. Já o I_{LogHs} e o I_{LogW} foram os dois primeiros índices que começaram a apresentar as pequenas divergências entre regiões. Foi observado que quase todas as zonas de análise possuem índices acima de 0,90, com a exceção de três áreas, São José do Norte (RS), Imbituba (SC) e Cabo Frio (RJ).

Além disso essa pequena variação negativa de I_{LogHs} e I_{LogW} , foi diretamente refletida no I_{Log} , índice de logística geral, cuja costa Brasileira mostrou potencial alto para a realização de operações logísticas, envolvendo a instalação e manutenção de WEC's. Contudo, as três regiões citadas apresentaram um I_{Log} um pouco menor que as outras regiões, próximo a 0,85, o que indica que em 85 % do tempo essas zonas estão dentro dos parâmetros estabelecidos para a realização de operações logísticas.

- Observando os índices energéticos, I_s e I_{Pw} mostraram comportamentos adversos. Enquanto o I_s apresentou médias na casa de 0,9 para todas as zonas de estudo, com algumas oscilações para baixo em determinadas regiões, o I_{Pw} se mostrou extremamente baixo, menos de 0,1 em quase todas as áreas, com exceção das regiões de São José do Norte, Imbituba e Cabo Frio. Nessas três regiões foi possível observar um I_{Pw} um pouco maior, sendo observado o maior valor de 0,29, na zona de Cabo Frio.
- O cálculo do I_{PZ} se mostrou diretamente ligado aos valores do I_{Pw} , o que levou à determinação das regiões de São José do Norte, Imbituba e Cabo Frio, como as localidades inicialmente mais capazes para exploração da energia das ondas na costa brasileira.
- Avaliando as médias diárias, assim como as médias meteorológicas, foram observadas, como esperado, maiores valores no sítio de Cabo Frio, seguido pelo sítio de Imbituba e por último na região de São José do Norte, traduzindo o maior potencial das regiões em potência gerada.
- Foi observada a presença de um grande espectro de potência nas regiões de análise, devido as diferentes capacidades de geração de cada dispositivo. Dessa forma, em uma mesma localidade, um conversor do tipo B-HBA foi capaz de produzir em média 230 kW diariamente, enquanto que um conversor do tipo Bref-HB produziu apenas 2 kW, em média. Esse fato evidenciou a importância do correto dimensionamento dos dispositivos para a área em que o mesmo será utilizado.
- Padrões de variabilidade na geração de energia foram observados, principalmente no área de São José do Norte, onde um maior potencial de geração é verificado durante os meses de inverno, época que a região recebe as ondulações de maior intensidade. Já nas outras regiões a sazonalidade não se fez tão presente, contudo, a variabilidade anual se mostrou constante, característica que deve ser levada em conta para correto dimensionamento da rede de transmissão de energia.

Os itens apresentados evidenciam diversos aspectos das condições energéticas presentes nas ondas que atingem a costa brasileira. E foram essenciais para alcançar o objetivo de determinar as

regiões específicas na costa brasileira, com as maiores capacidades para um futura instalação de um sítio de conversão de energia das ondas. Dessa forma, as análises indicaram que a região de Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro, dentre as estudadas, é a localidade mais indicada para exploração da energia das ondas na costa brasileira. Assim, é de grande valia que trabalhos específicos para esta localidade sejam realizados, para que por fim a tecnologia de conversão de energia das ondas, possa ser empregada de maneira eficiente no Brasil

6. LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

Durante o desenvolvimento do presente trabalho, algumas limitações ocasionaram uma simplificação dos resultados, possibilitando a obtenção dos mesmos em um período de tempo justificável. Por se tratar de um trabalho que utiliza um modelo numérico para obtenção dos resultados sempre haverá limitações devido à capacidade computacional disponível. Algumas das principais limitações seguem:

- Falta de análise de dados atuais, posteriores ao ano de 2015.
- Necessidade de extração de séries temporais para o cálculo dos índices.
- Utilização de matrizes de potência para o cálculo da potência teórica de conversão.

Esses três índices resumem as principais limitações do presente trabalho, e devem ser utilizados como base para trabalhos futuros. Dessa forma um primeiro ponto interessante seria a atualização dos resultados ondulatórios do TOMAWAC, com resultados posteriores ao ano de 2015. Outra alternativa seria a automação do modelo, sendo o mesmo executado, periodicamente, para uma constante atualização da análise.

Para contornar os problemas relacionados à extração das séries temporais, necessárias para cálculo dos índices durante o pós processamento, a melhor alternativa é o desenvolvimento de uma sub-rotina integrada ao modelo TOMAWAC. Dessa forma, os índices podem ser calculados durante a execução do modelo, o que eliminaria a necessidade de extração de séries temporais no pós processamento.

Em relação ao cálculo da potência de conversão, diversas alternativas podem ser utilizadas, visto que os trabalhos da área ainda estão em pleno desenvolvimento. A utilização de modelos específicos para a conversão da energia já seria um grande avanço, de forma que, as características físicas dos WEC's fossem levadas em consideração, assim como as interações entre o oceano e os dispositivos.

Outro ponto é o desenvolvimento de modelos de conversão dimensionados, utilizando os dados oceânicos da costa brasileira. Dessa forma, pode-se otimizar o funcionamento do conversor para diversas localidades, não apenas as zonas de maior energia, mas também zonas de pouca variabilidade energética.

Entretanto algumas alternativas para um seguimento do trabalho, são possíveis. Primeiramente, uma potencial ideia é dar seguimento à simulação oceânica e manter um resultado atualizado. A presente simulação tem término no ano de 2015, dessa forma, pode-se atualizar os resultados para complementar a simulação até a presente data. Uma maneira interessante para a execução dessa ideia, seria atualizações mensais do modelo, mantendo-o preparado para análises de períodos recentes.

Todas as limitações apresentadas expõe o longo caminho que a conversão da energia das ondas

no Brasil tem a percorrer, contudo também mostram as possibilidades, que com um certo grau de comprometimento podem ser executadas, levando à evolução da exploração de energias renováveis no Brasil.

7. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Technical report, Rio de Janeiro, 2019.
- AIRY, G. B. Tides and Waves. **Encyclopedia Metropolitana**, pp. 241–396, 1845.
- AKPÖNAR, A., BINGÖLBALI, B., E VAN VLEDDER, G. P. Long-term analysis of wave power potential in the Black Sea, based on 31-year SWAN simulations. **Ocean Engineering**, v. 130, n. August 2016, p. 482–497, 2017.
- AL-HAIKI, Z. E. E SHAIKH-NASSER, A. N. Power Transmission to Distant Offshore Facilities. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 47, n. 3, p. 1180–1183, 2011.
- ARINAGA, R. A. E CHEUNG, K. F. Atlas of global wave energy from 10 years of reanalysis and hindcast data. **Renewable Energy**, v. 39, n. 1, p. 49–64, 2012.
- ASTARIZ, S., PEREZ-COLLAZO, C., ABANADES, J., E IGLESIAS, G. Co-located wind-wave farm synergies (Operation & Maintenance): A case study. **Energy Conversion and Management**, v. 91, p. 63–75, 2015.
- AWK, T. Tomawac Version 7.2 User Manual. Technical report, 2017.
- BABARIT, A., HALS, J., KURNIAWAN, A., MULIAWAN, M., MOAN, T., E KROKSTAD, J. The NumWEC Project: Numerical Estimation of Energy Delivery from a Selection of Wave Energy Converters. , n. December, p. 1–317, 2011.
- BABARIT, A., HALS, J., MULIAWAN, M. J., KURNIAWAN, A., MOAN, T., E KROKSTAD, J. Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. **Renewable Energy**, v. 41, p. 44–63, 2012.
- BENOIT, M., MARCOS, F., E BECQ, F. Development of a third generation shallow-water wave model with unstructured spatial meshing. **Proceedings of the 25th International Conference on Coastal Engineering**, pp. 465–478, 1996.
- BERRISFORD, P., DEE, D., POLI, P., BRUGGE, R., FIELDING, K., FUENTES, M., KALLBERG, P., KOBAYASHI, S., UPPALA, S., E SIMMONS, A. The ERA-Interim Archive. Technical Report 1, 2011.

- BOOIJ, N., RIS, R. C., E HOLTHUIJSEN, L. H. A third-generation wave model for coastal regions: 1. Model description and validation. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, v. 104, n. C4, p. 7649–7666, 1999.
- BOZZI, S., GIASSI, M., MORENO MIQUEL, A., ANTONINI, A., BIZZOZERO, F., GRUOSSO, G., ARCHETTI, R., E PASSONI, G. Wave energy farm design in real wave climates: the Italian offshore. **Energy**, v. 122, p. 378–389, 2017.
- BYERS, H. R. **General Meteorology**. McGraw-Hill College, 4th^a edição, 1974.
- CALLIARI, L. J., MUEHC, D., HOEFEL, F. G., E TOLDO JR., E. Morfodinâmica praial: uma breve revisão. **Revista Brasileira de Oceanografia**, v. 51, n. unico, p. 63–78, 2003.
- CAMERON, L., DOHERTY, R., HENRY, A., DOHERTY, K., HOOF, J. V., KAYE, D., NAYLOR, D., BOURDIER, S., E WHITTAKER, T. Design of the Next Generation of the Oyster Wave Energy Converter. In **3rd International Conference on Ocean Energy**, pp. 119–128, Bilbao, 2010.
- CARBALLO, R., SÁNCHEZ, M., RAMOS, V., E CASTRO, A. A tool for combined WEC-site selection throughout a coastal region: Rias Baixas, NW Spain. **Applied Energy**, v. 135, p. 11–19, 2014.
- CARBALLO, R., SÁNCHEZ, M., RAMOS, V., FRAGUELA, J., E IGLESIAS, G. The intra-annual variability in the performance of wave energy converters: A comparative study in N Galicia (Spain). **Energy**, v. 82, p. 138–146, 2015.
- CASTRO, B. M. E MIRANDA, L. B. **Physical Oceanography of the Western Atlantic Continental Shelf located between 4N and 34S - Coastal segment (4,W)**. In Robinson, A. R. e Brink, K. H., editores, **The Sea**, pp. 209–251. John Wiley & Sons, Ltd, New York, 1998.
- CONTESTABILE, P., FERRANTE, V., E VICINANZA, D. Wave energy resource along the coast of Santa Catarina (Brazil). **Energies**, v. 8, n. 12, p. 14219–14243, 2015.
- CORNETT, A. A global wave energy resource assessment. **Sea Technology**, , n. JULY 2008, p. 1–9, 2008.
- COURANT, R. Variational methods for the solution of problems of equilibrium and vibrations. **Bulletin of the American Mathematical Society**, v. 49, p. 1–23, 1943.

- CUCHIARA, D. C., FERNANDES, E. H., STRAUCH, J. C., WINTERWERP, E CALLIARI, L. J. Determination of the wave climate for the southern Brazilian shelf. **Continental Shelf Research**, v. 29, p. 545–555, 2009.
- DE MOORTEL, I., MUNDAY, S., E HOOD, A. Wavelet Analysis: the effect of varying basic wavelet parameters. **Solar Physics**, v. 222, n. 2, p. 203–228, 2004.
- DEAN, R. G. E DALRYMPLE, R. A. **Water Wave Mechanics for Engineers and Scientists**, volume 2 of **Advanced Series on Ocean Engineering**. WORLD SCIENTIFIC, 2ª edição, 1991.
- DERECZYNSKI, C. P. E MENEZES, W. F. **Meteorologia Da Bacia De Campos**. In Martins, R. P. e Grossmann-Matheson, G. S., editores, **Meteorologia e oceanografia**, capítulo 1, pp. 1–54. Elsevier, Rio de Janeiro, 2015.
- ESPINDOLA, R. L. E MAURd, A. Wave energy resource of Brazil : An analysis from 35 years of ERA-Interim reanalysis data. **PLoS ONE**, v. 12, p. 1–28, 2017.
- FALCÃO, A. F. O. Wave energy utilization: A review of the technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 3, p. 899–918, 2010.
- FALNES, J. E LøVSETH, J. Ocean wave energy. **Energy Policy**, v. 19, n. 8, p. 768–775, 1991.
- GARRISON, C. E. The energy crisis: A process of social definition. **Qualitative Sociology**, v. 4, n. 4, p. 312–323, 1981.
- GOES, E. R. E JR, A. V. F. Caracterização morfossedimentar da Plataforma Continental Brasileira. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 10, n. 5, p. 1595–1613, 2017.
- GRAHAM, N. E. E WHITE, W. B. The El Nino Cycle: A Natural Oscillator of the Pacific Ocean–Atmosphere System. **Science**, v. 240, n. 4857, p. 1293–1302, 1988.
- GREENWOOD, C., CHRISTIE, D., VENUGOPAL, V., MORRISON, J., E VOGLER, A. Modelling performance of a small array of Wave Energy Converters: Comparison of Spectral and Boussinesq models. **Energy**, v. 113, p. 258–266, 2016.
- GROUP, T. S. **Ocean Wave Modeling**. Springer, 1ª edição, 1985.
- GROUP, T. W. The WAM Model—A Third Generation Ocean Wave Prediction Model. **Journal of Physical Oceanography**, v. 18, n. 12, p. 1775–1810, 1988.

- GUANCHE, R., DE ANDRÉS, A., LOSADA, I., E VIDAL, C. A global analysis of the operation and maintenance role on the placing of wave energy farms. **Energy Conversion and Management**, v. 106, p. 440–456, 2015.
- GUIMARÃES, R., OLEINIK, P., KIRINUS, E., LOPES, B., TROMBETTA, T., E MARQUES, W. An overview of the Brazilian continental shelf wave energy potential. **Regional Studies in Marine Science**, v. 25, 2019a.
- GUIMARÃES, R. C., KIRINUS, E. D. P., E MARQUES, W. C. Wave Energy in Brazil. A long Term Energetic Assessment. **Renewable Energy**, v. Artigo em Revisão, 2020.
- GUIMARÃES, R. C., OLEINIK, P. H., KIRINUS, E. D. P., E MARQUES, W. C. Wave Energy Generation Potential for a Point Absorber Type WEC on the Brazilian Coast. **Defect and Diffusion Forum**, v. 396, p. 3–11, 2019b.
- GUNN, K. E STOCK-WILLIAMS, C. Quantifying the global wave power resource. **Renewable Energy**, v. 44, p. 296–304, 2012.
- HASSELMANN, K., BARNETT, T., BOUWS, E., CARLSON, H., CARTWRIGHT, D., ENKE, K., EWING, J., GIENAPP, H., HASSELMANN, D., KRUSEMAN, P., MEERBURG, A., MÜLLER, P., OLBERS, D., RICHTER, K., SELL, W., E WALDEN, H. Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP). Technical report, 1973.
- HAUSTEIN, K., ALLEN, M. R., FORSTER, P. M., OTTO, F. E. L., MITCHELL, D. M., MATTHEWS, H. D., E FRAME, D. J. A real-time Global Warming Index. **Scientific Reports**, v. 7, n. 1, p. 15417, 2017.
- HERVOUET, J.-M. **Hydrodynamics of Free Surface Flows**. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2007.
- HILLEBRAND, B., BUTTERMANN, H. G., BEHRINGER, J. M., E BLEUEL, M. The expansion of renewable energies and employment effects in Germany. **Energy Policy**, v. 34, n. 18, p. 3484–3494, 2006.
- HOLTHUIJSEN, L. H. Waves in oceanic and coastal waters. **Waves in Oceanic and Coastal Waters**, pp. 1–387, 2007.
- HOVMÖLLER, E. The Trough-and-Ridge diagram. **Tellus**, v. 1, n. 2, p. 62–66, 1949.

- HRENNIKOFF, A. Solution of problems of elasticity by the framework method. **Journal of Applied Mechanics**, v. 8, n. 4, p. 169–175, 1941.
- HUGHES, M. G. E HEAP, A. D. National-scale wave energy resource assessment for Australia. **Renewable Energy**, v. 35, n. 8, p. 1783–1791, 2010.
- IBGE. Sinopse do Censo 2010. Technical report, IBGE, Rio de Janeiro, 2010.
- IBGE. Anuário estatístico do Brasil. Technical report, IBGE, Rio de Janeiro, 2011.
- IGLESIAS, G. E CARBALLO, R. Wave energy resource in the Estaca de Bares area (Spain). **Renewable Energy**, v. 35, n. 7, p. 1574–1584, 2010.
- JANSSEN, P. A. Progress in ocean wave forecasting. **Journal of Computational Physics**, v. 227, n. 7, p. 3572–3594, 2008.
- KIRINUS, E. D. P., OLEINIK, P. H., COSTI, J., E MARQUES, W. C. Long-term simulations for ocean energy off the Brazilian coast. **Energy**, v. 163, p. 364–382, 2018.
- LISBOA, R. C., TEIXEIRA, P. R., E FORTES, C. J. Numerical evaluation of wave energy potential in the south of Brazil. **Energy**, v. 121, p. 176–184, 2017.
- LISBOA, R. C., TEIXEIRA, P. R., TORRES, F. R., E DIDIER, E. Numerical evaluation of the power output of an oscillating water column wave energy converter installed in the southern Brazilian coast. **Energy**, v. 162, p. 1115–1124, 2018.
- LIU, Y., LIANG, X. S., E WEISBERG, R. H. Rectification of the bias in the wavelet power spectrum. **Journal of Atmospheric and Oceanic Technology**, v. 24, n. 12, p. 2093–2102, 2007.
- LONGUET-HIGGINS, M. On the Statistical Distribution of the Heights of Sea waves. **Journal of Marine Research**, v. 11, n. 3, p. 245–266, 1952.
- LÓPEZ, I., ANDREU, J., CEBALLOS, S., ALEGRÍA, I. M. D., E KORTABARRIA, I. Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 413–434, 2013.
- MARQUES, W. C., MONTEIRO, I. O., E MÖLLER, O. O. The Exchange Processes in the Patos Lagoon Estuarine Channel, Brazil. **International Journal of Geosciences**, v. 02, n. 03, p. 248–258, 2011.

- MARTINI, M., GUANCHE, R., LOSADA, I. J., E VIDAL, C. Accessibility assessment for operation and maintenance of offshore wind farms in the North Sea. **Wind Energy**, v. 20, n. 4, p. 637–656, 2017.
- MASUDA, Y. Wave-activated generator, 1971.
- MCCORMICK, M. E. **Ocean Wave Energy Conversion**. Wiley, New York, 1981.
- MCGREGOR, G. R. E NIEUWOLT, S. **Tropical and Climatology**. John Wiley & Sons, Ltd, New York, 1998.
- MCTAGGART-COWAN, R., BOSART, L. F., DAVIS, C. A., ATALLAH, E. H., GYAKUM, J. R., E KERRY A. EMANUEL. Analysis of Hurricane Catarina (2004). **Monthly Weather Review**, v. 134, p. 3029–3053, 2006.
- MÉNDEZ, F. J., MENÉNDEZ, M., LUCEÑO, A., E LOSADA, I. J. Estimation of the long-term variability of extreme significant wave height using a time-dependent Peak Over Threshold (POT) model. **Journal of Geophysical Research**, v. 111, n. C7, p. C07024, 2006.
- MITSUYASU, H. On the Growth of the Spectrum of Wind-Generated Waves. **Coastal Engineering in Japan**, v. 13, n. 1, p. 1–14, 1970.
- MORIM, J., CARTWRIGHT, N., HEMER, M., ETEMAD-SHAHIDI, A., E STRAUSS, D. Inter- and intra-annual variability of potential power production from wave energy converters. **Energy**, v. 169, p. 1224–1241, 2019.
- MUNK, W. H. ORIGIN AND GENERATION OF WAVES. **Coastal Engineering Proceedings**, v. 1, n. 1, p. 1, 1950.
- NIMER, E. **Climatologia do Brasil**. Rio de Janeiro, 2ª edição, 1989.
- OLEINIK, P. H., MARQUES, W. C., E KIRINUS, E. D. P. Estimate of the Wave Climate on the Most Energetic Locations of the South-Southeastern Brazilian Shelf. **Defect and Diffusion Forum**, v. 370, p. 130–140, 2017a.
- OLEINIK, P. H., MARQUES, W. C., E KIRINUS, E. D. P. Evaluation of the Seasonal Pattern of Wind-Driven Waves on the South-Southeastern Brazilian Shelf. **Defect and Diffusion Forum**, v. 370, p. 141–151, 2017b.

- OLEINIK, P. H., TROMBETTA, T. B., GUIMARÃES, R. C., KIRINUS, E. D. P., E MARQUES, W. C. Comparative study of the influence of a wave energy converter site on the wave field of Laguna, SC, Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 31, n. December 2018, p. 262–272, 2019.
- OWPB. Transmission Costs for Offshore Wind Final Report April 2016. Technical Report April, 2016.
- PACESILA, M., BURCEA, S. G., E COLESCA, S. E. Analysis of renewable energies in European Union. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 156–170, 2016.
- PARENTE, C. E., NOGUEIRA, I. C. M., MARTINS, R. P., E RIBEIRO, E. O. **CLIMATOLOGIA DE ONDAS**. In Martins, R. P. e Grossmann-Matheson, G. S., editores, **Meteorologia e oceanografia**, capítulo 2, pp. 55–96. Elsevier, Rio de Janeiro, 2015.
- PECHER, A., KOFOED, J. P., ESPEDAL, J., E HAGBERG, S. Results of an Experimental Study of the Langlee Wave Energy Converter. In **Proceedings of the Twentieth International Offshore and Polar Engineering Conference**, volume 1, pp. 877–885, Beijin, 2010.
- PENALBA, M., ULAZIA, A., IBARRA-BERASTEGUI, G., RINGWOOD, J., E SÁENZ, J. Wave energy resource variation off the west coast of Ireland and its impact on realistic wave energy converters' power absorption. **Applied Energy**, v. 224, n. November 2017, p. 205–219, 2018.
- PEZZA, A. B., JOSE, A., E FILHO, P. Climate perspective on the large-scale circulation associated with the transition of the first South Atlantic hurricane. **International Journal Of Climatology**, v. 29, n. October 2008, p. 1116–1130, 2009.
- PEZZA, A. B. E SIMMONDS, I. The first South Atlantic hurricane : Unprecedented blocking , low shear and climate change. **Geophysical Research Letters**, v. 32, 2005.
- PHILLIPS, O. M. On the generation of waves by turbulent wind. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 2, n. 05, p. 417, 1957.
- PIANCA, C., MAZZINI, P. L. F., E SIEGLE, E. Brazilian offshore wave climate based on NWW3 reanalysis. **Brazilian Journal of Oceanography**, v. 58, n. 1, p. 53–70, 2010.
- PIERSON, W. J. E MOSKOWITZ, L. A proposed spectral form for fully developed wind seas based on the similarity theory of S. A. Kitaigorodskii. **Journal of Geophysical Research**, v. 69, n. 24, p. 5181–5190, 1964.

- PIERSON, W. J., NEUMANN, G., E JAMES, R. W. **Practical Methods for Observing and Forecasting Ocean Waves by Means of Wave Spectra and Statistics**. U.S. Government Printing Office, 1955.
- PNUD. **O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal Brasileiro**. Número 2010. Brasília, 2013.
- PONTES, M. T., AGUIAR, R., E OLIVEIRA PIRES, H. A Nearshore Wave Energy Atlas for Portugal. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, v. 127, n. 3, p. 249–255, 2005.
- PONTES, M. T., BARSTOW, S., BERTOTTI, L., CAVALERI, L., E OLIVEIRA-PIRES, H. Use of Numerical Wind-Wave Models for Assessment of the Offshore Wave Energy Resource. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, v. 119, n. 3, p. 184–190, 1997.
- RAFIEE, A., WOLGAMOT, H., DRAPER, S., ORSZAGHOVA, J., FIÉVEZ, J., E SAWYER, T. Identifying the design wave group for the extreme response of a point absorber wave energy converter. In **Asian Wave and Tidal Energy Conference**, número August, 2016.
- REGUERO, B. G., LOSADA, I. J., E MÉNDEZ, F. J. A global wave power resource and its seasonal, interannual and long-term variability. **Applied Energy**, v. 148, p. 366–380, 2015.
- REGUERO, B. G., MENÉNDEZ, M., MÉNDEZ, F. J., MÍNGUEZ, R., E LOSADA, I. J. A Global Ocean Wave (GOW) calibrated reanalysis from 1948 onwards. **Coastal Engineering**, v. 65, p. 38–55, 2012.
- SHAW, R. **Wave Energy: A Design Challenge**. Halsted Press, New York, 1982.
- SILVA, D., RUSU, E., E SOARES, C. G. Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore. **Energies**, v. 6, p. 1344–1364, 2013.
- SNYDER, R. L., DOBSON, F. W., ELLIOTT, J. A., E LONG, R. B. Array measurements of atmospheric pressure fluctuations above surface gravity waves. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 102, p. 1–59, 1981.
- STOKER, J. J. **Water Waves: The Mathematical Theory with Applications**. John Wiley & Sons, Inc, 1992.
- STOPA, J. E., CHEUNG, K. F., E CHEN, Y.-L. Assessment of wave energy resources in Hawaii. **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 554–567, 2011.

- TOLMAN, H. L. E CHALIKOV, D. Source Terms in a Third-Generation Wind Wave Model. **Journal of Physical Oceanography**, v. 26, n. 11, p. 2497–2518, 1996.
- TORRENCE, C. E COMPO, G. P. A Practical Guide to Wavelet Analysis. **Bulletin of American Meteorological Analysis**, v. 79, n. 1, p. 61–78, 1998.
- TRENBERTH, K. E. E STEPANIAK, D. P. Indices of El Nino evolution. **Journal of Climate**, v. 14, n. 8, p. 1697–1701, 2001.
- UNITED NATIONS. KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 1998. Accessed: 10 June 2019.
- UNITED NATIONS. PARIS AGREEMENT, 2015. Accessed: 10 June 2019.
- VANNUCCHI, V. E CAPPIETTI, L. Wave Energy Assessment and Performance Estimation of State of the Art Wave Energy Converters in Italian Hotspots. **Sustainability**, v. 8, n. 12, p. 1300, 2016.
- VELEDA, D., MONTAGNE, R., E ARAUJO, M. Cross-Wavelet Bias Corrected by Normalizing Scales. **Journal of Atmospheric and Oceanic Technology**, v. 29, p. 1401–1408, 2012.
- WEBER, J., MOUWEN, F., PARISH, A., E ROBERTSON, D. Wavebob – Research & Development Network and Tools in the Context of Systems Engineering. In **8th European Wave and Tidal Energy Conference**, pp. 416–420, 2009.
- WEISS, C. V. C., GUANCHE, R., ONDIVIELA, B., CASTELLANOS, O. F., E JUANES, J. Marine renewable energy potential: A global perspective for offshore wind T and wave exploitation. **Energy Conversion and Management**, v. 177, n. July, p. 43–54, 2018.
- WILSON, J. H. E BEYENE, A. California Wave Energy Resource Evaluation. **Journal of Coastal Research**, v. 233, n. 233, p. 679–690, 2007.
- WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. **Guide To Wave Analysis**. Número 702. Geneva, 2^a edição, 1998.
- ZHENG, C., SHAO, L., SHI, W., SU, Q., LIN, G., LI, X., E CHEN, X. An assessment of global ocean wave energy resources over the last 45 a. **Acta Oceanologica Sinica**, v. 33, n. 1, p. 92–101, 2014.
- ZHENG, C.-W., PAN, J., E LI, J.-X. Assessing the China Sea wind energy and wave energy resources from 1988 to 2009. **Ocean Engineering**, v. 65, p. 39–48, 2013.

APÊNDICE 1 - INDÍCES SELECIONADOS

Tabela 7.1 – Avaliação Indicial para localidades selecionadas.

Cidade	Lat	Lon	$I_{Harbour}$	I_{cc}	I_{LogHs}	I_{LogW}	I_{Log}	I_S	I_{Pw}	I_{PZ}
Macapá - AP	-0.128	-51.14	0.9715	0.9364	1	1	0.9715	0.9960	0	0
Belém(a) - PA	-1.541	-48.82	0.9753	0.8778	1	1	0.9753	0.9928	0	0
Belém(b) - PA	-1.454	-48.53	0.9833	0.9846	1	1	0.9833	0.9959	0	0
São José de Ribamar - MA	-2.529	-44.25	0.9570	0.9882	1	1	0.9570	0.9830	0	0
Mossoró - RN	-4.713	-36.98	0.9558	0.7876	1	0.9948	0.9558	0.9432	0	0
Natal - RN	-5.749	-35.06	0.9516	0.9520	0.9997	1	0.9516	0.9350	2.73e-04	0.0282
João Pessoa - PB	-6.930	-34.73	0.9587	0.9188	0.9953	1	0.9587	0.9304	0.0047	0.4858
Recife - PE	-8.094	-34.76	0.9584	0.9549	0.9805	1	0.9584	0.9277	0.0195	2.0017
Porto de Galinhas - PE	-8.429	-34.85	0.9587	0.8732	0.9830	1	0.9587	0.9288	0.0170	1.7719
Maceió - AL	-9.77	-35.65	0.9590	0.9503	0.9792	1	0.9590	0.9295	0.0208	2.1490
Salvador - BA	-13.05	-38.53	0.9781	0.9697	0.9748	0.9997	0.9748	0.9351	0.0252	2.5691
Ilhéus - BA	-14.75	-38.91	0.9603	0.8768	0.9819	0.9953	0.9603	0.9341	0.0181	1.8830
Barra do Riacho - ES	-19.88	-39.93	0.9584	0.8504	0.9737	0.9953	0.9584	0.9347	0.0263	2.7444
Vila Velha - ES	-20.40	-40.18	0.9519	0.9563	0.9751	0.9992	0.9519	0.9334	0.0249	2.5631
Cabo Frio - RJ	-23.05	-41.90	0.9518	0.7543	0.8534	0.9751	0.8534	0.9162	0.2932	31.9969
Rio de Janeiro - RJ	-23.00	-43.19	0.9514	0.9645	0.9496	1	0.9496	0.9418	0.0504	5.1554
Mangaratiba - RJ	-23.00	-43.94	0.9570	0.8193	1	1	0.9570	0.9922	0	0
Angra dos Reis - RJ	-23.09	-44.40	0.9597	0.7733	0.9975	1	0.9597	0.9745	0.0025	0.2530
Ilhabela - SP	-23.94	-45.37	0.9503	0.7123	0.9655	0.9973	0.9503	0.9455	0.0345	3.6326
Santos - SP	-24.06	-46.22	0.9614	0.9730	0.9701	0.9962	0.9614	0.9427	0.0299	3.0375
Joinville - SC	-26.30	-48.52	0.9600	0.8897	1	1	0.9600	0.9566	0	0
Itajaí - SC	-26.90	-48.51	0.9509	0.8213	0.9822	0.9986	0.9509	0.9446	0.0178	1.8728
Imbituba - SC	-28.26	-48.51	0.9512	0.7647	0.8762	0.9759	0.8762	0.9198	0.1238	13.4629
São José do Norte - RS	-32.10	-51.92	0.9502	0.8270	0.9011	0.9408	0.9011	0.9326	0.0989	10.6053

ANEXO 1 - PORTOS BRASILEIROS

Tabela 8.2 – Localização dos Portos Brasileiros. Fonte: <http://portal.antaq.gov.br/index.php/instalacoes-portuarias-2/portos/portos-brasileiros/>

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Angra Dos Reis	-23.01169722	-44.31638889
Antonina	-25.44166667	-48.69166667
Aratu	-12.83388889	-38.51777778
Areia Branca	-4.81833333	-37.04500000
Barra Do Riacho	-19.83750000	-40.05000000
Belém	-1.46750000	-48.48833333
Cabedelo	-6.97250000	-34.83833333
Forno	-22.97222222	-42.01388889
Fortaleza	-3.71000000	-38.47333333
Ilhéus	-14.78333333	-39.03333333
Imbituba	-28.23333333	-48.66666667
Itaguaí	-22.93027778	-43.83777778
Itajaí	-26.90055556	-48.65111111
Itaqui	-2.56833333	-44.36722222
Maceió	-9.68333333	-35.71666667
Manaus	-3.14166667	-50.98333333
Natal	-5.77333333	-35.20555556
Niterói	-22.87395000	-43.12833333
Paranaguá	-25.50444444	-48.51055556
Recife	-8.053822	-34.869121
Rio De Janeiro	-22.876331	-43.206324
Rio Grande	-32.041795	-52.075452
Salvador	-13.01027778	-38.58333333
Santana	-0.057697	-51.179998
Santarém	-2.37333333	-54.77666667
Santos	-23.964424	-46.291596
São Francisco Do Sul	-26.236463	-48.638634
São Sebastião	-23.803286	-45.386074
Ipojuca (SUAPE)	-8.395841	-34.961667
Vila Do Conde	-1.543591	-48.753122
Vitória	-20.31805556	-40.28444444

ANEXO 2 - CIDADES COSTEIRAS COM MAIS DE 200 MIL HABITANTES

Tabela 9.3 – Cidade Costeiras Brasileiras com mais de 200.000 Habitantes. Fonte: IBGE (2010, 2011)

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
São Paulo	-23.5329	-46.6395
Rio de Janeiro	-22.9129	-43.2003
Salvador	-12.9718	-38.5011
Brasília	-15.7795	-47.9297
Fortaleza	-3.71664	-38.5423
Belo Horizonte	-19.9102	-43.9266
Manaus	-3.11866	-60.0212
Curitiba	-25.4195	-49.2646
Recife	-8.04666	-34.8771
Porto Alegre	-30.0318	-51.2065
Belém	-1.4554	-48.4898
Goiânia	-16.6864	-49.2643
Guarulhos	-23.4538	-46.5333
Campinas	-22.9053	-47.0659
São Luís	-2.53874	-44.2825
São Gonçalo	-22.8268	-43.0634
Maceió	-9.66599	-35.735
Duque de Caxias	-22.7858	-43.3049
Teresina	-5.09194	-42.8034
Natal	-5.79357	-35.1986
Nova Iguaçu	-22.7556	-43.4603
Campo Grande	-20.4486	-54.6295
São Bernardo do Campo	-23.6914	-46.5646
João Pessoa	-7.11509	-34.8641

Continuação na Próxima Página

Tabela 9.3 (Continuada)

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Santo André	-23.6737	-46.5432
Osasco	-23.5324	-46.7916
Jaboatão dos Guararapes	-8.11298	-35.015
São José dos Campos	-23.1896	-45.8841
Ribeirão Preto	-21.1699	-47.8099
Uberlândia	-18.9141	-48.2749
Contagem	-19.9321	-44.0539
Sorocaba	-23.4969	-47.4451
Aracaju	-10.9091	-37.0677
Feira de Santana	-12.2664	-38.9663
Cuiabá	-15.601	-56.0974
Juiz de Fora	-21.7595	-43.3398
Joinville	-26.3045	-48.8487
Londrina	-23.304	-51.1691
Niterói	-22.8832	-43.1034
Ananindeua	-1.36391	-48.3743
Belford Roxo	-22.764	-43.3992
Campos dos Goytacazes	-21.7622	-41.3181
São João de Meriti	-22.8058	-43.3729
Aparecida de Goiânia	-16.8198	-49.2469
Caxias do Sul	-29.1629	-51.1792
Porto Velho	-8.76077	-63.8999
Florianópolis	-27.5945	-48.5477
Santos	-23.9535	-46.335
Mauá	-23.6677	-46.4613
Vila Velha	-20.3417	-40.2875
Serra	-20.121	-40.3074
São José do Rio Preto	-20.8113	-49.3758
Macapá	0.034934	-51.0694
Mogi das Cruzes	-23.5208	-46.1854

Continuação na Próxima Página

Tabela 9.3 (Continuada)

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Diadema	-23.6813	-46.6205
Campina Grande	-7.22196	-35.8731
Betim	-19.9668	-44.2008
Olinda	-8.01017	-34.8545
Jundiaí	-23.1852	-46.8974
Carapicuíba	-23.5235	-46.8407
Piracicaba	-22.7338	-47.6476
Montes Claros	-16.7282	-43.8578
Maringá	-23.4205	-51.9333
Cariacica	-20.2632	-40.4165
Bauru	-22.3246	-49.0871
Rio Branco	-9.97499	-67.8243
Anápolis	-16.3281	-48.953
São Vicente	-23.9574	-46.3883
Pelotas	-31.7649	-52.3371
Vitória	-20.3155	-40.3128
Caucaia	-3.72797	-38.6619
Canoas	-29.9128	-51.1857
Itaquaquecetuba	-23.4835	-46.3457
Franca	-20.5352	-47.4039
Caruaru	-8.28455	-35.9699
Ponta Grossa	-25.0916	-50.1668
Blumenau	-26.9155	-49.0709
Vitória da Conquista	-14.8615	-40.8442
Paulista	-7.93401	-34.8684
Ribeirão das Neves	-19.7621	-44.0844
Uberaba	-19.7472	-47.9381
Petrópolis	-22.52	-43.1926
Santarém	-2.43849	-54.6996
Petrolina	-9.38866	-40.5027

Continuação na Próxima Página

Tabela 9.3 (Continuada)

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Guarujá	-23.9888	-46.258
Cascavel	-24.9573	-53.459
Boa Vista	2.82384	-60.6753
Taubaté	-23.0104	-45.5593
Limeira	-22.566	-47.397
São José dos Pinhais	-25.5313	-49.2031
Governador Valadares	-18.8545	-41.9555
Suzano	-23.5448	-46.3112
Praia Grande	-24.0084	-46.4121
Santa Maria	-29.6868	-53.8149
Mossoró	-5.18374	-37.3474
Volta Redonda	-22.5202	-44.0996
Foz do Iguaçu	-25.5427	-54.5827
Gravataí	-29.9413	-50.9869
Várzea Grande	-15.6458	-56.1322
Juazeiro do Norte	-7.19621	-39.3076
Imperatriz	-5.51847	-47.4777
Taboão da Serra	-23.6019	-46.7526
Camaçari	-12.6996	-38.3263
Sumaré	-22.8204	-47.2728
Barueri	-23.5057	-46.879
Embu das Artes	-23.6437	-46.8579
Ipatinga	-19.4703	-42.5476
Viamão	-30.0819	-51.0194
Novo Hamburgo	-29.6875	-51.1328
Marabá	-5.38075	-49.1327
Palmas	-10.24	-48.3558
Magé	-22.6632	-43.0315
São Carlos	-22.0174	-47.886
Itaboraí	-22.7565	-42.8639

Continuação na Próxima Página

Tabela 9.3 (Continuada)

Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
Marília	-22.2171	-49.9501
Sete Lagoas	-19.4569	-44.2413
São Leopoldo	-29.7545	-51.1498
Arapiraca	-9.75487	-36.6615
Divinópolis	-20.1446	-44.8912
Colombo	-25.2925	-49.2262
Jacareí	-23.2983	-45.9658
Americana	-22.7374	-47.3331
São José	-27.6136	-48.6366
Maracanaú	-3.86699	-38.6259
Araraquara	-21.7845	-48.178
Presidente Prudente	-22.1207	-51.3925
Macaé	-22.3768	-41.7848
Itabuna	-14.7876	-39.2781
Santa Luzia	-19.7548	-43.8497
Parnamirim	-5.91116	-35.271
Indaiatuba	-23.0816	-47.2101
Cotia	-23.6022	-46.919
Itapevi	-23.5488	-46.9327

ANEXO 3 - MATRIZES DE POTÊNCIA DOS CONVERSORES DE ENERGIA DAS ONDAS

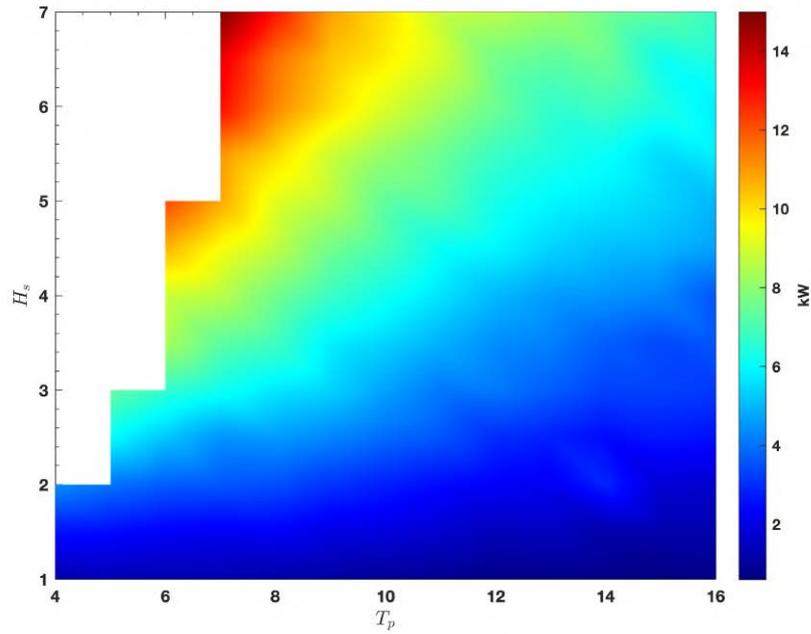


Figura 10.1 – Matriz de potência para o conversor do tipo Bref-HB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

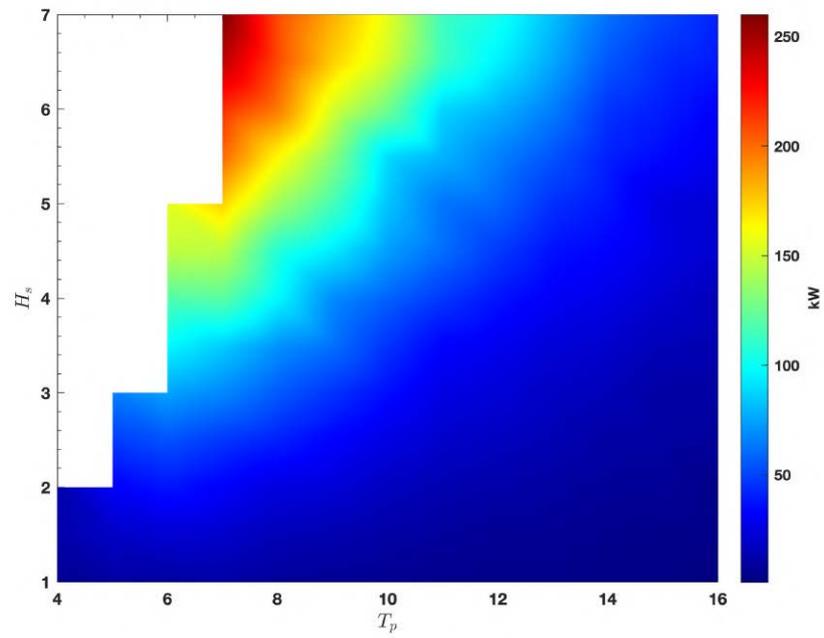


Figura 10.2 – Matriz de potência para o conversor do tipo Bref-SHB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

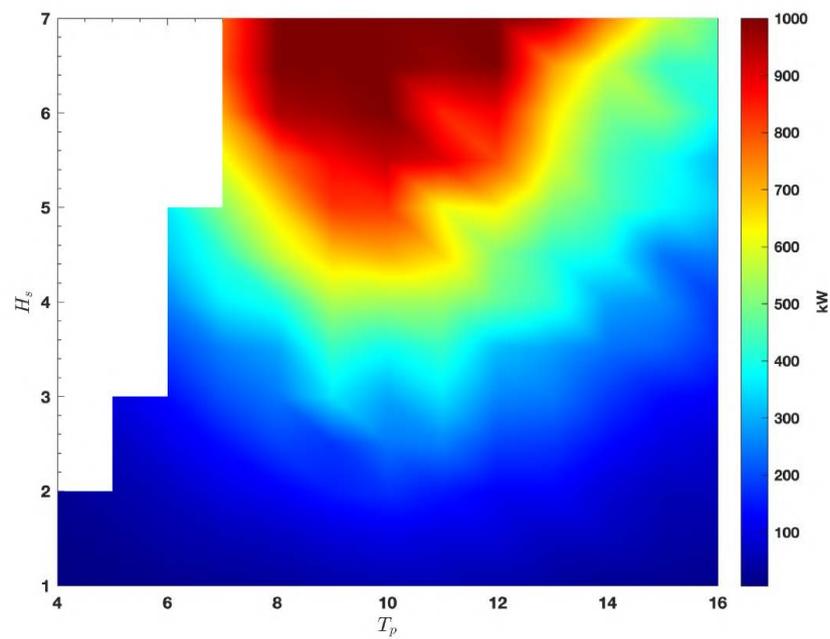


Figura 10.3 – Matriz de potência para o conversor do tipo F-2HB. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

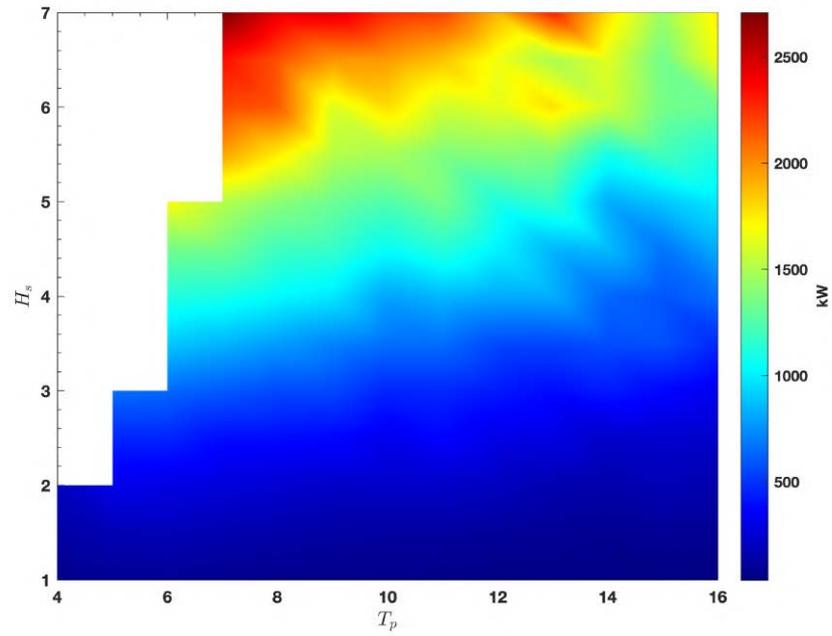


Figura 10.4 – Matriz de potência para o conversor do tipo B-HBA. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

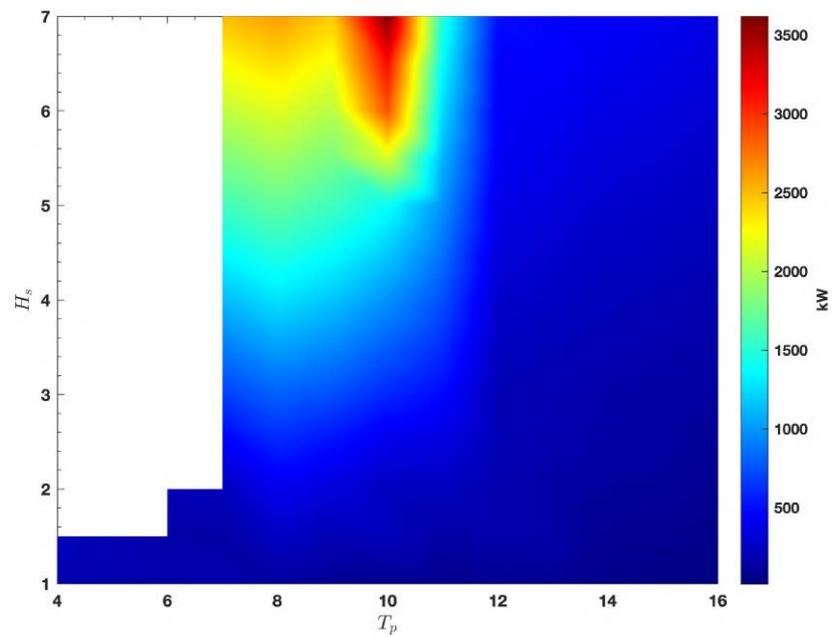


Figura 10.5 – Matriz de potência para o conversor do tipo F-HBA. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

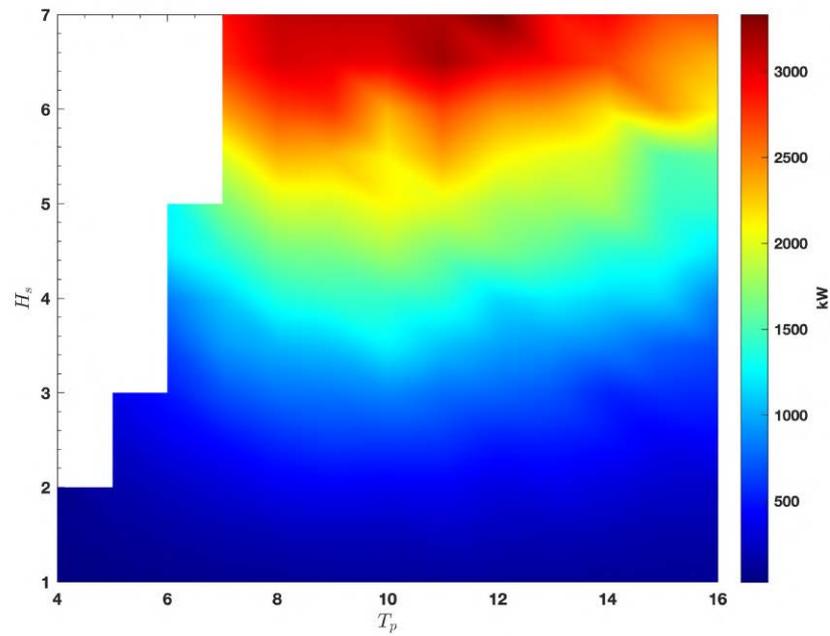


Figura 10.6 – Matriz de potência para o conversor do tipo B-OF. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

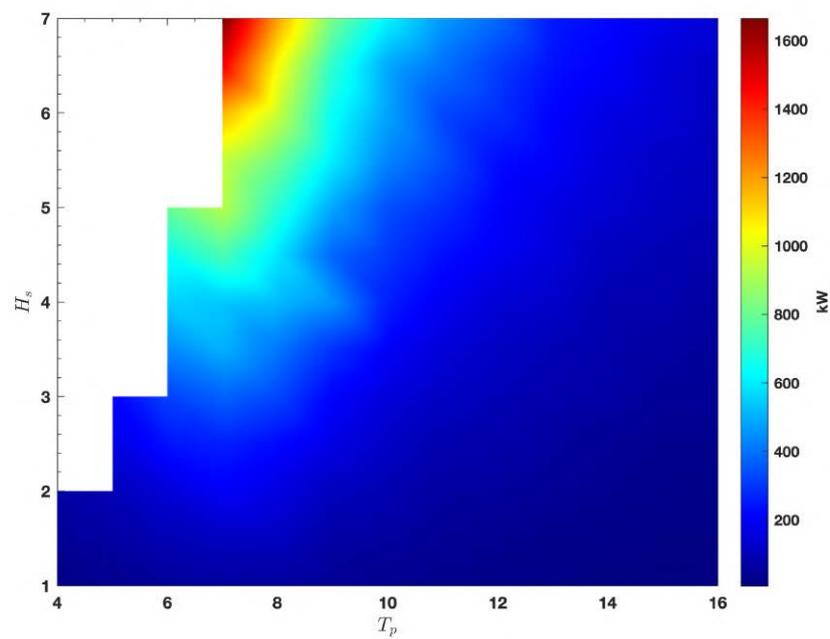


Figura 10.7 – Matriz de potência para o conversor do tipo F-3OF. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)

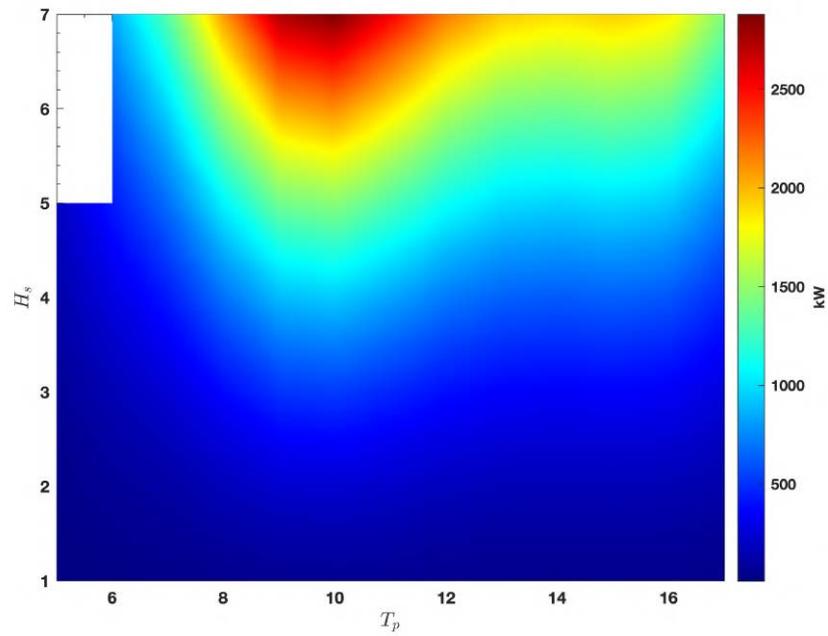


Figura 10.8 – Matriz de potência para o conversor do tipo F-OWC. Fonte dos dados: Babarit et al. (2012)