



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DANIELLE KELY SARAIVA DE LIMA

**MODELAGEM DE ALTA RESOLUÇÃO PARA ESTIMATIVA DO
POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE* DA COSTA DO CEARÁ**

FORTALEZA

2015

DANIELLE KELY SARAIVA DE LIMA

**MODELAGEM DE ALTA RESOLUÇÃO PARA ESTIMATIVA DO
POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE* DA COSTA DO CEARÁ**

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientador: Prof^o Dr. Antônio Carlos Santana dos Santos.

Área de Concentração: Energias Alternativas

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

L697m Lima, Danielle Kely Saraiva de.
Modelagem de alta resolução para estimativa do potencial eólico *offshore* da costa do Ceará /
Danielle Kely Saraiva de Lima. – 2015.
163 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de
Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.
Área de Concentração: Energias Alternativas.
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.
Coorientação: Prof. Dr. Antônio Carlos Santana dos Santos.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia eólica. I. Título.

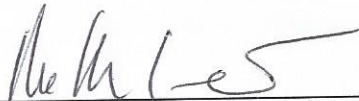
DANIELLE KELY SARAIVA DE LIMA

MODELAGEM DE ALTA RESOLUÇÃO PARA ESTIMATIVA DO POTENCIAL
EÓLICO OFFSHORE DA COSTA DO CEARÁ

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 31/08/2015

BANCA EXAMINADORA



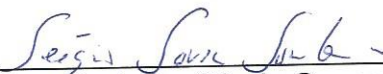
Prof.^a Dr.^a Ruth Pastora Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)



Prof. Dr. Antônio Carlos Santana dos Santos (Coorientador)
Universidade Estadual do Ceará (UECE)



Prof. Dr. Alexandre Carlos Araújo da Costa
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)



Prof. Dr. Sérgio Sousa Sombra
Universidade Estadual do Ceará (UECE)



Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)

*A Deus por seus ensinamentos, e a toda
minha família.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por toda sua proteção e ensinamentos.

Agradeço à Prof^ª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão pela orientação e apoio.

Agradeço a Coordenação do DEE e a todos os professores pelo muito que contribuíram para a minha formação, pelos conhecimentos repassados e pela amizade.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

Agradeço à UFC pelo apoio institucional.

Agradeço a meus pais José Manoel de Lima e Cosma Saraiva, pelo amor e apoio incondicional em todas as etapas da minha vida.

Ao meu marido, José Gésio, pelo incentivo e apoio.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Antônio Carlos Santana dos Santos, pela sua contribuição científica e apoio.

Aos responsáveis e usuários dos laboratórios LIMMA e EOLUS, do Mestrado em Ciências Aplicadas da UECE, pela infraestrutura computacional cedida para realizar as simulações deste projeto.

Aos meus amigos Vinícius, Aurélio, Camylla e Dayane pela grande colaboração, amizade, presteza e conhecimentos repassados.

A todos meus amigos da salinha, em especial o Antônio Barbosa, que sempre me incentivaram a finalizar este trabalho.

Agradeço aos secretários Rafael Gomes, Mário Sales e Hannah que sempre me auxiliaram da melhor maneira possível.

Agradeço também a toda e qualquer pessoa que por ventura tenha contribuído de alguma forma com este trabalho.

RESUMO

A tecnologia para conversão *onshore* da energia eólica em eletricidade está consolidada, o desafio atual é fazer com que a exploração *offshore* siga a mesma trajetória. A União Europeia produz energia eólio-elétrica *offshore* desde 1991, com capacidade instalada superior a 9 GW ao final de 2014. O Brasil ainda não possui usinas *offshore*, e são poucos os estudos neste sentido. A premissa para exploração dos ventos para produção de eletricidade é conhecer o perfil do vento na região de interesse. Esta tese tem como objetivo estabelecer uma metodologia capaz de estimar o potencial eólico *offshore* do Ceará, através do estudo de anos caracterizados pela presença dos fenômenos El Niño e El Niña, em períodos considerados extremos: seco e chuvoso. Foi realizada uma modelagem numérica utilizando o modelo de mesoescala RAMS (*Regional Atmospheric Model System*) com resolução de 2 km, com o qual foram simulados períodos com presença dos fenômenos El Niño e La Niña, bem como um ano Neutro, para a identificação dos máximos e médias de velocidade do vento no litoral cearense. O modelo de microescala WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) foi utilizado para a elaboração de micro sítios para quatro estudos de caso ao longo da costa cearense. As cidades escolhidas foram Icapuí, Lagoinha, Camocim e Flecheiras, localizadas em regiões distintas ao longo da costa do litoral cearense, para as quais foram apresentadas a distribuição de Weibull, a densidade de potência, a velocidade do vento e a produção de energia de cada área. Os resultados indicam uma velocidade média do vento acima de 8 m/s para a estação seca, nos três períodos avaliados. A direção do vento predominante na estação seca foi de Leste para Oeste e a intensidade de turbulência foi menor na estação seca do ano de El Niño. Verificou-se que a costa leste do estado do Ceará possui os maiores índices de velocidade média e máxima do vento. Camocim, a cidade que representou esta região, apresentou um fator de capacidade para o ano neutro de 57,49%, acima dos encontrados para as outras cidades analisadas. No parque eólico estimado para Camocim de 90 MW, com fator de capacidade de cerca de 50%, a produção anual ultrapassou 400 GWh. A batimetria do estado do Ceará é rasa e as grandes embarcações trafegam a uma distância considerável da costa.

Palavras Chaves: Estimação de recursos eólicos, mesoescala, microescala, *offshore*.

ABSTRACT

The technology for conversion into electricity of onshore wind energy is rather consolidated; the challenge now is to make the offshore exploitation to follow the same course. The European Union produces offshore wind power since 1991, exceeding 9 GW of installed power at the end of 2014. Brazil, on the contrary, does not have any offshore wind power plant and there are few studies in this direction. The exploitation of wind power production requires as a premise the knowledge of the profile of the wind in the region of interest. The objective of this thesis is to apply a methodology able to estimate the offshore wind potential of the coast of the State of Ceará, in Brazil, through the study of characteristic years marked by the presence of the El Niño and El Niña phenomena in periods considered extremes, dry and wet. An investigation using the mesoscale numerical model RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) was performed, with resolution of 2 km, taking into consideration periods with presence of El Niño and La Niña phenomena, as well as a Neutral year with the absence of these phenomena. The simulation results presented the maxima and averages of wind speed and the prevailing wind direction on the coast of the State of Ceará. The microscale model WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) was used for the evaluation of microsites of four case studies along the coast of Ceará. The chosen cities were Icapuí, Lagoinha, Camocim and Flecheiras, located in different regions along the coast of Ceará, for which they were presented the Weibull distribution, power density, wind speed and the energy production of each area. The results indicated an average wind speed above 8 m/s in the dry season, in the three evaluated periods. The direction of the prevailing wind in the dry season was from East to West and the turbulence intensity was lower in the dry season of El Niño year. It was found that the eastern coast of Ceará has the highest rates of average and maximum wind speed. Camocim, the city representing this region, presented a capacity factor in the neutral year of 57.49 %, above the figures found to the other cities analyzed. The annual energy production of an estimated wind power plant of 90 MW in Camocim, with capacity factor of about 50%, exceeded 400 GWh. Bathymetry of the State of Ceará is shallow and large ships travel at a considerable distance from the coast.

Keywords: Estimation of wind resources, mesoscale, microscale, offshore.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Camadas Atmosféricas.....	15
Figura 2.1 Potência instalada de plantas eólicas offshore no mundo (MW).....	21
Figura 2.2 Evolução da energia eólica offshore na Europa.....	22
Figura 2.3 Densidade de potência (W/m^2) e velocidade do vento (m/s).....	23
Figura 2.4 Perfil batimétrico da costa do Ceará.....	24
Figura 2.5 Distribuição da pressão zonal.....	25
Figura 2.6 Oscilação ENSO.....	27
Figura 2.7 Impactos do El Niño (mapa da esquerda) e da La Niña (mapa da direita) sobre a América do Sul.....	28
Figura 2.8 Anomalias de TSM em 1997 e 1998.....	29
Figura 2.9 Anomalias de TSM em 2007 e 2008.....	29
Figura 2.10 Anomalias de TSM em 2001 e 2002.....	30
Figura 2.11 Mapa eólico offshore dos EUA a 90 m de altura.....	35
Figura 2.12 Metodologia do Atlas do Rio Grande do Sul.....	37
Figura 3.1 Representação esquemática da modelagem realizada.....	42
Figura 3.2 Diagrama da metodologia utilizada em mesoescala.....	49
Figura 3.3 Localização das cidades para estudo de caso.....	50
Figura 3.4 Cluster do Laboratório LIMMA da UECE.....	51
Figura 3.5 Diagrama da metodologia utilizada em microescala.....	52
Figura 3.6 Velocidade do vento em Camocim, observado (linha fina) e simulado no RAMS (linha fina com triângulos). (a) sem correção do bias; (b) com correção do bias.....	56

Figura 3.7 Comparação entre observação e modelagem para o mês de setembro (ciclo diurno): linha grossa vento a 60m medido na torre de Camocim em set de 2005; linha fina com triângulos: ciclo diurno do vento modelado para set de 2001. (a) velocidade;(b)direção.....	57
Figura 3.8 Ciclo diurno (hora local) do vento horizontal observado a 60m para o mês de setembro (2005) e para a localidade da torre de Camocim → linhas cheia, fina e tracejada são respectivamente vento nos anos neutro, El Nino e La Nina (set. 2001, set. 1997 e set. 2007). (a) velocidade do vento; (b) direção do vento.....	58
Figura 3.9 Ciclo diurno (hora local) do vento horizontal observado a 60m para o mês de abril e para a localidade da torre de Camocim → linhas cheia, fina e tracejada são respectivamente vento nos anos neutro, El Nino e La Nina (set 2001, set 1997 e set 2007). (a) velocidade do vento; (b) direção do vento.....	59
Figura 3.10 Grades aninhadas.....	60
Figura 4.1 Velocidade média do vento (m/s) medida a 100 m para o período seco.....	66
Figura 4.2 Velocidade máxima do vento (m/s) medida a 100 m para o período seco....	67
Figura 4.3 Velocidade média do vento (m/s) medida a 100 m para o período chuvoso.	68
Figura 4.4 Velocidade máxima do vento (m/s) medida a 100 m para o período chuvoso.....	69
Figura 4.5 Direção média do vento à altura de 100 m, período seco.....	70
Figura 4.6 Direção média do vento à altura de 100 m, período chuvoso.....	71
Figura 4.7 Densidade de potência média do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período seco.....	72
Figura 4.8 Densidade de potência máxima do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período seco.....	73
Figura 4.9 Densidade de potência média do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período chuvoso.....	74

Figura 4.10 Densidade de potência máxima do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período chuvoso.....	75
Figura 4.11 Turbulência do vento a 100 m em 1997 em (a) setembro e (b) outubro.....	76
Figura 4.12 Turbulência do vento a 100 m em 1998 em (a) março e (b) abril.....	76
Figura 4.13 Velocidade média horária anual em Lagoinha (2001-07 a 2002-06).....	78
Figura 4.14 Velocidade média horária anual em Camocim (2001-07 a 2002-06).....	79
Figura 4.15 Velocidade média horária anual em Icapuí (2001-07 a 2002-06).....	79
Figura 4.16 Velocidade média horária anual em Flecheiras (2001-07 a 2002-06).....	79
Figura 4.17 Distribuição de frequência de Weibull para Lagoinha 2001-07 a 2002-06).....	80
Figura 4.18 Distribuição de frequência de Weibull para Icapuí (2001-07 a 2002-06).....	81
Figura 4.19 Distribuição de frequência de Weibull para Camocim (2001-07 a 2002-06).....	81
Figura 4.20 Distribuição de frequência de Weibull para Camocim (2001-07 a 2002-06).....	82
Figura 4.21 Direção dos ventos a 100 m em Lagoinha (2001-07 a 2002-06).....	82
Figura 4.22 Direção dos ventos a 100 m em Icapuí (2001-07 a 2002-06).....	83
Figura 4.23 Direção dos ventos a 100 m em Camocim (2001-07 a 2002-06).....	83
Figura 4.24 Direção dos ventos a 100 m em Flecheiras (2001-07 a 2002-06).....	84
Figura 5.1 Curva de potência – V90/ 2 MW.....	87
Figura 5.2 Curva de potência – Siemens 3,6 MW.....	88
Figura 5.3 Curva de potência – Enercon 4,5 MW.....	89
Figura 5.4 Layout dos parques eólicos offshore de (a) Icapuí e (b) Lagoinha.....	91
Figura 5.5 Layout dos parques eólicos offshore de (a) Camocim e (b) Flecheiras.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Potência Instalada no Mundo (MW).....	22
Tabela 2.2 Anomalias de TSM.....	31
Tabela 3.1 Períodos simulados.....	49
Tabela 3.2 Cidades escolhidas para os estudos de caso.....	51
Tabela 3.3 Valores dos critérios de correlação de Pearson.....	53
Tabela 3.4 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Camocim.....	54
Tabela 3.5 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Flecheiras.....	55
Tabela 3.6 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Lagoinha.....	55
Tabela 3.7 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Icapuí.....	55
Tabela 3.8 Grades do modelo RAMS.....	60
Tabela 3.9 Aerogeradores utilizados e distância entre turbinas.....	63
Tabela 4.1 Velocidade média, direção média e densidade de potência do vento para os períodos de El Niño, La Niña e Neutro.....	77
Tabela 4.2 Velocidade do vento com maior probabilidade de Fator de forma (k).....	80
Tabela 5.1 Sites adotados na avaliação de microescala.....	86
Tabela 5.2 Características do aerogerador V90 – 2 MW.....	87
Tabela 5.3 Características do aerogerador Siemens 3,6 MW.....	88
Tabela 5.4 Características do aerogerador - Enercon 4,5 MW.....	89
Tabela 5.5 RIX e efeito esteira dos sítios.....	90

Tabela 5.6 Características de produção dos 12 cenários.....	92
Tabela 5.7 Resultados do WasP para os 12 cenários.....	93
Tabela 5.8 Fator de Capacidade Icapuí 2007-09-10.....	94

LISTA DE SIGLAS

AFWA	Air Force Weather Agency
ATMET	Atmospheric, Meteorological and Environmental Technologies
BRAMS	Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CLA	Camada Limite Atmosférica
CLP	Camada Limite Planetária
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DOE	US Department of Energy
DTU	Technical University of Denmark
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
ESRI	Economic and Social Research Institute
FAA	Federal Aviation Administration
FSL	Forecast System Laboratory
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia
IAG	Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas
IME	Instituto de Matemática e Estatística
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LIMMA	Laboratório Integrado de Micro meteorologia e Modelagem Atmosférica
MACFA	Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas
MASS	Mesoscale Atmospheric Simulation System
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority
RAMS	Regional Atmospheric Model System
STH	Sistema de Telemetria e Monitoramento Hidro meteorológico
TSM	Temperatura da Superfície do Mar

UE	União Europeia
UECE	Universidade Estadual do Ceará
USP	Universidade de São Paulo
WASP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WRF	Weather Research and Forecasting

SUMÁRIO

1. PANORAMA DA TESE	14
1.1 Introdução.....	14
1.2 Motivação.....	16
1.3 Hipótese.....	17
1.4 Objetivos.....	17
1.4.1 <i>Objetivo Geral</i>	17
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	17
1.5 Contribuição e Relevância.....	18
1.6 Publicações.....	19
1.7 Estrutura da Tese.....	19
2. ENERGIA EÓLICA OFFSHORE E MODELOS USADOS NO MAPEAMENTO EÓLICO PANORAMA DA TESE	21
2.1 Introdução.....	21
2.2 Mapeamento do Potencial Eólico.....	25
2.3 Fenômenos El Niño e La Niña.....	26
2.4 Modelos de Mesoescala.....	31
2.5 Pesquisas em Mapeamento <i>Offshore</i> e <i>Onshore</i>	34
2.6 Conclusão.....	40
3. DESCRIÇÃO DOS MODELOS RAMS E WASP	41
3.1 Introdução.....	41
3.2 Modelo Atmosférico de Mesoescala – RAMS.....	42
3.3 Modelo de Microescala – WASP.....	45
3.4 Metodologia do Trabalho de Tese.....	48
3.5 Parametrizações do Modelo Numérico RAMS.....	60
3.6 Parametrização do Modelo WAsP.....	62
3.7 Conclusão.....	64
4. ESTIMATIVA DE POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE USANDO O MODELO METEOROLÓGICO RAMS	65
4.1 Introdução.....	65
4.2 Estimativa de Velocidade, Direção, Densidade de Potência e Turbulência do Vento.....	65

4.2.1	<i>Velocidade do Vento</i>	65
4.2.2	<i>Direção do Vento</i>	69
4.2.3	<i>Densidade de Potência do Vento</i>	71
4.2.4	<i>Turbulência do Vento</i>	75
4.3	Avaliação do Regime dos Ventos nas Cidades de Lagoinha, Icapuí, Camocim e Flecheiras.....	77
4.3.1	<i>Avaliação da Velocidade do Vento</i>	78
4.3.2	<i>Distribuição de Frequência</i>	80
4.3.3	<i>Direção do Vento</i>	82
4.4	Conclusão.....	84
5.	ESTUDOS DE CASO EM MICROESCALA RODADOS NO SOFTWARE WASP	86
5.1	Introdução.....	86
5.2	Configuração dos Parques Eólicos.....	87
5.3	Resultados para os Estudos de Caso.....	92
5.4	Conclusão.....	94
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
6.1	Conclusões.....	95
6.2	Trabalhos Futuros.....	97
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	107
	ANEXO	160

1. PANORAMA DA TESE

1.1 Introdução

O uso da energia eólica para a produção de eletricidade tem crescido nas últimas décadas em todo o mundo. São vários os fatores que têm contribuído para o aumento da participação da geração eólio-elétrica nas matrizes de energia elétrica, podendo-se citar como fatores básicos a demanda por recurso energético sustentável e abundante em todo globo terrestre.

O crescente uso da energia eólica no mundo para produção de energia elétrica tem alavancado novas tecnologias de materiais, de equipamentos como turbinas eólicas, e geradores, de técnicas avançadas de controle, e de estimação do comportamento dos ventos, a fim de melhorar o aproveitamento da energia dos ventos em sua conversão em eletricidade.

Com a exploração da energia eólica em terra já consolidada em muitas partes do mundo, atualmente tem-se buscado alavancar o investimento em usinas eólicas *offshore*. As usinas *offshore* são normalmente construídas no mar.

É cada vez mais frequente a instalação de usinas eólicas *offshore* onde a presença do vento é mais regular devido à ausência de barreiras como edificações, árvores, relevos, etc. Além disso, as usinas eólicas *offshore* afastam as inconveniências provocadas pelo ruído e pela poluição da paisagem. A energia elétrica gerada *offshore* é transmitida por linhas de transmissão submersas até a terra firme.

A União Europeia é pioneira na produção de energia eólica *offshore*, já possuindo mais de uma década de experiência neste seguimento. A exploração da energia eólica *offshore* deverá desempenhar um papel central na Europa ajudando alguns países a atingir as metas nacionais de redução dos gases causadores do efeito estufa, além de atender à demanda por energia e à segurança energética do continente.

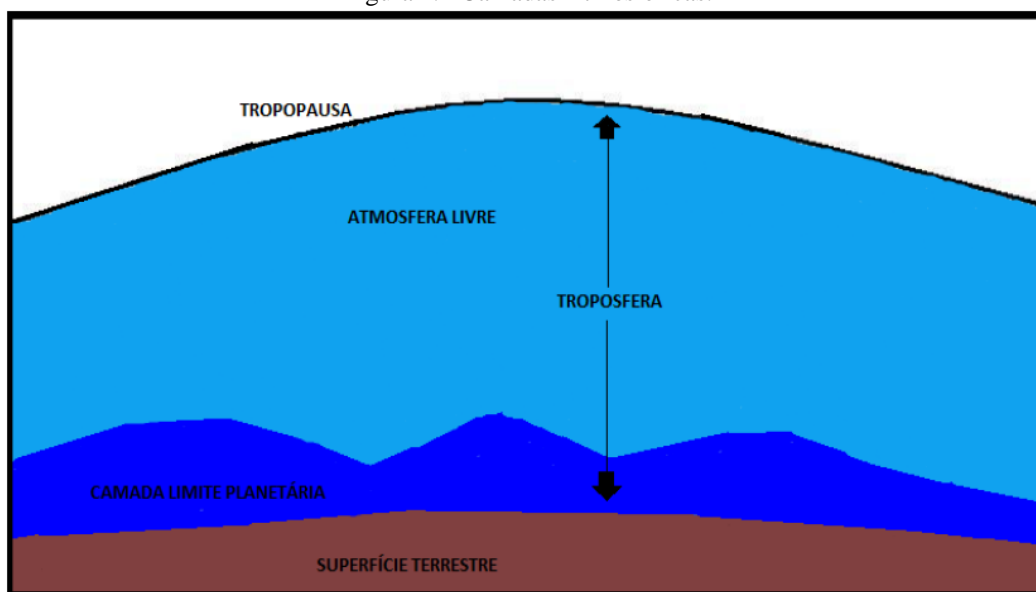
As vantagens mais evidentes das usinas eólicas *offshore* são: logística de transporte facilitada quando comparada à usina eólica *onshore*; possibilidade de utilização de turbinas eólicas de maior capacidade; presença de ventos mais fortes e constantes no mar devido à ausência de obstáculos; imunidade à volatilidade dos preços

associados à eletricidade produzida a partir de petróleo, gás natural, biomassa, nuclear e carvão; localização privilegiada resultando em menor impacto visual e sonoro; etc. (SNYDER, 2009)

Como desvantagens, as usinas eólicas *offshore* apresentam custo de construção e de O&M mais elevados quando comparadas às usinas *onshore*. Os projetos offshore precisam ser construídos para suportar condições meteorológicas mais requisitantes. O ambiente *offshore* é significativamente mais incerto e difícil do que o *onshore* e, portanto, mais dispendioso e de maior risco. Empreendimentos *offshore* envolvem aumento de custos com fundação, cabos submarinhos para transportar a energia produzida, pessoal, bem como os custos de seguro devido ao aumento dos riscos. O trabalho *offshore* envolve riscos acrescidos de tempestades que afetam a quantidade de tempo disponível para instalação e operação de manutenção. Ambientes *offshore* são corrosivos aos equipamentos elétricos e estruturais. (SNYDER, 2009)

A superfície do mar apresenta menor rugosidade comparada ao ambiente *onshore*, afetando positivamente o comportamento da Camada Limite Atmosférica (CLA), também conhecida como Camada Limite Planetária (CLP) que é a parte da troposfera que sofre influência diretamente da superfície do planeta. A espessura da CLA depende das condições climáticas e do espaço, e geralmente está em torno de 1 a 2 km, como mostra a Figura 1.1. (MOREIRA, 2007)

Figura 1.1 Camadas Atmosféricas.



Fonte: (CHAVES, 2013)

Em estudo realizado por Pimenta, Kempton e Garvine (2008) para avaliar os recursos de energia eólica *offshore* no sudeste do Brasil, mostrou-se que apenas a zona litoral compreendida na faixa entre 28° S e 33° S, a uma distância de 50 m da costa, dispõe de recurso eólico de 102 GW médios para produção de energia elétrica. Os resultados indicaram que recursos eólicos *offshore* no Brasil, situados perto das cidades litorâneas onde se concentram a maior densidade populacional do país, são promissores e têm grande potencial para complementar o sistema elétrico brasileiro. No entanto, o desenvolvimento e a exploração da energia eólica *offshore* para produção de eletricidade padece de escassez de informação de boa qualidade sobre a extensão, características e distribuição dos recursos de energia eólica *offshore*. (WATSON, 2003)

Especificamente, a relação entre geração eólio-elétrica e as variáveis meteorológicas compreende uma ampla gama de escalas espaciais e temporais, que vão desde o monitoramento em curtíssimo prazo (*nowcasting*) até o planejamento de longo prazo face à variabilidade climática e/ou mudança climática.

Hoje, graças ao crescimento vertiginoso do potencial dos computadores, é possível lançar mão do processamento paralelo para realizar simulações de alta qualidade com resolução espacial da ordem de centenas de metros. O uso desses modelos pode auxiliar tanto na identificação de localidades com elevado potencial eólico quanto, ao serem usados operacionalmente em rodadas diárias, na previsão de geração de energia de curto prazo.

O Estado do Ceará conta atualmente com um atlas eólico *onshore* produzido em 2001, que indica valores de velocidade do vento a alturas de 50 m e 70 m. O potencial *offshore* ainda carece de estudos específicos.

1.2 Motivação

O uso da energia eólica para a produção de eletricidade tem crescido nas últimas décadas em todo o mundo. São vários os fatores que têm contribuído para o aumento da participação da geração eólio-elétrica nas matrizes de energia elétrica, podendo-se citar como fatores básicos o uso de recurso primário abundante e renovável.

A conversão eólio-elétrica *offshore* tem despertado interesse em alguns países desenvolvidos e conhecer o potencial eólico *offshore* no Brasil é o primeiro passo para sua exploração.

Uma metodologia foi desenvolvida a fim de estimar o potencial eólico *offshore* da costa cearense.

1.3 Hipótese

Tomando como base a utilização de modelos de mesoescala para estimativa de potencial eólico em todo o mundo, foi criada uma metodologia com a utilização de um destes modelos, o RAMS, estudando anos específicos com presença dos fenômenos El Niño e La Niña que têm influência sobre o regime de ventos no Ceará. Em adição a esta análise, foram utilizados períodos extremos chamados de “período seco” e “período chuvoso”, com o objetivo de identificar os valores máximos e médios de velocidade do vento. Também foi estudado o comportamento do vento em um ano considerado neutro, onde não houve a presença dos dois fenômenos citados anteriormente.

Diante da grande extensão da costa do Ceará, com aproximadamente 543 km de comprimento, com o grande potencial eólico *onshore* já estimado de 25 GW, favorecido pelos ventos alísios, e a batimetria de águas rasas (de 0 a 40 metros de profundidade) em distância média de 10 km, condições *offshore* favoráveis devem ser encontradas na costa litorânea do estado do Ceará para geração em larga escala de eletricidade a partir dos ventos.

A proposta deste trabalho é fazer um levantamento do recurso eólico, destacando os melhores locais para implantação de parques eólicos *offshore* no Ceará, levando em consideração a velocidade e a direção do vento, a batimetria e as rotas de navegação.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo geral

Estabelecer uma metodologia capaz de estimar o potencial eólico *offshore* do Ceará, através do estudo de anos característicos com presença dos fenômenos El Niño e El Niña em períodos considerados extremos: seco e chuvoso.

1.4.2 Objetivos específicos

- Estimar o potencial eólico *offshore* a alturas de 80 m, 100 m e 120 m, em termos de velocidade, direção e densidade de potência do vento, incluindo não somente a costa como praticamente metade do território *onshore* do Estado.

- Identificar os locais mais apropriados para implantação de fazendas eólicas, apresentando a distribuição da velocidade do vento usando a função Weibull, considerando além das condições de vento, a batimetria e as rotas de transporte marítimo na costa do litoral cearense.
- Avaliar a adequabilidade da metodologia para estimativa do potencial eólico *offshore* usando modelo numérico de simulação de mesoescala.
- Avaliar cenários para parques eólicos *offshore* fictícios na costa cearense, utilizando o modelo de microescala WAsP.
- Contribuir para o desenvolvimento das energias renováveis no Nordeste do Brasil.

1.5 Contribuição e Relevância

A identificação dos locais considerados satisfatórios para a implantação de parques *offshore* no Ceará possibilitará a atração de investidores e do próprio Governo local para o incentivo à instalação deste tipo de empreendimento no Estado. A metodologia empregada poderá ser replicada para identificação preliminar do potencial eólico *offshore* dos demais estados brasileiros, com redução de custo e de risco para a implantação de usinas eólicas *offshore*.

O modelo numérico RAMS é uma ferramenta computacional livre, de uso consolidado pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME), e parametrizado para as condições climatológicas da região, podendo desta forma contribuir para a redução de riscos e custos no levantamento preliminar de recurso eólico para geração de energia elétrica. O modelo RAMS foi parametrizado com o fim de estimar o potencial eólico *offshore* do Ceará.

O uso de um modelo numérico de simulação de mesoescala permite estimar o potencial eólico de uma região reduzindo custos com a implantação de estações anemométricas e climatológicas, sendo necessário uma estrutura computacional de alto desempenho que pode ser reutilizada para estimar o potencial eólico de diversas regiões, bem como para outros fins.

Este trabalho abrange a estimaco do potencial eólico de áreas da costa cearense, que no so contempladas no Atlas Eólico existente para o Ceará, descrevendo as informaes com mais riqueza de detalhes. A pesquisa pretende contribuir para o desenvolvimento das energias renováveis no Nordeste do Brasil.

Foi utilizado no trabalho um modelo numérico de simulao conhecido, com parametrizaes adaptadas à climatologia regional, usando uma metodologia capaz de gerar conhecimento para uma nova linha de trabalho.

1.6 Publicaes

Título: Estimating the offshore wind resources of the state of Ceará in Brazil.

Revista: **Renewable Energy** 83 (2015) pp. 203-221.

Título: Análise do Potencial Eólico offshore do Ceará em períodos de El Nio e La Nia.

Revista: **Ciência e Natura. Ed. Especial** / novembro 2013 – VIII Brazilian Micrometeorology Workshop.

Título: Uso do RAMS para estimativa do Potencial offshore do Ceará.

Revista: **Ciência e Natura. Ed. Suplementar** 2011 – VII Workshop Brasileiro de Micrometeorologia.

1.7 Estrutura da Tese

A tese está estruturada como se segue.

Capítulo 1 faz a introduo do assunto a ser desenvolvido na tese, apresentando a motivao, hipótese, objetivos e contribuies da investigao.

Capítulo 2 descreve o cenário mundial da energia eólica *offshore*, os estudos feitos no Brasil e no mundo sobre esta tecnologia, bem como os estudos realizados para levantamento de potencial eólico em diversos países.

No Capítulo 3 so apresentados os modelos numéricos utilizados no trabalho, RAMS e WAsP e descritas suas respectivas características e aplicabilidades. Também é apresentada a metodologia adotada neste trabalho, os anos escolhidos, as grades do modelo e suas parametrizaes.

O Capítulo 4 analisa os resultados obtidos com o RAMS.

O Capítulo 5 mostra os estudos de caso feitos no WAsP.

As conclusões e os desenvolvimentos futuros estão incluídos no Capítulo 6.

O Apêndice apresenta resultados de velocidade do vento, densidade de potência, direção do vento e turbulência do vento estimados a 120 m e 80 m de altura, nos períodos seco e chuvoso de ano El Niño, La Niña e Neutro.

O Anexo apresenta as cartas náuticas.

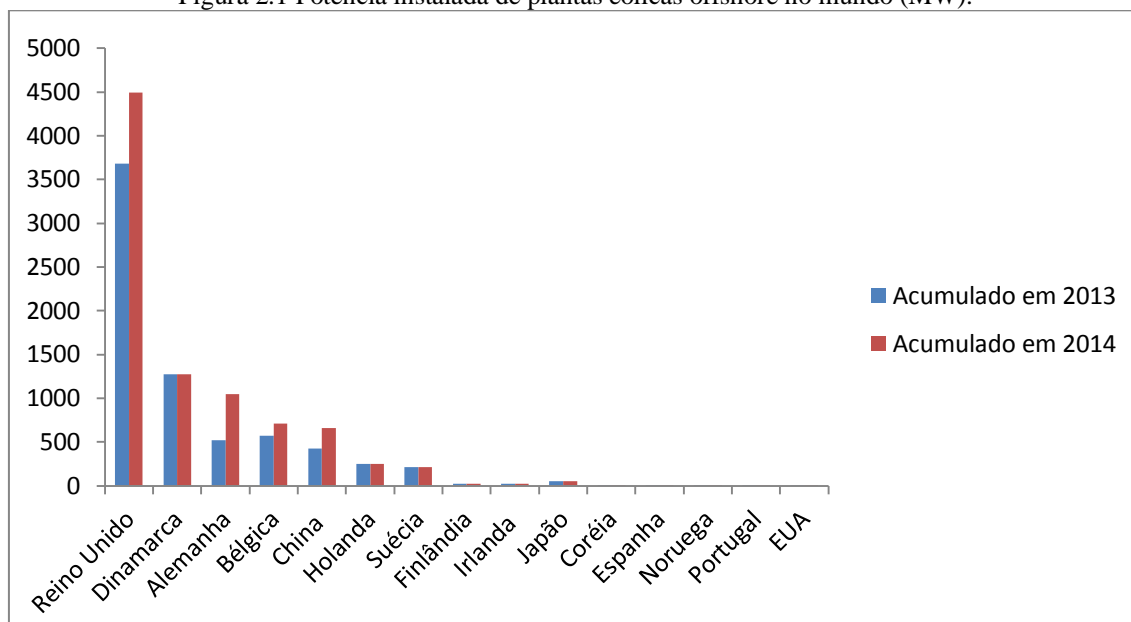
2. ENERGIA EÓLICA OFFSHORE E MODELOS USADOS NO MAPEAMENTO EÓLICO

2.1 Introdução

A capacidade instalada de usinas eólicas *offshore* em todo o mundo excede 8,5 GW, que representa cerca de 2% da capacidade global instalada, segundo dados publicados pelo *Renewables 2015 Global Status Report – Key Findings* (REN21) e *Global Wind Energy Council*¹.

Em 2014, mais de 91% (8.045 MW) dos empreendimentos eólicos *offshore* foram implantados em águas europeias. O Reino Unido tem a maior capacidade eólica *offshore* instalada na Europa, seguida pela Dinamarca e Alemanha como pode ser visto na Figura 2.1 e descrito na Tabela 2.1. No entanto, governos fora da Europa têm definidos metas ambiciosas para a energia eólica *offshore* e desenvolvimentos estão começando a decolar em países como China, Japão, Coreia do Sul, Taiwan e Estados Unidos¹.

Figura 2.1 Potência instalada de plantas eólicas offshore no mundo (MW).



Fonte: GWEC (2015). http://www.gwec.net/global-figures/global-offshore/#_ftnref1.

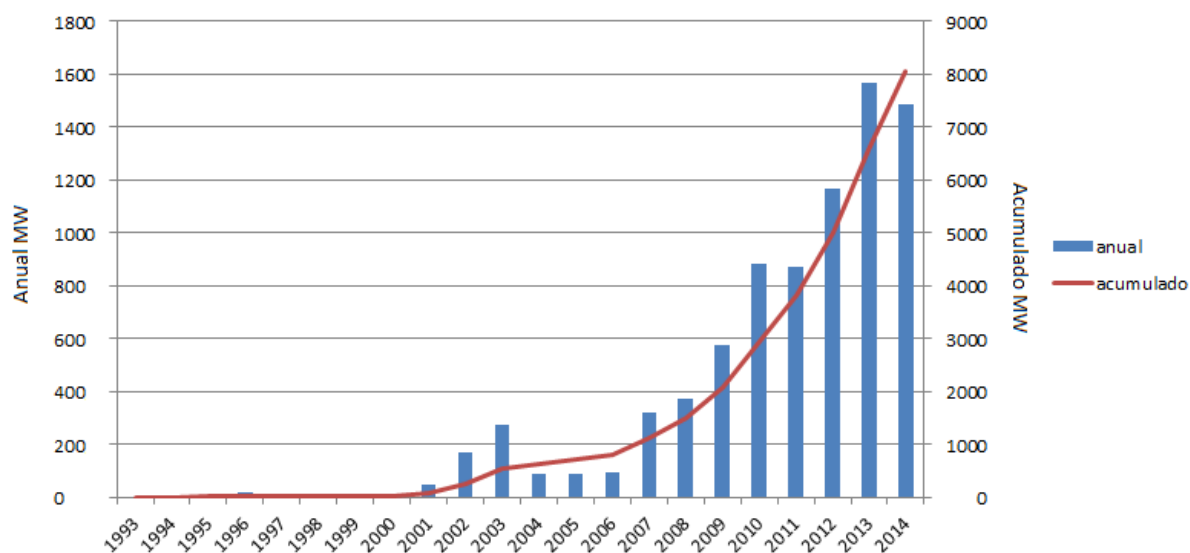
¹ GWEC <http://www.gwec.net/global-figures/global-offshore/>

Tabela 2.1 Potência Instalada no Mundo (MW).

País	Acumulado em 2013 (MW)	2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Reino Unido	3.680,90	813,4	4494,3
Dinamarca	1.271	0	1271
Alemanha	520	529	1049
Bélgica	572	141	713
China	429	229	658
Holanda	247	0	247
Suécia	212	0	212
Finlândia	26	0	26
Irlanda	25	0	25
Japão	50	0	50
Coréia	5	0	5
Espanha	5	0	5
Noruega	2	0	2
Portugal	2	0	2
EUA	0,02	0	0,02
Total	7.046,92	1.712,40	8.759,32

Na Europa, em 2014, foram instaladas 408 novas turbinas em nove parques eólicos *offshore*, totalizando um acréscimo de 1.483 MW de potência instalada, conforme mostra a Figura 2.2.

Figura 2.2 Evolução da energia eólica offshore na Europa.

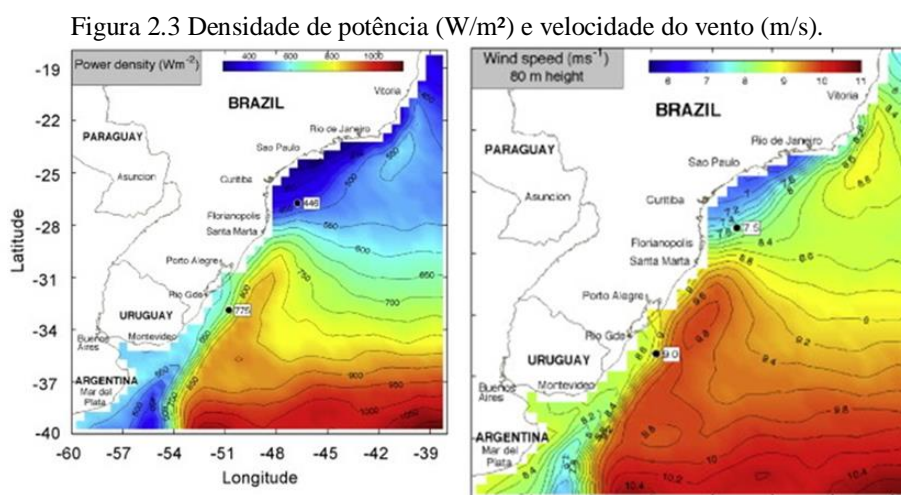


Fonte: EWEA, 2015 (adaptado).

Em 2014, na Europa, o tamanho médio da turbina eólica *offshore* foi de 3,7 MW e o tamanho médio de um parque eólico *offshore* conectado à rede, em 2014, foi de 368 MW. A profundidade de água média de parques eólicos, em 2014, foi de 22,4 m e a distância média da costa foi de 32,9 km. (EWEA, 2015)

No Brasil, poucos são os trabalhos direcionados para a exploração eólio-elétrica *offshore*. Pimenta, Kempton e Garvine (2008) desenvolveram um trabalho com o objetivo de avaliar os recursos de energia eólica *offshore* no Sudeste do Brasil. A Figura 2.3 mostra a densidade de potência e a velocidade do vento na área de estudo a 80 m de altura. Em Pimenta, Kempton e Garvine (2008), os autores afirmam que são raras as medidas obtidas diretas no mar e que em muitos países faltam estações meteorológicas oceânicas, observações de torres ou boias. No entanto, para avaliação da distribuição em larga escala desses recursos, as informações obtidas do satélite QuikSCAT pode ser a uma boa alternativa.

O satélite de monitoração terrestre QuikSCAT fornece informações de velocidade e direção do vento nos oceanos para a *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), organização federal dos Estados Unidos para assuntos sobre meteorologia, oceanos, atmosfera e clima, que faz parte do Departamento de Comércio dos EUA.



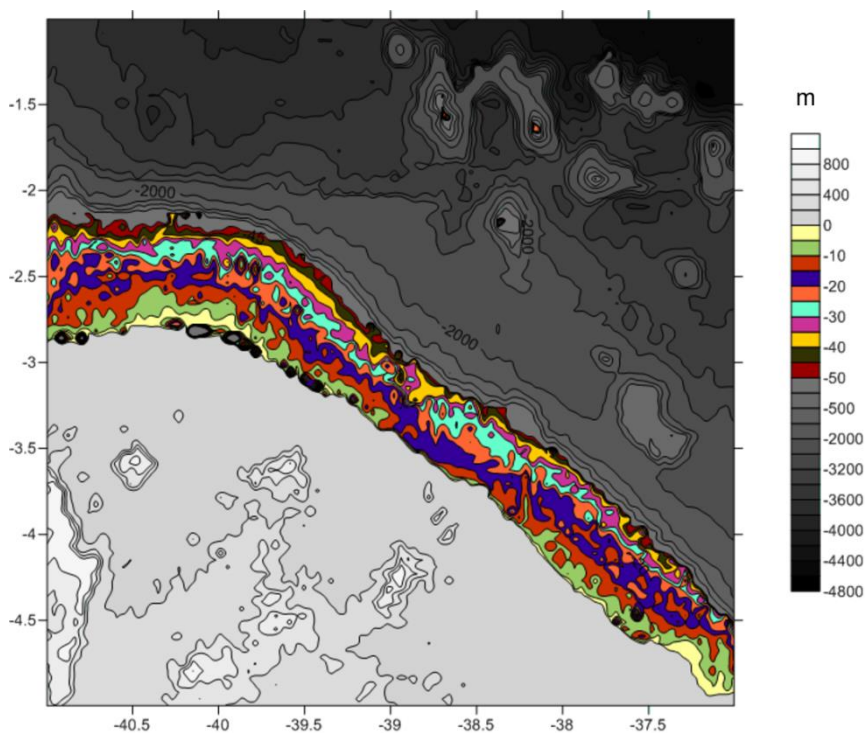
Fonte: Pimenta, Kemptone Garvine (2008).

Em 2001 foi publicado o Atlas Eólico do Estado do Ceará com estimativas para 50 m e 70 m de altura, porém não contempla áreas *offshore*.

A batimetria do litoral cearense apresenta inclinação suave, as águas profundas só são encontradas apenas algumas milhas da costa (BESERRA, 2007). A Figura 2.4 mostra o perfil de profundidade do mar ao longo da costa do Ceará; até cerca de 15 milhas náuticas (mn) (27,78 km), a profundidade é bastante superficial.

Com base nas cartas náuticas² (em anexo) que cobrem o litoral cearense, observa-se que todo o litoral do Estado do Ceará possui batimetria com baixas profundidades. Valores como 40 m só são localizados a uma distância de aproximadamente 24 km, o que torna essa extensão ao longo do litoral muito satisfatória para estudos de instalação de parques *offshore*.

Figura 2.4 Perfil batimétrico da costa do Ceará.



Fonte: SRTM30_PLUS V11 (2013).

De acordo com informações obtidas junto à Capitania dos Portos do Ceará, as grandes embarcações trafegam acima das 20 mn da costa (cerca de 37 km), em virtude do litoral do Estado possuir inúmeras pequenas embarcações (jangadas), e somente quando chegam na linha do Porto traçam uma perpendicular para evitar acidentes.

²Disponibilizadas pelo Capitão-de-Fragata Luiz Carlos Torres da Marinha do Brasil.

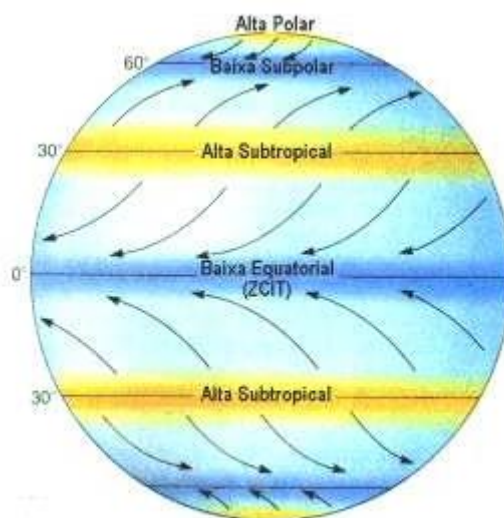
2.2 Mapeamento do Potencial Eólico

O estudo de fenômenos atmosféricos se torna cada dia mais importante, pois é capaz de auxiliar na previsão de fenômenos que indiquem períodos de estiagem ou chuvosos e que também influenciem no regime de vento de uma determinada região.

Com a utilização de modelos numéricos no estudo de fenômenos atmosféricos, pode-se analisar o desenvolvimento espacial e temporal de algumas variáveis meteorológicas, como o perfil vertical da velocidade do vento. (VASCONCELOS JÚNIOR, 2010)

A Figura 2.5 mostra a distribuição idealizada zonal de pressão. Próximo ao Equador, o ar convergente de ambos os hemisférios é associado com a baixa pressão equatorial. Nas faixas em torno de 20° a 35° de latitude (Norte e Sul), onde se originam os alísios e os ventos de oeste, estão localizadas as zonas subtropicais de alta pressão que são regiões de subsidência e vento divergente. Na região em torno de 50° a 60° de latitude, na zona da frente polar, os ventos polares de Leste e os ventos de Oeste de latitudes médias se encontram para formar uma zona de convergência conhecida como baixa subpolar. Finalmente, junto dos polos estão as altas polares das quais se originam os ventos polares de Leste.

Figura 2.5 Distribuição da pressão zonal.



Fonte: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap8/cap8-2.html>. Disponível em 23.07.2015.

A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) é um dos mais importantes sistemas meteorológicos de circulação da atmosfera global, atuante nas proximidades do Equador, transferindo calor e umidade dos níveis inferiores atmosféricos das baixas latitudes para os níveis superiores da troposfera e para médias e altas latitudes. A ZCIT é responsável pelas precipitações sobre o Nordeste brasileiro.

A ZCIT migra sazonalmente, em anos considerados normais, de sua posição mais Norte (em torno de 14° N) durante agosto – setembro, para sua posição mais ao Sul (em torno de 2° S), durante março – abril. Essa migração sazonal da ZCIT, associada aos fatores que causam o fortalecimento ou enfraquecimento dos alísios de Nordeste e Sudeste, tem importante papel na determinação da estação chuvosa no Norte da Região Nordeste. (CAVALCANTI, 2009)

Em anos chuvosos, a ZCIT pode atingir até 5°S perto da costa nordestina, proporcionando elevados níveis de precipitação, conforme ocorrido durante a estação chuvosa de 2008. Em março de 2008, a atuação conjunta da banda de nebulosidade associada a ZCIT na região do Atlântico Equatorial, com inclinação sobre o Nordeste, de um cavado em médios e altos níveis e de uma linha de instabilidade (LI) ao longo da costa, favoreceu a ocorrência de totais diários de precipitação que excederam 100 mm em cidades do Pará, Maranhão e Ceará.

No estado do Ceará, situado na região Norte do Nordeste do Brasil, de acordo com a Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME), o regime de ventos é determinado principalmente pelos ventos alísios, que são ventos de baixos níveis atmosféricos, caracterizados por grande consistência em sua direção.

2.3 Fenômenos El Niño e La Niña

Apesar dos ventos no litoral do Nordeste brasileiro possuírem boa intensidade e constância dos ventos alísios, o vento está sujeito à variabilidade e tem uma intrínseca relação com os fenômenos meteorológicos, sendo muito importante entender de que forma isso pode influenciar na geração eólica. (OLIVEIRA e COSTA, 2011)

Um dos fenômenos que influenciam bastante no regime de vento e precipitações no Nordeste brasileiro são o El Niño e a La Niña. Os anos Neutros representam anos em que não há ocorrência de tais fenômenos.

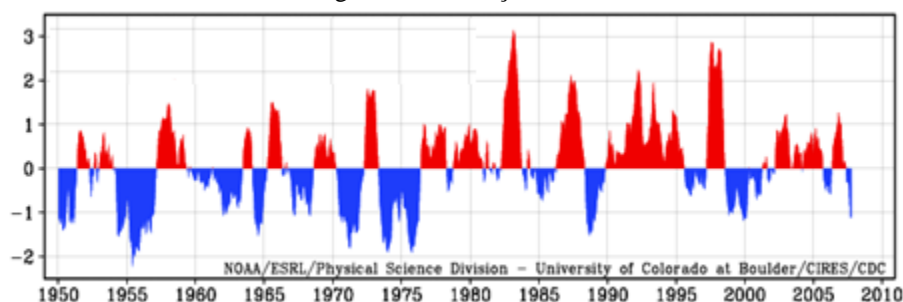
El Niño é um termo usado para referir-se ao aumento da temperatura da superfície do mar no Pacífico tropical, enquanto que o termo La Niña é empregado para a fase oposta, ou seja, para o resfriamento da temperatura da superfície do mar.

Estes fenômenos iniciam-se sempre no segundo semestre de um ano e terminam no final do primeiro semestre do ano seguinte. (STRECK *et al.*, 2008) apud (BERLATO e FONTANA, 2003; BERLATO *et al.*, 2005)

Um índice de seis variáveis, como ar, pressão e temperatura da superfície do mar, além de ventos e nebulosidade, sobre o Pacífico tropical é usado para monitorar o fenômeno acoplado oceano-atmosfera conhecido como El Niño - Oscilação Sul (ENOS/ENSO).

Na Figura 2.6, as áreas com grandes valores positivos do índice (elevações em vermelho) retratam "El Niño", fase quente do fenômeno ENSO, e os valores negativos (depressões em azul) retratam a "La Niña", fase fria do fenômeno.

Figura 2.6 Oscilação ENSO.



Fonte: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/ARcHivEd=MeI/200710/mei.html>.

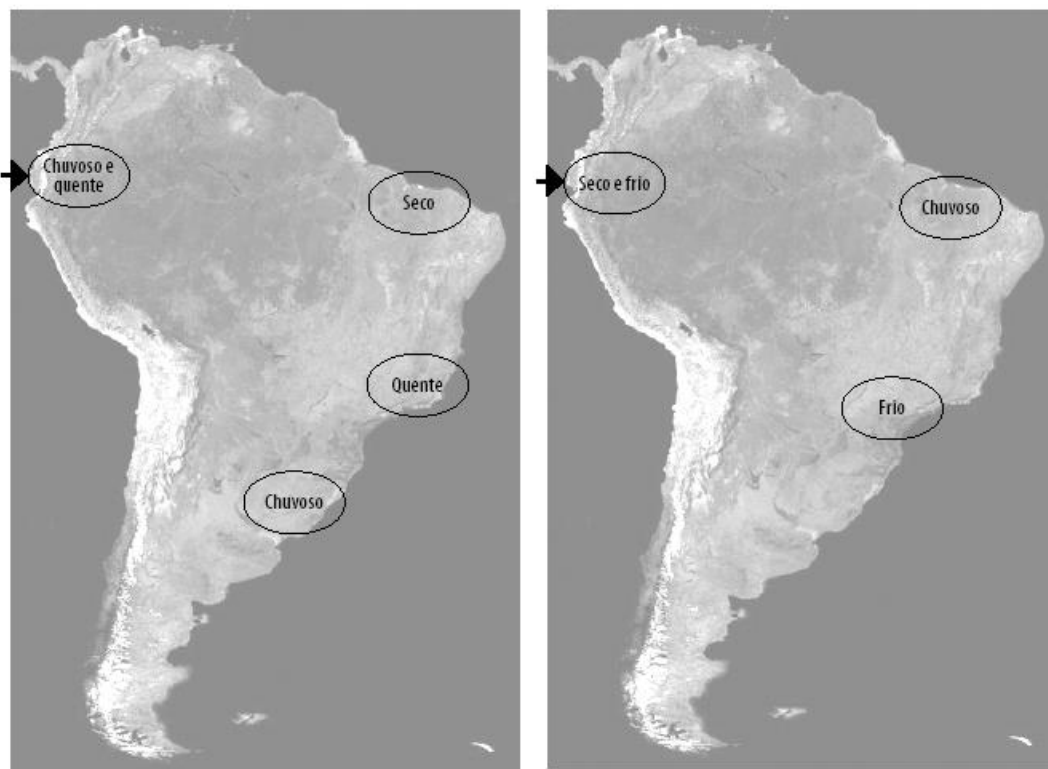
Uma das consequências do fenômeno El Niño na região Nordeste do Brasil é que o movimento vertical ascendente normal da circulação atmosférica é enfraquecido fazendo com que a formação de nuvens também diminua, com a consequente redução da precipitação, ou seja, causando secas, como mostra a Figura 2.7.

Com o a incidência do fenômeno La Niña, as frentes frias que atingem o Centro-Sul do Brasil têm sua passagem mais rápida que o normal e com mais força. Como as frentes têm mais força, a passagem pela região Sul e Sudeste ocorre de forma mais rápida que o normal, consequentemente ocorre uma redução nos índices pluviométricos e a frente alcança o Nordeste do Brasil mais facilmente, apresentando como

consequências o aumento das chuvas. (Laboratório de Meteorologia – LabMet/CPTEC/INPE)

O aumento das chuvas no período da La Niña pode ocasionar graves prejuízos à agricultura local, dependendo da sua intensidade.

Figura 2.7 Impactos do El Niño (mapa da esquerda) e da La Niña (mapa da direita) sobre a América do Sul.



Fonte: Barcellos *et al*, 2009.

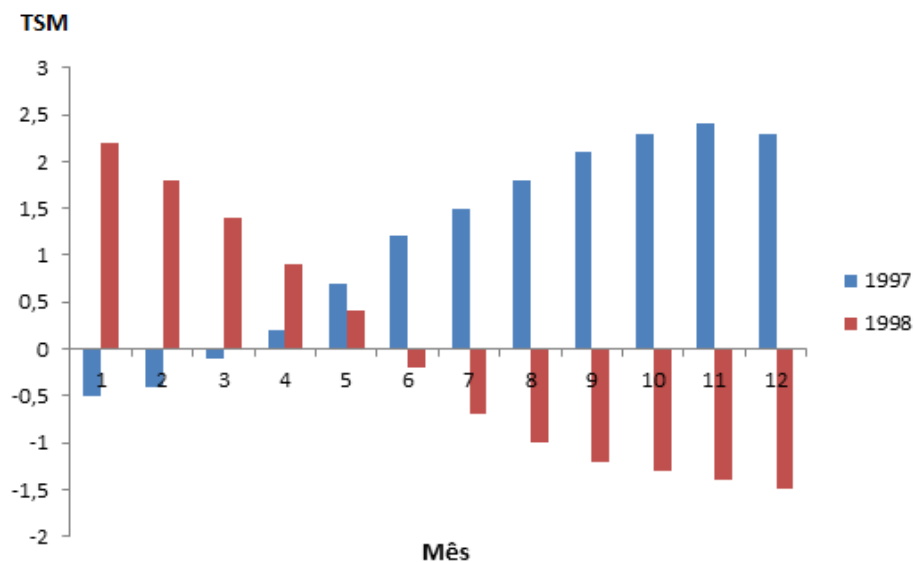
As Figuras 2.8 a 2.10 apresentam valores de Anomalias na Temperatura da Superfície do Mar (TSM) com o propósito de corroborar a associação dos anos de 1997-1998, 2007-2008 e 2001-2002, investigados nesta tese, aos períodos de El Niño, La Niña e Neutro, respectivamente.

Valores de TSM positivos caracterizam a presença do fenômeno El Niño, enquanto que negativos, caracterizam períodos de La Niña. Para valores absolutos de TSM menores que 0,5 o período é considerado Neutro.

A Figura 2.8 apresenta as anomalias de TSM ocorridas nos anos de 1997 e 1998, onde se observa que o segundo semestre de 1997 e o primeiro semestre de 1998

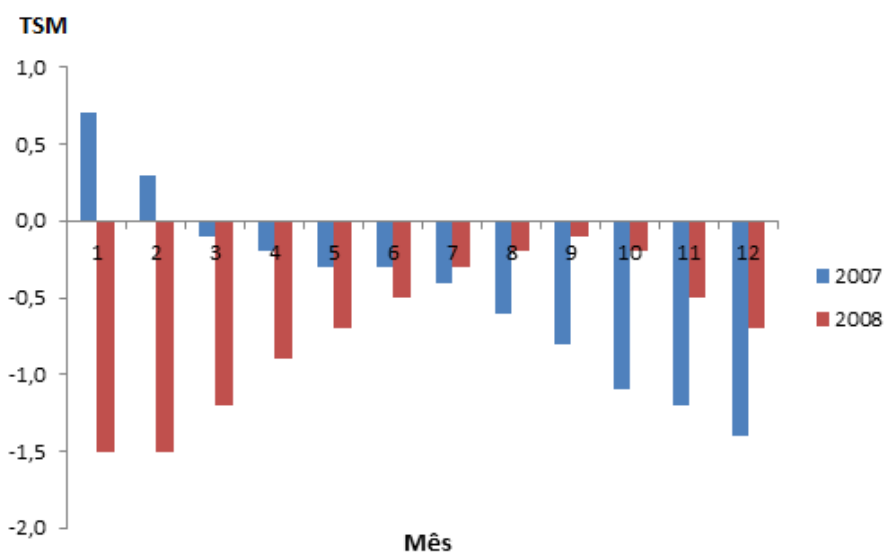
possuem alterações positivas de TSM, o que caracteriza a presença do fenômeno El Niño neste período.

Figura 2.8 Anomalias de TSM em 1997 e 1998.



A Figura 2.9 apresenta as anomalias de TSM ocorridas nos anos de 2007 e 2008, onde se observa que o segundo semestre de 2007 e o primeiro semestre de 2008 possuem alterações negativas de TSM, o que caracteriza a presença do fenômeno La Niña neste período.

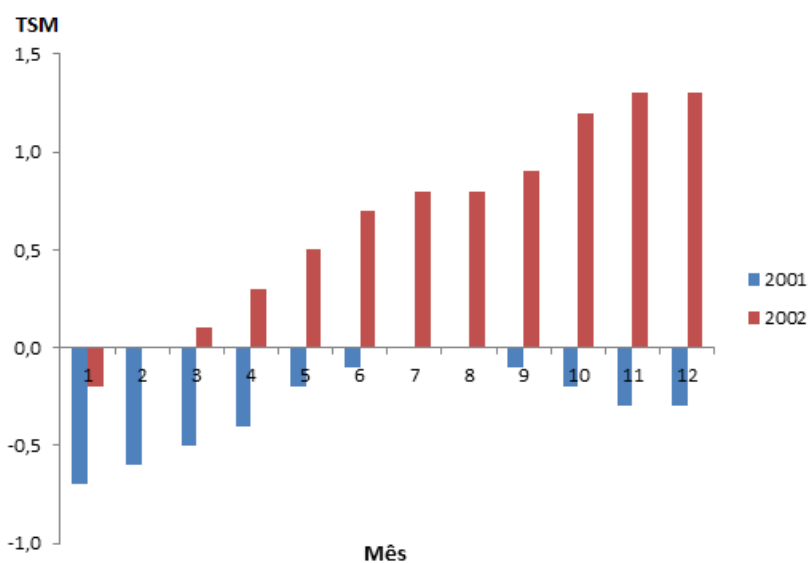
Figura 2.9 Anomalias de TSM em 2007 e 2008.



A Figura 2.10 apresenta as anomalias de TSM ocorridas nos anos de 2001 e 2002, podendo-se observar que no segundo semestre de 2001 as alterações de TSM variam de 0,0 a -0,3 e por quase todo o primeiro semestre de 2002 possuem alterações de TSM de -0,2 a 0,5, o que caracteriza a ausência dos fenômenos La Niña e El Niño neste período.

No segundo semestre de 2002 pode-se observar o surgimento do fenômeno El Niño, pois possui alterações positivas de TSM de acordo com a Figura 2.10, por isso o mês 06 de 2002 é o único que ultrapassa 0,5.

Figura 2.10 Anomalias de TSM em 2001 e 2002.



Na Tabela 2.2 são apresentadas as anomalias de TSM desde o ano de 1996 até o ano de 2012.

Tabela 2.2 Anomalias de TSM.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1996	-0,9	-0,8	-0,6	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5
1997	-0,5	-0,4	-0,1	0,2	0,7	1,2	1,5	1,8	2,1	2,3	2,4	2,3
1998	2,2	1,8	1,4	0,9	0,4	-0,2	-0,7	-1,0	-1,2	-1,3	-1,4	-1,5
1999	-1,5	-1,3	-1,0	-0,9	-0,9	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,3	-1,5	-1,7
2000	-1,7	-1,5	-1,2	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,6	-0,6	-0,8	-0,8
2001	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,2	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3
2002	-0,2	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9	1,2	1,3	1,3
2003	1,1	0,8	0,4	0,0	-0,2	-0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
2004	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
2005	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	-0,2	-0,5	-0,8
2006	-0,9	-0,7	-0,5	-0,3	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,0
2007	0,7	0,3	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-1,1	-1,2	-1,4
2008	-1,5	-1,5	-1,2	-0,9	-0,7	-0,5	-0,3	-0,2	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7
2009	-0,8	-0,7	-0,5	-0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1	1,4	1,6
2010	1,6	1,3	1,0	0,6	0,1	-0,4	-0,9	-1,2	-1,4	-1,5	-1,5	-1,5
2011	-1,4	-1,2	-0,9	-0,6	-0,3	-0,2	0,2	-0,4	-0,6	-0,8	-1,0	-1,0
2012	-0,9	-0,6	-0,5	-0,3	-0,2	0,0	0,1	0,4	0,5	0,6	0,2	-0,3
		La Niña			Neutro			El Niño				

Fonte: NOAA, 2013 (adaptado).

http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml

Vale lembrar que esses fenômenos sempre se iniciam no segundo semestre de um ano e se estendem ao primeiro semestre do ano seguinte.

2.4 Modelos de Mesoescala

O levantamento de potencial eólico pode ser realizado através da utilização de modelos numéricos de microescala, mesoescala e também com a utilização de dados medidos em estações meteorológicas.

Para utilizar os dados medidos por torres anemométricas (estações meteorológicas) é necessário que os anemômetros localizados nas torres sejam certificados e calibrados.

A instalação desta infraestrutura no mar requer alto custo de investimento, o que torna interessante a utilização de dados atmosféricos de base global, ou seja, dados de reanálises na inserção em modelos atmosféricos de mesoescala, a fim de mapear determinadas áreas.

O Projeto Reanálise NCEP / NCAR é um projeto conjunto entre os Centros Nacionais de Previsão Ambiental (NCEP) e do Centro Nacional de Pesquisa Atmosférica (NCAR). O objetivo deste esforço conjunto é para a produção de novas análises atmosféricas com dados históricos (desde 1948 em diante) e assim produzir

análises sobre o estado atual da atmosfera. Estes dados de Reanálises são compostos por uma série de informações sobre temperatura, pressão, velocidade e direção do vento, umidade relativa, etc., advindos das mais variadas fontes como satélites, boias, torres entre outros. Os dados são pré-processados e disponibilizados para serem utilizados nos mais variados estudos.

Existem vários modelos numéricos de mesoescala comumente utilizados para levantamento do potencial eólico, como RAMS, BRAMS, WRF, ETA e MM5.

Regional Atmospheric Modeling System (RAMS) é um modelo numérico de mesoescala, desenvolvido pelo Departamento de Ciências Atmosféricas da *Colorado State University*, nos Estados Unidos. É amplamente utilizado para simulação e previsão de fenômenos meteorológicos. Este modelo é construído por equações dinâmicas que regem movimentos atmosféricos, e possui parametrizações opcionais para difusão turbulenta, radiação solar e terrestre, processos úmidos (incluindo a formação e a interação de nuvens e precipitação de hidrometeoros líquidos e gelo), troca de calor sensível e latente entre a atmosfera, várias camadas de solo, de vegetação, águas superficiais, os efeitos cinemáticos de terreno, e convecção.

Brazilian Regional Atmospheric Modeling System (BRAMS) faz parte de um projeto conjunto que envolve as instituições *Atmospheric, Meteorological, and Environmental Technologies (ATMET)*, Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo (IME/USP), Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo (IAG/USP) e o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE), financiado pela agência Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), com o objetivo de produzir uma nova versão do modelo RAMS com as características da região tropical. O objetivo principal do projeto é o fornecimento de um único modelo aos Centros Regionais Brasileiros. (BRAMS, 2005)

Weather Research and Forecast (WRF) foi desenvolvido de forma colaborativa por várias organizações, principalmente americanas, dentre elas o *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*, *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)*, *National Centers for Environmental Prediction (NCEP)*, *Forecast Systems Laboratory (FSL)*, *Air Force Weather Agency (AFWA)*, *Naval Research Laboratory*,

University of Oklahoma, e *Federal Aviation Administration (FAA)*. O modelo de mesoescala WRF representa processos atmosféricos na camada limite, incluindo a rugosidade do terreno ou água, a estabilidade da camada limite, fluxos de calor e de umidade para a atmosfera, o perfil vertical de velocidades do vento e turbulência na camada limite. O modelo determina o comportamento atmosférico em 31 níveis verticais, 6 desses níveis na camada 600 m mais baixa da atmosfera. (GOVERNO DE SÃO PAULO, 2012)

O modelo de área limitada ETA foi desenvolvido pela Universidade de Belgrado em conjunto com o Instituto de Hidro meteorologia da Iugoslávia, e se tornou operacional no NCEP. (MESINGER *et al.*, 1988; BLACK, 1994) Esse modelo foi instalado no CPTEC em 1996 com o fim de complementar a previsão numérica de tempo que vem sendo realizada desde o início de 1995 com o modelo de circulação geral atmosférica. O modelo regional se propõe a prever com maiores detalhes fenômenos associados a frentes frias, orografia, brisa marítima, tempestades severas, etc., enfim, sistemas organizados em mesoescala. (CPTEC, 2013)

O modelo numérico atmosférico PSU/NCAR *Mesoscale Modeling System* (MM5) é um modelo não hidrostático, de área limitada, que utiliza coordenada vertical sigma-p para o contorno do terreno. Possui uma estrutura modular composta por diversos programas auxiliares, organizados em módulos independentes, responsáveis pela geração de informações necessárias para a simulação. (MORAES; MARTON; PIMENTEL, 2005)

Devido ao equacionamento mais sofisticado, os modelos de mesoescala são capazes de captar importantes mecanismos atmosféricos não modelados pelos métodos tradicionais de microescala, tais como: brisas marítimas, lacustres e terrestres; inversões térmicas; brisas montanha-vale; ventos causados por diferenças de temperaturas; dentre outros. (MELO, 2011)

Os modelos de mesoescala estão destinados à previsão meteorológica de escalas regionais (centenas ou dezenas de quilômetros de resolução), no entanto também são capazes de produzir resultados para altas resoluções (inferiores a 5 km), normalmente necessárias nos casos de estudo do regime local de ventos no contexto da geração eólica-elétrica. (CHAVES, 2013)

O principal obstáculo para a verificação de um modelo atmosférico com observações é a escassez destas. Não apenas o problema do acesso aos dados, mas simplesmente, a inexistência de observações com uma cobertura suficientemente densa para produzir um mapeamento detalhado à escala de interesse. (FERREIRA, 2007)

Depois de feitas as análises em mesoescala e validadas as simulações através de análises estatísticas, os dados obtidos juntamente com dados medidos (se for o caso) devem ser inseridos em programas de microescala como, p.ex., o WAsP. Este é usado para simular parques eólicos. Os usuários são capazes de projetar parques eólicos, incluindo layout de turbinas eólicas e calcular a produção de energia, perdas na produção, e adequabilidade da turbina.

2.5 Pesquisas em Mapeamento *Offshore* e *Onshore*

O desenvolvimento de uma base de dados de referência para estimar o recurso eólico é um dos primeiros passos necessários para compreender a magnitude do recurso e planejar a distribuição e desenvolvimento de futuras instalações de energia eólica *onshore* e *offshore*. Alguns países já fizeram estudos usando várias técnicas e modelos numéricos com o intuito de descobrir áreas potenciais para a geração eólio-elétrica no mar.

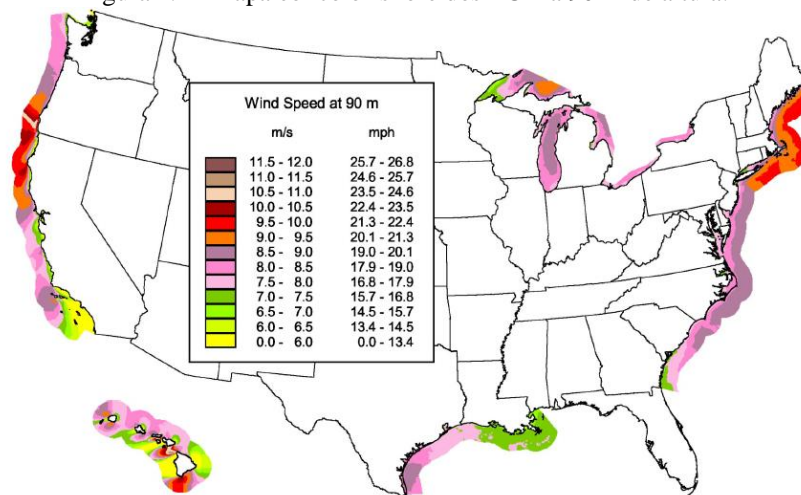
O mapeamento dos recursos *offshore* nos Estados Unidos foi realizado usando uma física baseada em modelo numérico computacional que forneceu estimativas preliminares do recurso e a média anual do vento. A modelagem foi desenvolvida pela empresa de consultoria em energias renováveis *AWS TruePower* (AWST) de Albany, Nova York, contratada pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), usando o modelo de mesoescala MesoMap.

O MesoMap é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. O sistema foi desenvolvido nos Estados Unidos pela *True Wind Solutions* com suporte do *New York State Energy Research and Development Authority* (NYSERDA) e *US Department of Energy* (DOE), (BROWER *et al.*, 2001). A resolução horizontal da saída do modelo é de 200 m. As estimativas preliminares do modelo foram validadas pelo NREL usando dados de uma variedade de fontes, incluindo boias oceânicas, estações marinhas automáticas, estações da Guarda Costeira e faróis, e por

satélite contendo dados de velocidade do vento a 10 m sobre o oceano. (SCHWARTZ *et al.* 2010)

Além disso, o NREL também produziu comentários qualitativos sobre os resultados de validação, incluindo modificações recomendadas para as estimativas preliminares dos recursos de ventos *offshore*. Modificações finais foram acordadas após consultas entre NREL e AWST. Devido à ausência de dados suficientes de torre para realizar uma validação de alta qualidade a 90 m, as estimativas de velocidade de vento para a altura de 90 m foram baseadas nos resultados de validação de 50 m. Isso adiciona alguma incerteza às estimativas finais potenciais, mas não deve afetar de forma significativa o alcance do potencial *offshore*. (SCHWARTZ *et al.*, 2010) A Figura 2.11 mostra o mapa eólico *offshore* dos EUA a 90 m de altura.

Figura 2.11 Mapa eólico offshore dos EUA a 90 m de altura.



Fonte: (SCHWARTZ *et al.*, 2010)

Na avaliação dos recursos eólicos *offshore* feito para Portugal, foram realizadas simulações de longo prazo com o modelo atmosférico de mesoescala MM5, com resolução de (3x3 km). Este modelo é adequado para simular os efeitos atmosféricos costeiros causados por fenômenos térmicos locais ou de circulações (por exemplo, brisa do mar). O modelo MM5 foi alimentado com um ano completo de dados de Reanálise. Os dados de observação, como temperatura, velocidade do vento, pressão, etc., são analisados e interpolados para sistema de redes tridimensionais ou tetradimensionais com o auxílio de modelos de circulação geral, utilizados nas previsões. Estes dados possuem intervalos de 6 horas. (COSTA e ESTANQUEIRO, 2010)

O estudo realizado para o levantamento do potencial eólico para os países da Europa, realizado em 2009, analisou dados globais disponibilizados pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) para um período de 5 anos. Os dados meteorológicos para os anos escolhidos de 2000-2005 foram transformados para o formato de grade usada pelo *Economic and Social Research Institute* (ESRI), empresa especializada em software de informação geográfica e aplicativos de gerenciamento de *geo database*. Tanto os dados originais de seis horas como os diários / mensal foram convertidos em médias anuais. (EEA, 2009)

A estrutura principal do sistema de previsão proposto por Zhao *et. al* (2012) é baseada na combinação do modelo WRF com rede neural artificial, e, em seguida, um filtro de Kalman é integrado com a finalidade de melhorar a precisão. Segundo os autores, e a aplicação do sistema proposto para o parque eólico de Lingyang foi bem sucedido. O ME, RMSE e MAE NRMSE tiveram uma melhoria na precisão devido à integração do filtro de Kalman. O NRMSE final obteve um valor médio de 16,47% em um mês inteiro, que é um valor aceitável para orientar a penetração de energia eólica na China.

No Brasil também já foram feitos alguns estudos de levantamento de potencial eólico, mas somente para ventos em terra (*onshore*). Os Estados do Ceará, Bahia, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Alagoas, Espírito Santo, Rio Grande do Norte, Paraná, Minas Gerais e São Paulo empreenderam iniciativas individuais para estimar o potencial eólico *onshore*, como discorrido a seguir.

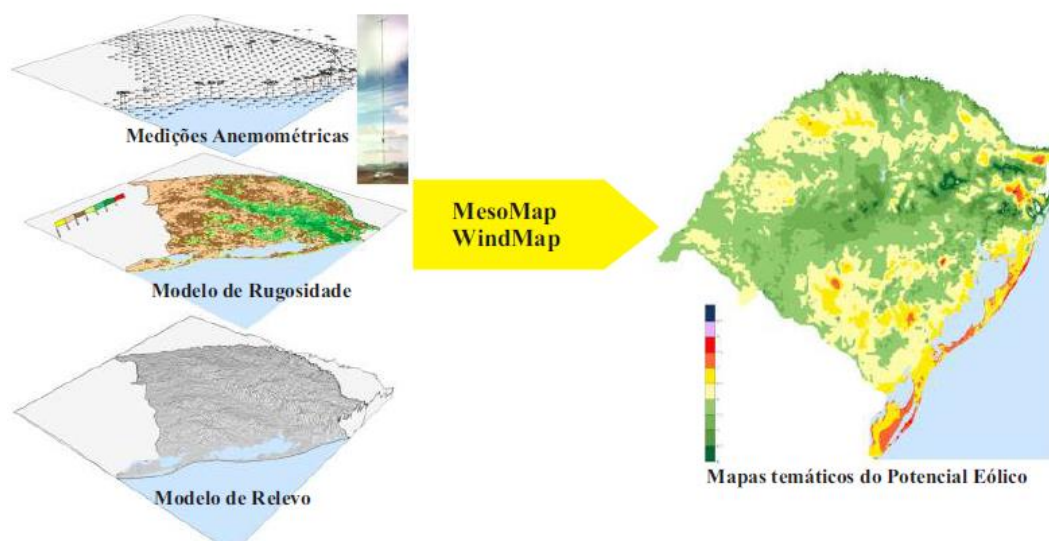
O potencial eólico para toda a extensão do território do Ceará foi estimado a partir de medições existentes, considerando os parâmetros fundamentais de influência como: relevo, rugosidade, altura de camada-limite e estabilidade térmica da atmosfera. Foram desenvolvidos os modelos de relevo e de rugosidade e inseridos juntamente com o banco de dados no software WindMap para geração de mapas de velocidade média do vento a alturas de 50 m e 70 m. (ESTADO DO CEARÁ, 2001)

O WindMap é um *software* de mesoescala para avaliação de recurso eólico baseado em alta resolução de dados entre 50 e 150 m acima do solo. O modelo usa simulação tridimensional de escoamento não divergente (conservação de massa), com interface para dados geográficos de geoprocessamento (SIG) de alta resolução.

O atlas eólico da Bahia foi desenvolvido utilizando o modelo MesoMap e depois comparado com os resultados das análises dos dados anemométricos. Para as análises do mapeamento eólico da Bahia, foi utilizada uma base de 156 torres anemométricas, das quais 5% possuíam alturas de até 60 m, 28% possuíam alturas entre 61 e 89 m, 59% entre 90 e 119 m e 8% possuíam alturas de 120 m ou mais. O uso desses dados foi autorizado por 14 empreendedores do setor público e privado. Foram feitos os mapas de relevo e de rugosidade e com o auxílio do software WindMap foi possível produzir o mapa de velocidade do vento para o Estado. (ESTADO DA BAHIA, 2013)

O mapeamento do potencial eólico do Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 2.12, foi realizado com base em: (a) registros anemométricos medidos em 21 torres com alturas de 40 a 50 m; (b) interpolação dos regimes de vento por modelamento de mesoescala MesoMap; e (c) cálculo final na resolução de 1km x 1km utilizando o software WindMap. (ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

Figura 2.12 Metodologia do Atlas do Rio Grande do Sul.



Fonte: Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 2002.

O potencial eólico do Estado do Rio de Janeiro foi mapeado a partir de uma rede de medições anemométricas e de um modelo numérico de simulação da camada-limite atmosférica, calculado sobre modelos digitais de terreno na resolução horizontal de 200 m x 200 m. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap com resolução horizontal de 3,6 km x 3,6 km, e posterior interpolação para a resolução final por modelamento tridimensional de camada-limite (WindMap). Dados anemométricos medidos em torres

de 40 m e 61 m de altura e em locais representativos, por parte das empresas SIIF Energies do Brasil, Gamesa Energia Brasil e Sea West do Brasil foram disponibilizados para contribuir na elaboração do atlas. (ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2002)

O mapeamento eólico do Estado de Alagoas foi realizado utilizando-se modelo de mesoescala MesoMap, validado por medições de seis torres anemométricas contendo medições a três alturas diferentes (30 m, 70 m e 100 m) realizadas no decorrer do projeto do Atlas. Foi usado também o modelo de microescala WindMap, que calcula sobre modelos de terreno (topografia e rugosidade) na resolução horizontal preliminar de 250 m x 250 m. (ESTADO DE ALAGOAS, 2008)

Para o Estado do Espírito Santo, o mapeamento do potencial eólico foi realizado a partir de uma rede de medições anemométricas de 6 torres com altura de 48 m e um período de 16 meses de medições e de um modelo numérico de simulação da camada-limite atmosférica, calculado sobre modelos digitais de terreno na resolução horizontal de 200 m x 200 m. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap, neste caso constituído por modelamento de mesoescala na resolução horizontal de 3,6 km x 3,6 km, e posterior interpolação para a resolução final por modelamento tridimensional de camada-limite (WindMap). (ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, 2009)

No Rio Grande do Norte, o mapeamento do potencial eólico do Estado foi realizado a partir de uma rede de medições anemométricas com 8 estações anemométricas de 50 m de altura com um período de 16 meses de medições. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap na resolução horizontal de 3,6 km x 3,6 km, e posteriormente foi utilizado o modelo WindMap. (ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2003)

O mapeamento do potencial eólico do Paraná foi realizado a partir de uma rede de medições anemométricas com 9 torres anemométricas sendo 8 torres com 50 m de altura e 1 torre com 100 m de altura em conjunto com modelos digitais de terreno com resolução de 100 m x 100 m. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap e posteriormente foi utilizado o modelo WindMap. (ESTADO DO PARANÁ, 2007)

No Estado de Minas Gerais, o mapeamento do potencial eólico do Estado de Minas Gerais foi realizado a partir de um modelo numérico de simulação da camada-limite atmosférica, calculado sobre modelos digitais de terreno na resolução horizontal

de 200 m x 200 m e complementado por dados de estações de medições anemométricas. O modelo numérico aplicado foi o MesoMap, neste caso constituído por modelamento de mesoescala (Mesoscale Atmospheric Simulation System – MASS) na resolução horizontal de 3,6 km x 3,6 km e posterior interpolação para a resolução final por modelamento tridimensional de camada-limite (WindMap). (ESTADO DE MINAS GERAIS, 2010)

As medições anemométricas utilizadas para complementar o atlas mineiro foram realizadas pelo Sistema de Telemetria e Monitoramento Hidro meteorológico (STH) da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), que opera desde 1999 em 51 postos anemométricos. A maioria desses postos possuem alturas variando entre 10 m e 30 m. (ESTADO DE MINAS GERAIS, 2010)

O atlas eólico de São Paulo fez uso de modelagens atmosféricas de meso e microescala para determinar o potencial eólico estadual. O modelo de mesoescala empregado foi o WRF (*Weather Research and Forecasting*), um dos modelos numéricos de previsão do tempo mais utilizados no mundo. Utilizou-se o modelo atmosférico de microescala WAsP para simular o vento em áreas em torno das torres anemométricas do projeto, de forma a obter mapas de recursos eólicos de alta resolução confiáveis. Medições anemométricas específicas podem ser utilizadas para ajustar os resultados das simulações de mesoescala e auxiliar na validação do Atlas Eólico. Para o atlas eólico de São Paulo foram utilizados dados de 7 torres anemométricas, sendo 1 torre a altura de 50 m, 5 torres com 75 m e 1 torre a 100 m de altura. (ESTADO DE SÃO PAULO, 2012)

O modelo de mesoescala utilizado neste trabalho é o RAMS, escolhido por duas principais características: ser gratuito e largamente utilizado pela FUNCEME e pela Universidade Estadual do Ceará (UECE). Essas duas instituições obtiveram resultados satisfatórios ao longo dos anos e continuam até o momento utilizando este modelo. O modelo de microescala utilizado neste trabalho é o WAsP, modelo amplamente utilizado na elaboração de microsítios, tendo como dados de entrada neste trabalho a estimativa obtida a partir do modelo RAMS.

2.6 Conclusão

A tecnologia eólica *offshore* é ainda recente e em desenvolvimento estando o continente europeu à frente em sua exploração e aos poucos inserida em outros países.

Na maioria dos estudos de levantamento de potencial eólico *offshore*, os Estados e/ou Países utilizam dados medidos ou bancos de dados existentes em conjunto com modelagem numérica de mesoescala para elaborarem mapas de velocidade média do vento. Vários modelos são utilizados na confecção dos atlas, dependendo da escolha e *expertise* de cada País.

No Brasil, observa-se uma tendência em usar o modelo de mesoescala MesoMap e o de microescala WindMap na confecção dos Atlas, contudo vale ressaltar que uma mesma empresa participou de quase todos os trabalhos.

No presente estudo, vale salientar que não se trata de confecção de um atlas como os mencionados anteriormente e sim de uma pesquisa científica que investiga como o modelo de mesoescala RAMS é capaz de estimar o recurso eólico *offshore* baseado em anos característicos e períodos extremos. Procura-se identificar quais as suas vantagens e limitações, bem como se dá a inserção dos seus resultados como entrada no modelo de microescala WAsP.

3. DESCRIÇÃO DOS MODELOS RAMS E WASP

3.1 Introdução

Modelos numéricos de previsão de tempo são usados largamente em diversos centros meteorológicos e encontram uma ampla gama de aplicações em agricultura, recursos hídricos, turismo, etc.

Alimentados por dados de modelos globais, é comum aos centros meteorológicos locais manterem sistemas de previsão numérica baseados em modelos atmosféricos de área limitada, com resoluções espaciais tipicamente da ordem de quilômetros. Alguns dos modelos numéricos comumente utilizados nestes centros foram descritos no Capítulo 2.

Os modelos regionais são aqueles cujo espaçamento de grade é menor do que aquele usado em modelos globais, o que permite a representação de fenômenos de mesoescala. (RIBEIRO FILHO, 2009)

Os modelos atmosféricos de mesoescala utilizam técnicas de simulação numérica, com a finalidade de estudar o comportamento da atmosfera, e permitem também a análise combinatória de modificação de poucos parâmetros para, a partir de variáveis meteorológicas geradas pelo modelo numérico, identificar a contribuição separada de cada fator ou a participação conjunta de vários fatores ao mesmo tempo, numa mesma situação. (PIELKE, 1984)

A modelagem numérica de alta resolução para estimativa do potencial eólico *offshore* no Estado do Ceará utilizada neste trabalho é composta de uma cadeia de modelos que opera conforme o esquema mostrado na Figura 3.1. A fonte dos dados é a previsão diária fornecida pelo *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP), especificamente são usados os dados de Reanálise.

Os dados de reanálises também são usados como condições de contorno e forçantes externas para os modelos de mesoescala, uma vez que estes modelos apresentam uma descrição mais realista das condições atmosféricas de uma dada região

que os modelos globais. Entretanto, eles não são usados para a predição do potencial de uma turbina eólica em uma dada localidade, devido à resolução de seus modelos.

Os dados obtidos do NCEP alimentam um modelo numérico de previsão regional de mesoescala (RAMS), cujos dados de saída são utilizados em um modelo de microescala (WAsP) para estimativas locais.

Figura 3.1 Representação esquemática da modelagem realizada.



3.2 Modelo Atmosférico de Mesoescala - RAMS

RAMS é um modelo de previsão numérica, flexível, projetado com múltiplas opções de esquemas numéricos e parametrizações físicas, podendo ser configurado para simulações em várias escalas de tempo e espaço, bem como diferentes resoluções horizontal e vertical, que permite ser usado em múltiplas aplicações. (PIELKE *et al.*, 1992) Suas aplicações mais frequentes são para simular fenômenos atmosféricos na mesoescala (escalas horizontais de 2 km a 2000 km), para fins que variam desde a previsão do tempo a aplicações de regulação da qualidade do ar.

O código do modelo RAMS é construído baseado em equações prognósticas e diagnósticas, não hidrostáticas e hidrostáticas da dinâmica e termodinâmica da atmosfera, onde leis de conservação também são consideradas. As equações utilizadas no modelo RAMS compreendem: equação de conservação da energia, equação de conservação de massa (Eq. continuidade), equação de conservação do momento (Eq. de Navier-Stokes), conservação da água e equação de estado do gás ideal. (VASCONCELOS JÚNIOR, 2010)

O RAMS é um modelo euleriano, baseado em equações primitivas governantes do movimento atmosférico em sua forma não hidrostática e compressível. (TRIPOLI e COTTON, 1986) A microfísica é de volume, porém explícita, com esquemas de um ou dois momentos, contendo sete classes distintas de hidrometeoros: água de nuvem, água de chuva, cristais de gelo, neve (na realidade, um segundo modo para os cristais),

agregados, graupel e granizo. (WALKO, COTTON, MEYERS e HARRINGTON, 1995)

O RAMS é bem adequado para paralelização uma vez que não usa rotinas físicas/numéricas que são globais e pode ser “rodado” em alta resolução, usando processamento distribuído em um *cluster* de PCs.

Assim como neste trabalho, o modelo RAMS vem sendo utilizado em estudos sobre levantamento de recurso eólico com bons resultados, conforme relatado a seguir.

Santiago de Maria *et al.* (2006) realizaram uma simulação da circulação de vento sobre o Estado do Ceará, com destaque para o setor litorâneo. Os resultados do modelo foram comparados com observações de plataformas de coleta de dados e de torres anemométricas, mostrando que modelos de mesoescala em alta resolução podem ser ferramentas úteis na prospecção de recurso eólico e na previsão de geração de energia eólica a curto prazo, cerca de 6 horas à frente.

Oliveira e Costa (2011) realizaram um trabalho com o objetivo de analisar a influência da variabilidade climática e os impactos da circulação geral no comportamento dos ventos sobre o Nordeste do Brasil, com enfoque no modelo atmosférico RAMS. Os resultados teve por intuito ilustrar uma das inúmeras possibilidades de uso do modelo atmosférico RAMS como ferramenta para alimentar um sistema de previsão de ventos, seja em curto prazo ou em escala sazonal.

Em Sombra (2010) foram realizadas simulações numéricas utilizando o modelo atmosférico regional RAMS sobre região semiárida do Nordeste do Brasil com o objetivo de identificar potenciais sítios para geração de energia eólica na região de estudo. Concluiu-se que o modelo foi capaz de detectar a tendência de variação dos dados observados de velocidade e direção do vento para todas as configurações testadas, apresentando correlações superiores a 0,5 na maioria das localidades.

A versão do RAMS utilizada no presente trabalho é a 6.0. Depois de inúmeros trabalhos desenvolvidos com o modelo chegou-se à configuração aplicada nesta investigação.

A equação de movimento vertical é hidrostática e não hidrostática. A equação não-hidrostática resolvida é a equação de movimento, a equação

termodinâmica, a equação de conservação das classes de água e a equação da continuidade (ATMET, 1997). Para resolver as equações, o modelo usa técnicas de aproximações finitas através de combinações híbridas de diferenças de tempo do tipo *leapfrog* e avançado no tempo.

As equações gerais do RAMS são escritas nas médias de volume e são apresentadas a seguir. (NORONHA 2013 *apud* ATMET 1997)

As equações de movimento não hidrostáticas são:

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial t} = -\bar{u} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} - \bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} - \bar{w} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} - \bar{\theta} \frac{\partial \bar{\pi}'}{\partial x} + f \bar{v} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial \bar{u}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} \right), \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial \bar{v}}{\partial t} = -\bar{u} \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} - \bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} - \bar{w} \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} - \bar{\theta} \frac{\partial \bar{\pi}'}{\partial y} - f \bar{u} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial \bar{v}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial \bar{v}}{\partial z} \right), \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial \bar{w}}{\partial t} = -\bar{u} \frac{\partial \bar{w}}{\partial x} - \bar{v} \frac{\partial \bar{w}}{\partial x} - \bar{w} \frac{\partial \bar{w}}{\partial x} - \bar{\theta} \frac{\partial \bar{\pi}'}{\partial z} - \frac{g \theta_v}{\theta_0} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_m \frac{\partial \bar{w}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_m \frac{\partial \bar{w}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_m \frac{\partial \bar{w}}{\partial z} \right), \quad (3.3)$$

em que \bar{u} , \bar{v} e \bar{w} são os componentes de velocidade do vento zonal, meridional e vertical, K_m é o coeficiente de mistura turbulenta para o vento.

A equação termodinâmica é

$$\frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial t} = -\bar{u} \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial x} - \bar{v} \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial x} - \bar{w} \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_h \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_h \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_h \frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial z} \right) + \left(\frac{\partial \bar{\theta}_{il}}{\partial t} \right)_{rad}, \quad (3.4)$$

em que $\bar{\theta}_{il}$ é a temperatura potencial média da água líquida e K_h é o coeficiente de mistura turbulenta de temperatura.

A equação da razão de mistura das espécies de água é

$$\frac{\partial \bar{q}_n}{\partial t} = -\bar{u} \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial x} - \bar{v} \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial x} - \bar{w} \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_h \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_h \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_h \frac{\partial \bar{q}_n}{\partial z} \right), \quad (3.5)$$

em que \bar{q}_n é a razão de mistura das espécies de água.

A equação da continuidade de massa é

$$\frac{\partial \bar{\Pi}'}{\partial t} = \frac{R \bar{\Pi}_0}{c_v \bar{\rho}_0 \bar{\theta}_0} \left(\frac{\partial \bar{\rho}_0 \bar{\theta}_0 \bar{u}}{\partial x} + \frac{\partial \bar{\rho}_0 \bar{\theta}_0 \bar{v}}{\partial y} + \frac{\partial \bar{\rho}_0 \bar{\theta}_0 \bar{w}}{\partial z} \right), \quad (3.6)$$

em que Π é a função de exner¹, $\bar{\Pi}'$ é a média da perturbação da função de exner, c_v é o calor específico a volume constante, $\bar{\Pi}_0$ é a função de exner no nível de referência, $\bar{\theta}_0$ é a temperatura potencial no nível de referência, $\bar{\rho}_0$ é a densidade do ar atmosférico no nível de referência e R é a constante dos gases ideais.

3.3 Modelo de Microescala - WAsP

Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) é um modelo espectral linear para o fluxo da camada limite quase neutra² sobre terrenos complexos, podendo ser usado para analisar séries temporais brutas e estimar a climatologia dos ventos em um determinado local, utilizando a topografia, rugosidade e obstáculos, transformando os ventos geostróficos à camada limite.

O programa computacional WAsP foi desenvolvido no Risoe National Laboratory e criado especialmente para uso em projetos eólicos. O programa pode generalizar uma série de dados meteorológicos de longo período de uma localidade de referência e pode ser usado para estimar condições em uma segunda localidade, dita predita, dentro de certos limites climáticos e de terreno.

O WAsP é uma ferramenta testada para predizer o potencial eólico em microescala, sendo o domínio na ordem de $10 \times 10 \text{ km}^2$ a partir dos dados de ventos de alta qualidade. (TROEN e PETERSEN, 1989) O programa está baseado em condições atmosféricas que são predominantemente neutras, devendo ser usado preferencialmente em terrenos com declives baixos ou suavizado, de dimensões de microescala, com pequena inclinação para áreas de fluxo separadas insignificadamente. (BOWEN e MORTENSEN, 2004) Estudos para recursos eólicos têm confirmado que, os efeitos

¹ A função de Exner, $\Pi = (\bar{p}/\bar{p}_0)^k$, é uma função que define um tipo de sistema de coordenadas isentrópica. A coordenada isentrópica segue isolinhas, neste caso, isolinhas de pressão. Também é um fator importante de estabilidade em modelagem atmosférica.

² Condições neutras ocorrem quando o gradiente adiabático seco coincide com o perfil vertical da temperatura ambiente, limitando os movimentos verticais da massa de ar.

locais dos terrenos complexos nas características de cada turbina têm uma influência significativa na saída de um projeto de energia eólica.

O modelo de microescala WAsP consiste em sub-modelos separados para quantificar os efeitos da orografia, rugosidade da superfície e obstáculos. O efeito da orografia é computado por um modelo espectral com base na função potencial que presume atmosfera neutra estratificada. O parâmetro de rugosidade determina o perfil vertical do vento modelado, que é considerado como sendo logarítmico de acordo com a expressão clássica para a estratificação neutra, e, em seguida, o perfil é modificado por uma correção de estabilidade. (HANSLIAN; HOŠEK, 2015)

O WAsP estima a influência local dos ventos devido a pequenas montanhas, mudanças na rugosidade e obstáculos como árvores ou construções na geração do Atlas do vento a fim de se obter medidas confiáveis. Mortesen e Petersen (1997) estudaram a influência da rugosidade do terreno e as características dos dados de topografia na precisão das previsões em terrenos montanhosos e rugosos usando dados do Norte de Portugal e da França. Os autores concluem que o mais importante fator para a precisão das previsões do WAsP nestes tipos de terrenos é o índice de rugosidade do terreno.

De acordo com Vieira (2008), modelos como o WAsP utilizam o vento geostrófico G , para calcular a velocidade de fricção superficial u , para em seguida obter a velocidade do vento em um determinado nível na camada limite superficial, utilizando a lei do logaritmo do vento, por meio da equação (3.7). No entanto, a partir de dois níveis de velocidade do vento em uma torre eólica, é possível determinar o valor de u para utilizar a lei logarítmica do vento, conforme equação (3.8), determinando-se G por (3.9).

$$\frac{u}{u^*} = \frac{1}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (3.7)$$

$$u^* = \frac{k \cdot [u(z_2) - u(z_1)]}{\ln \left(\frac{z_2}{z_1} \right) - \psi_m \left(\frac{z_2}{L} \right) + \psi_m \left(\frac{z_1}{L} \right)} \quad (3.8)$$

$$G = \frac{u^*}{k} \sqrt{\left(\ln \left(\frac{u^*}{f \cdot z_0} \right) - A \right)^2 + B^2} \quad (3.9)$$

em que u é a componente zonal da velocidade do vento médio, u^* é a velocidade de fricção superficial, k é a constante de Von Kármán, z a altura acima da superfície, z_0 o comprimento de rugosidade superficial, L o comprimento de Monin – Obukhov, ψ_m é a função adiabática para velocidade do vento, G é a velocidade do vento geostrófico, f o parâmetro de coriolis, A a área de alta pressão e B a área de baixa pressão.

Em muitas partes do mundo, os dados de vento medidos são deficientes, ou simplesmente não existem. Por outro lado, modelos globais têm gerado análises nessas áreas. Os projetos de reanálise como, por exemplo, o do NCEP/NCAR tem gerado dados de vento nessas regiões.

Vieira *et al.* (2006) avalia o possível uso das séries de dados, de Plataformas de Coletas de Dados (PCD) e de torres anemométricas, de velocidade e direção do vento geradas em seu projeto na quantificação dos recursos eólicos em duas regiões no Estado do Ceará, a fim de apoiar a instalação de futuros projetos de centrais eólicas na região.

Um dos parâmetros resultantes do WAsP é a distribuição de Weibull, representada pela seguinte equação:

$$f_w = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (3.10)$$

em que

- f_w é a frequência de ocorrência de cada velocidade v
- k representa o fator de forma da distribuição dos ventos, adimensional
- A fator de escala, dado em (m/s)

Os parâmetros k e A da distribuição de Weibull definem a distribuição estatística e estão relacionados, respectivamente, com o desvio padrão na curva de distribuição e à velocidade média dos ventos. (CARVALHO, 2003)

Neste trabalho além do WAsP foi utilizado o programa Windographer para calcular os parâmetros de Weibull em algumas áreas. O Windographer é um software muito utilizado para analisar, visualizar, e trabalhar com dados de velocidade e direção do vento. Normalmente utiliza-se dados de torres anemométricas ou meteorológicas para projetos de energia eólica.

A versão utilizada do Windographer 4 foi disponibilizada, gratuitamente, por alguns dias.

3.4 Metodologia do Trabalho de Tese

Como foi colocado no capítulo anterior, a utilização de modelos de mesoescala para estimativa de potencial eólico é bastante utilizada em todo o mundo, e vários são os modelos aplicados e a metodologia adotada.

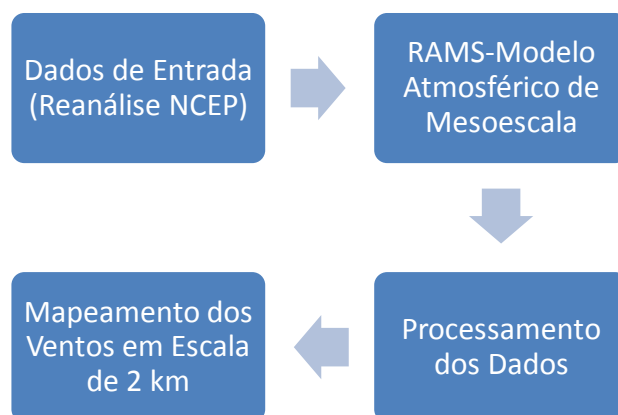
Neste trabalho foi criada uma metodologia com a utilização de um destes modelos, no caso o RAMS, estudando anos específicos com presença dos fenômenos El Niño e La Niña que têm influência sobre o regime de ventos no Ceará.

Na análise foram utilizados períodos extremos chamados de “período seco” e “período chuvoso”, com o objetivo de identificar os máximos e a média (velocidade do vento), já que mínimos sempre tendem a zero.

Os dois modelos usados para a estimação do potencial *offshore* no Ceará são o modelo numérico de mesoescala RAMS v.6.0 e o modelo de microescala WASP Versão 11. O modelo RAMS, como já relatado anteriormente, é um modelo regional amplamente usado para previsões de tempo e clima, e o modelo WASP é específico para determinar o potencial eólico a partir dos dados de ventos de alta qualidade em microescala.

A previsão dos recursos eólicos *offshore* no Estado do Ceará em nível de mesoescala opera conforme o esquema mostrado na Figura 3.2. A fonte dos dados utilizada foi a previsão diária fornecida pelo NCEP. Dados do NCEP alimentaram o modelo numérico de previsão regional RAMS, que fez o processamento dos dados e obteve como resultado o mapeamento dos ventos com resolução de 2 km.

Figura 3.2 Diagrama da metodologia utilizada em mesoescala.



Fonte: própria.

Para estimar o potencial *offshore* do Estado do Ceará, foram simulados períodos extremos com presença de El Niño e La Niña, bem como um ano completo Neutro. As escolhas dos anos de El Niño, La Niña e Neutro tiveram como base os estudos comprovados na Tabela 2.2 apresentada no Capítulo 2.

O período de El Niño simulado foi 1997/1998, considerado El Niño forte, onde foram analisados dois meses do período seco (setembro e outubro de 1997) e dois meses do período chuvoso (março e abril de 1998). O período de La Niña simulado foi 2007/2008, considerado La Niña forte, onde foram analisados dois meses do período seco (setembro e outubro de 2007) e dois meses do período chuvoso (março e abril de 2008). O ano Neutro considerado foi 2001/2002 onde foram simulados os meses de julho a dezembro de 2001 e janeiro a junho de 2002. A Tabela 3.1 sumariza os períodos analisados no trabalho.

Tabela 3.1 Períodos simulados.

Período	Ano	Meses	Estação
El Niño	1997	Setembro/outubro	Seca
	1998	Março/abril	Chuvosa
La Niña	2007	Setembro/outubro	Seca
	2008	Março/abril	Chuvosa
Neutro	2001	Julho/dezembro	Seca
	2002	Janeiro/junho	Chuvosa

Desta forma pretendeu-se observar como se comporta um ano Neutro, sem a influência de fenômenos extremos, e avaliar o potencial da área em estudo. No caso do surgimento de algum fenômeno atípico El Niño ou La Niña, pode-se saber que influência terá no regime de ventos da costa do estado do Ceará.

Além da velocidade média e máxima, direção média e densidade de potência média e máxima do vento, a turbulência também foi estimada.

Com base nos dados simulados na avaliação de mesoescala, foram avaliados quatro estudos de caso, simulando parques *offshore*. As localidades escolhidas foram Icapuí, Lagoinha, Flecheiras e Camocim pelo fato de possuírem dados de torres anemométricas, próximas aos parques fictícios estabelecidos. A Figura 3.3 mostra a localização no mapa dos referidos pontos de estudo.

Figura 3.3 Localização das cidades para estudo de caso.



Fonte: Google Earth

A Tabela 3.2 mostra os pontos de localização dos parques simulados nas cidades escolhidas. Observa-se que os mesmos se situam próximo à costa e possuem baixa profundidade.

A profundidade foi definida baseada nas cartas náuticas (em ANEXO) disponibilizadas pela Capitania dos Portos do Estado do Ceará citada anteriormente.

Tabela 3.2 Cidades escolhidas para os estudos de caso.

Cidade	Distância da Costa	Profundidade
Lagoinha	5 km	-10/-12 m
Camocim	5 km	-8/-11 m
Icapuí	5 km	-8/-10 m
Flecheiras	5 km	-10/-12 m

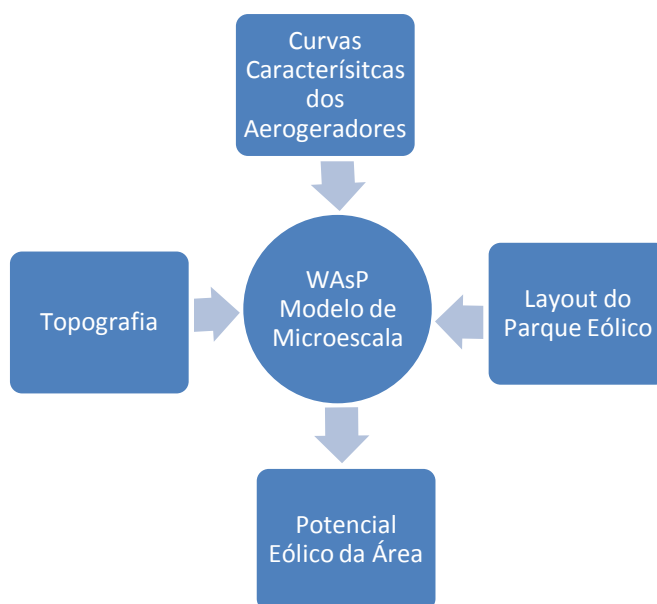
Para a realização das rodadas de simulação de mesoescala, contou-se com a colaboração de dois laboratórios do Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas (MACFA) da Universidade Estadual do Ceará (UECE). Foram usadas 8 máquinas Core 2quad ligadas em paralelo, pertencentes ao Laboratório Integrado de Micro Meteorologia e Modelagem Atmosférica (LIMMA-UECE), e 8 máquinas Quad Core, pertencentes ao Laboratório EOLUS-UECE. A Figura 3.4 mostra a estrutura de um dos *clusters* utilizados.

Figura 3.4 *Cluster* do Laboratório LIMMA da UECE.

Fonte: Acervo do Laboratório LIMMA.

A Figura 3.5 ilustra a metodologia utilizada para a elaboração da avaliação de microescala utilizado o WASP. Nele é inserido a topografia do terreno em estudo, as características dos diferentes tipos de aerogeradores a serem testados, além do layout do parque para que possa ser extraído o potencial eólico desta região.

Figura 3.5 Diagrama da metodologia utilizada em microescala.



Fonte: própria.

A informação atmosférica em alta resolução com o dados de velocidade e direção do vento, fornecida pela simulação de mesoescala RAMS, alimentaram o modelo WasP. Nos estudos de caso acima citados, os dados obtidos pelo RAMS foram inseridos no WAsP e gerado um *micrositing*.

Para um caso específico onde se tinham dados resultantes do RAMS e de Torre anemométrica (caso Icapuí), o mesmo procedimento foi feito para os dois conjuntos de dados (simulados e medidos), a fim de comparar os resultados obtidos, considerando que todas as condicionantes foram as mesmas, topografia, densidade do ar, fluxo de calor, máquina e layout.

Os resultados estimaram a produção anual do parque simulado, velocidade média, densidade de potência, direção, distribuição de frequência.

3.5 Correlação dos Dados

Para validar as simulações realizadas com o RAMS, seus resultados foram comparados com medidas reais da Torre Anemométrica do Governo do Estado do Ceará

localizada no município de Camocim, altura de 60,4 m e de Torres particulares localizadas em Flecheiras (80 m), Lagoinha (60 m) e Icapuí (60 m).

Por conta da dificuldade de acesso aos dados de torres particulares, a validação se limitou a alguns intervalos de tempo (meses), pois o conjunto de dados adquiridos não correspondeu diretamente com os dados simulados e não houve condições computacionais favoráveis para efetuar novas rodadas utilizando o RAMS.

Para fazer uma análise mais completa foi calculada além da correlação de Pearson, o Índice de Concordância de Willmontt e o *Mean Bias Error* (MBE).

Para verificar o desempenho do modelo para os dados obtidos através das simulações realizadas em comparação com os dados medidos, foi utilizado o coeficiente da correlação de Pearson (r), conforme Pielke (2002), que descreve a colinearidade entre os valores observados e simulados.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i - \bar{P})(O_i - \bar{O})}{[\sum_{i=1}^N (P_i - \bar{P})^2 \sum_{i=1}^N (O_i - \bar{O})^2]^{0,5}} \quad (3.11)$$

em que:

- P_i são os valores previstos,
- \bar{P} a média dos valores de todas as amostras,
- O_i os valores observados,
- \bar{O} a média dos valores observados, e
- N o número total de dados.

A correlação de Pearson mede o grau da correlação linear entre duas variáveis quantitativas. É um índice adimensional com valores situados ente -1,0 e 1.0 inclusive, que reflete a intensidade de uma relação linear entre dois conjuntos de dados.

Tabela 3.3 Valores dos critérios de correlação de Pearson.

CORRELAÇÃO	DESEMPENHO
>0,90	Ótimo
0,89 a 0,70	Bom
0,69 a 0,40	Regular
0,39 a 0,20	Ruim
<0,19	Péssimo

Fonte: DEVORE, 2006.

Foi utilizado o MBE (*Mean Bias Error*) que representa o desvio da média. Este é um indicador que fornece informação sobre o desempenho de um modelo de longo prazo. Pode ser representado pelos valores negativos ($MBE < 0$) ou valores positivos ($MBE > 0$), indicando uma subestimação ou superestimação, respectivamente, representados em (3.12). (WILMOTT, 2005)

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^l (P_i - O_i) \quad (3.12)$$

A exatidão relacionada ao afastamento dos valores estimados em relação aos observados é dada estatisticamente pelo índice de concordância d proposto por Wilmott *et al.* (2012). Seus valores variam de zero, para nenhuma concordância, a 1, para a concordância perfeita. O índice é dado em (3.13).

$$d = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (P_i - O_i)^2}{\sum_{i=1}^N (|P_i - \bar{O}| + |O_i - \bar{O}|)^2} \quad (3.13)$$

sendo

P_i valor estimado;

O_i valor observado;

\bar{O} média dos valores observados.

Os resultados encontrados estão descritos nas Tabelas 3.4 a 3.7 para cada localidade, os quais apontam uma correlação muito boa para o ano de 2005. Para os períodos analisados de 2007 e 2008 a correlação foi regular.

Tabela 3.4 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Camocim.

CAMOCIM	2005-10
r = Coeficiente de correlação de Pearson	0.90
ID = Índice de concordância de Willmott	0.92
MBE	-1.01
RMSE	1.86
MSE	3.46

Tabela 3.5 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Flecheiras.

FLECHEIRAS	2008-10
r = Coeficiente de correlação de Pearson	0.58
ID = Índice de concordância de Willmott	0.63
MBE	-1.80
RMSE	2.40
MSE	5.74

Tabela 3.6 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Lagoinha.

LAGOINHA	2007-09-10
r = Coeficiente de correlação de Pearson	0.60
ID = Índice de concordância de Willmott	0.65
MBE	-1.70
RMSE	2.34
MSE	5.46

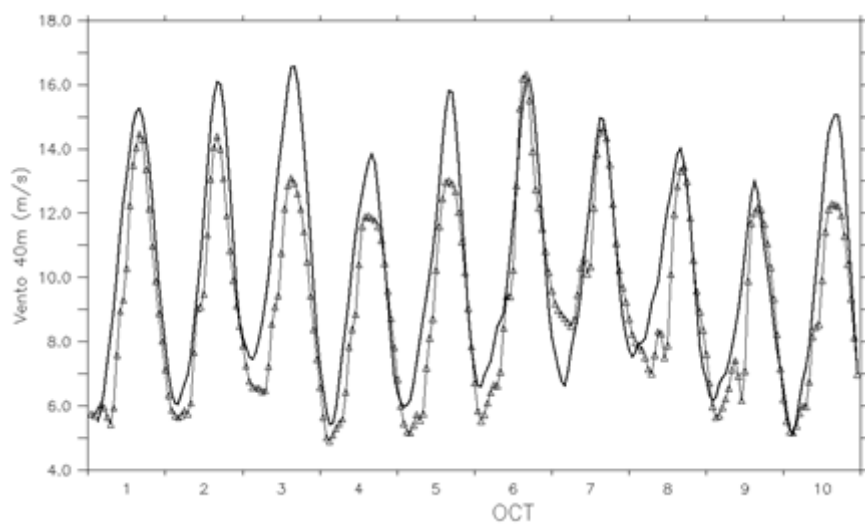
Tabela 3.7 Validação entre valores simulados no RAMS e valores medidos para Icapuí.

ICAPUÍ	2007-09-10
r = Coeficiente de correlação de Pearson	0.50
ID = Índice de concordância de Willmott	0.70
MBE	-0.17
RMSE	1.31
MSE	1.71

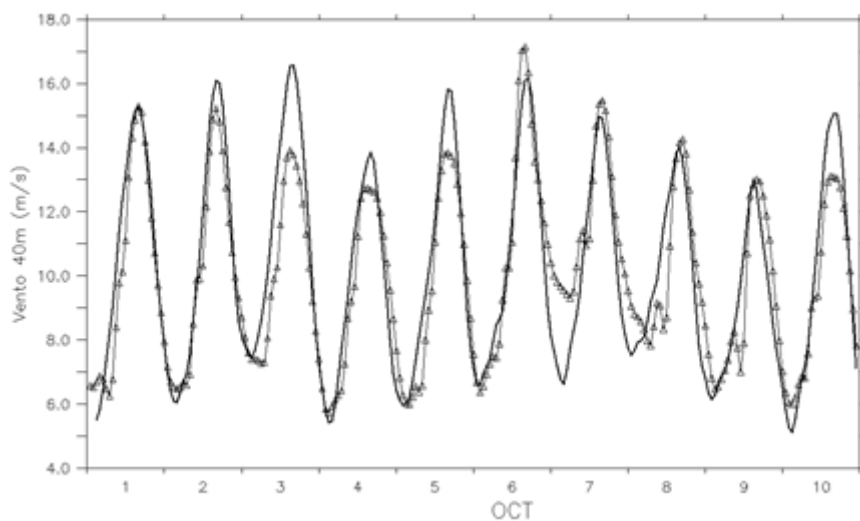
A Figura 3.6 faz uma comparação entre dados observados e simulados para o ponto da torre de Camocim. O objetivo deste gráfico é mostrar que o modelo consegue reproduzir as tendências observadas no ciclo diurno dos ventos.

Foram utilizados anos diferentes (observação 2005 e modelagem 2001) devido a ausência de dados observados para o ano neutro de 2001. Neste caso a comparação entre anos diferentes é aceitável porque a variabilidade interanual no mês de setembro é pequena como é mostrado nos gráficos abaixo.

Figura 3.6. Velocidade do vento em Camocim, observado (linha fina) e simulado no RAMS (linha fina com triângulos). (a) sem correção do bias; (b) com correção do bias.



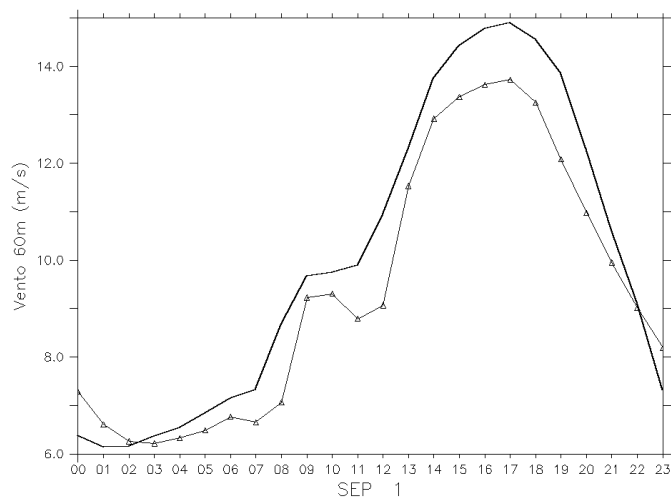
(a)



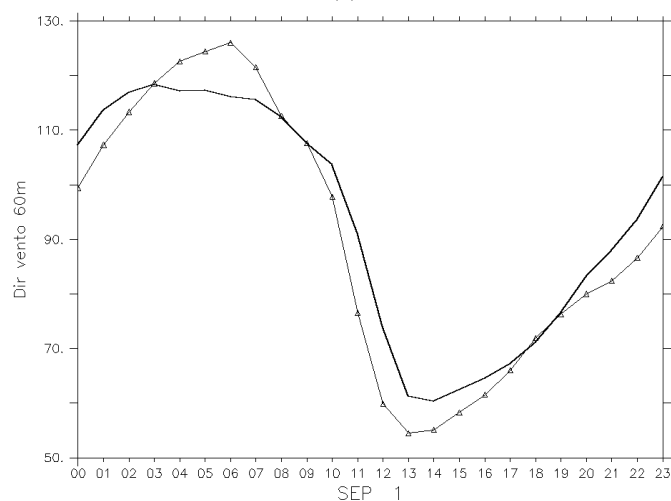
(b)

A Figura 3.7 faz a comparação entre observação e modelagem para o mês de setembro de 2005 (ciclo diurno) também para Camocim, analisando a série temporal de velocidade e direção do vento.

Figura 3.7. Comparação entre observação e modelagem para o mês de setembro (ciclo diurno): linha grossa vento a 60m medido na torre de Camocim em set de 2005; linha fina com triângulos: ciclo diurno do vento modelado para set de 2001. (a) velocidade; (b) direção.



(a)



(b)

Observa-se que a intensidade dos ventos em setembro para a localidade da torre de Camocim não muda significativamente de um ano para o outro, sendo a variabilidade interanual muito pequena no período de ventos mais fortes. Este fato destaca a relativa constância dos ventos neste período.

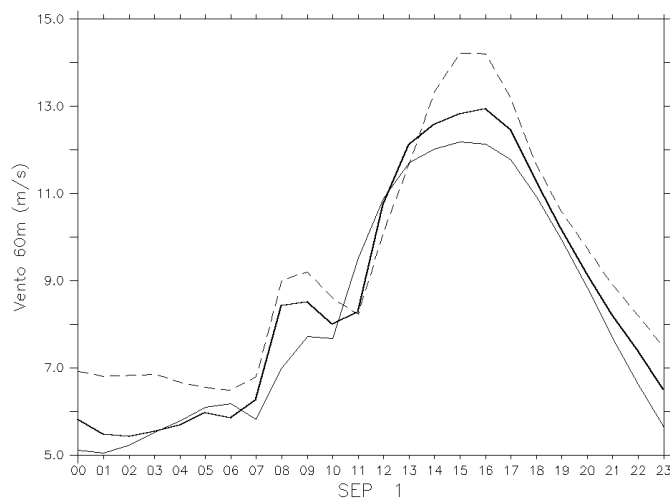
Observe que mesmo considerando períodos de eventos extremos (El Niño/La Niña fortes), a variabilidade interanual do ciclo diurno do vento é pequena.

A Figura 3.8 compara os dados observados da torre de Camocim de setembro de 2005 com os dados simulados pelo RAMS para os meses de setembro de 2001 (ano neutro), setembro de 1997 (El Niño) e setembro de 2007 (La Niña). Foi analisado velocidade e direção do vento.

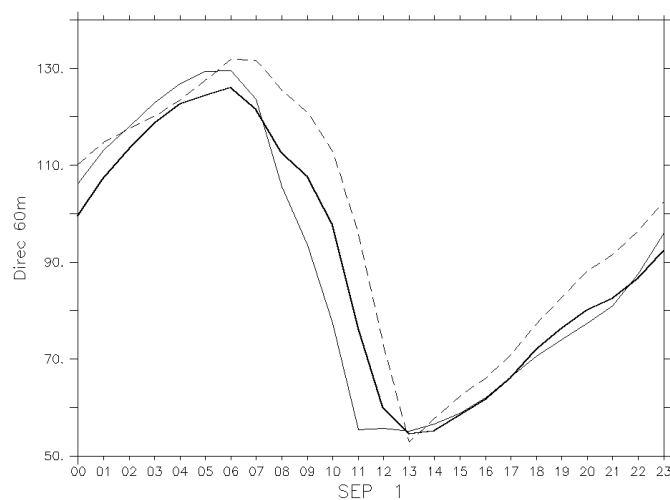
A Figura 3.8 mostra Ciclo diurno (hora local) da velocidade e direção do vento. Observa-se que a direção no período de setembro também apresenta pequena variabilidade interanual. A variabilidade na direção destaca o fenômeno de brisa, vento soprando do continente para o mar com continentalidade máxima em torno das 06:00 (hora local) e do mar para o continente com componente oceânica máxima às 14:00 h.

A Figura 3.9 faz a mesma análise só que para o mês de abril.

Figura 3.8: Ciclo diurno (hora local) do vento horizontal observado a 60m para o mês de setembro (2005) e para a localidade da torre de Camocim → linhas cheia, fina e tracejada são respectivamente vento nos anos neutro, El Nino e La Nina (set. 2001, set. 1997 e set. 2007). (a) velocidade do vento; (b) direção do vento.

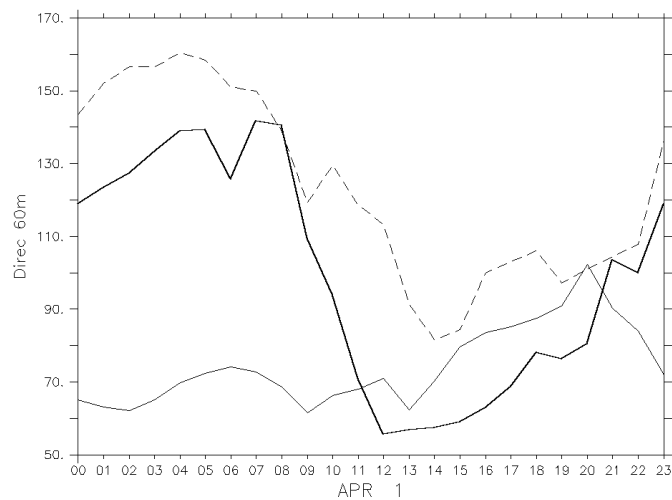


(a)

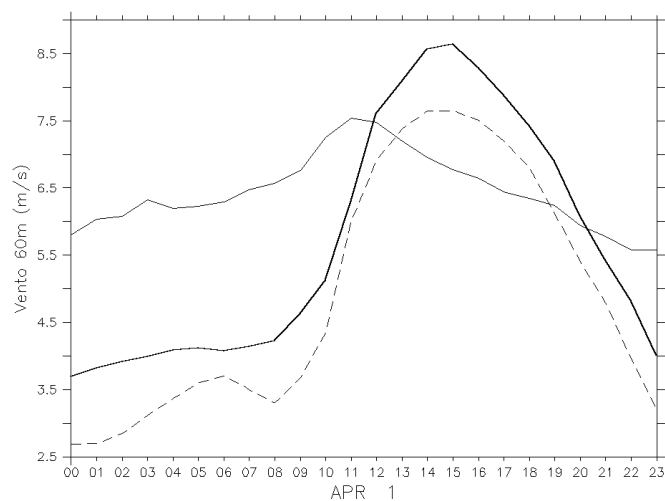


(b)

Figura 3.9: Ciclo diurno (hora local) do vento horizontal observado a 60m para o mês de abril e para a localidade da torre de Camocim → linhas cheia, fina e tracejada são respectivamente vento nos anos neutro, El Nino e La Nina (set 2001, set 1997 e set 2007). (a) velocidade do vento; (b) direção do vento.



(a)



(b)

Observa-se que a variabilidade interanual da intensidade dos ventos é muito maior no período chuvoso do que no período seco, os ventos são bem mais fracos no período chuvoso. Toda esta variabilidade interanual dificulta consideravelmente a previsão numérica de ventos para o período chuvoso.

No ano neutro (linha mais grossa), o ciclo diurno na direção dos ventos provocado pelo fenômeno de brisa ainda se mantém (comparar com figura anterior (b)). No ano de El Niño os ventos mais fortes de grande escala ocultam a variabilidade na direção reduzida pelo fenômeno de brisa.

3.5 Parametrizações do Modelo Numérico RAMS

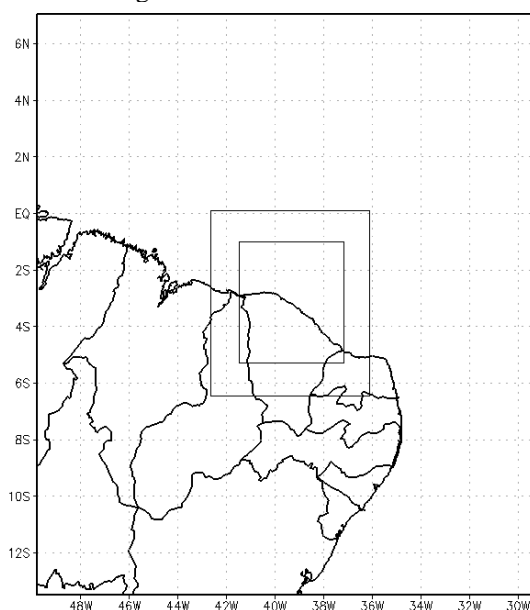
As simulações realizadas usando o modelo RAMS foram baseadas nas configurações descritas na Tabela 3.8 onde são apresentadas as configurações das grades, resolução horizontal, pontos de grade, resolução vertical inicial, níveis verticais, razão de alargamento na vertical e espaçamento máximo na vertical.

Tabela 3.8 Grades do modelo RAMS.

Configuração	Grade 1	Grade 2	Grade 3
Espaçamento em x	24 km	6 km	2 km
Espaçamento em y	24 km	6 km	2 km
Pontos de grade x	108	122	239
Pontos de grade y	108	122	239
Espaçamento inicial em z	20 m	20 m	20 m
Níveis verticais	51	51	51
Razão de alargamento em z	1,1	1,1	1,1
Espaçamento em z máximo	1000m	1000m	1000m

As simulações de mesoescala foram feitas com três grades aninhadas, a primeira grade situada sobre parte do Nordeste, a segunda sobre o Ceará e a terceira abrangendo todo o litoral do Ceará como ilustrado na Figura 3.10. Somente os resultados da grade de maior resolução foram analisados.

Figura 3.10 Grades aninhadas.



Fonte: Autor.

A parametrização utilizada foi Kain-Frit para convecção, Mellor e Yamada para turbulência, e Harrington para radiação.

Segundo Skamarock et al. (2008), o esquema de Kain-Frit para convecção é uma parametrização de fluxo de massa, que utiliza um modelo de nuvem simples, com correntes ascendentes e descendentes úmidas, incluindo os efeitos de evacuação, arrastamento, e microfísica relativamente simples.

Uma das razões para a preferência do modelo Mellor e Yamada para turbulência é a de que ele utiliza um número mínimo de constantes universais (constantes de fechamento), determinado a partir de experimentos de laboratório e de campo na estratificação neutra e ainda reproduz bem as funções não dimensionais observadas de gradiente na camada de superfície. (NAKANISHI, 2001)

A parametrização de radiação de Harrington foi desenvolvida de modo que o cálculo da radiação leve em conta a quantidade de água líquida na nuvem, a fase de gelo, partículas atmosféricas, etc. (MENEZES, 2007)

A parametrização de Harrington (1977) contabiliza a radiação de onda curta (radiação solar) em cinco bandas e a radiação de onda longa (infravermelha) em três bandas. O esquema resolve a interação da radiação com os gases e hidrometeoros de nuvens (quantidade de água líquida na nuvem, a fase do gelo, partículas atmosféricas e gases). (COTTON *et al*, 2003)

Um fluxo de ar turbulento consiste em movimentos de ar totalmente estocásticos, caracterizado por variações rápidas na velocidade e direção do vento. A turbulência contribui bastante para as cargas de fadiga nas turbinas eólicas. (CARPMAN, 2011) A intensidade da turbulência é definida como o desvio padrão da velocidade longitudinal do vento, normalizada com a velocidade média do vento, dada por:

$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (3.14)$$

em que

TI é intensidade da turbulência,

\bar{u} é velocidade média,

σ_u é desvio padrão da velocidade longitudinal do vento.

3.6 Configurações do modelo WAsP

O modelo de microescala foi configurado conforme diagrama esquemático mostrado na Figura 3.4, sendo alimentado inicialmente com dados de topografia digital, de medições simuladas e com ajustes de alguns dos seus parâmetros descritos a seguir.

Adotou-se as alterações feitas por Vieira et al. (2006) e Vieira et al. (2007) que apresenta discussão sobre ajuste de diversos parâmetros do WAsP para melhor representar as condições típicas do Estado do Ceará, com destaque para os seguintes:

- “Offset heat flux over land” (Calor sensível sobre o continente) = 60 W.m^2
(Default = -40 W.m^2)
- “RMS heat flux over land” (Desvio-padrão do calor sensível sobre o continente) = 50 W.m^2 (Default = 100 W.m^2)
- “RMS heat flux over water” (Desvio-padrão do calor sensível sobre corpos d’água) = 5 W/m^2 (Default = 30 W.m^2)

A densidade do ar adotada foi calculada no próprio WAsP, visto que a média da temperatura dos últimos 30 anos das cidades estudadas fica entre 27° e 28° de acordo com dados disponibilizados pelo site Clima Tempo (<http://www.climatempo.com.br/>). Como a altura adotada foi de 80 m, os valores de densidade do ar correspondentes foi de, aproximadamente, $1,18 \text{ kg/m}^3$.

Em todos os casos, a topografia adotada na simulação em microescala é oriunda do projeto *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM) com linhas interpoladas em intervalos de 5 em 5 metros, com distância de 30 km da torre. Esta representação é considerada suficiente para garantir desempenho razoável do modelo de escoamento atmosférico de microescala do WAsP.

A distância para a praia influencia muito a construção e os custos de operação e manutenção. Durante a construção, são feitas uma série de viagens até osítio da usina eólica para descarregar os equipamentos. Este período de viagem é caro e, portanto, quanto mais próximo um site *offshore* é de uma instalação portuária industrial, a

instalação será menos cara. Além disso, a distância da costa também determina a quantidade de cabos de transmissão necessária. Durante a operação uma equipe de manutenção fará viagens regulares para o parque eólico a fim de monitorar as fundações, torres e turbinas.

Os estudos econômicos publicados indicam fortemente que dada a escolha, consumidores, em média, preferem que os parques eólicos *offshore* sejam localizadas a distâncias maiores da costa e, em alguns casos, completamente fora do campo de visão, Como apontam dois estudos da Dinamarca (LADENBURG e DUBGAARD, 2007; 2009; LADENBURG et al., 2011), um da França (WESTERBERG et al., 2011) e dois dos EUA (KRUEGER et al., 2011; LANDRY et al., 2012)

A geometria da colocação da turbina e intensidade da turbulência são parâmetros muito importantes que afetam as perdas de rendimento do parque eólico. Estudos têm mostrado que para turbinas que são espaçadas entre si de 8 a 10 vezes o diâmetro do rotor, têm perdas menores que 10%. (LISSAMAN et al 1982)

Neste trabalho como foram utilizadas três máquinas diferentes e com diâmetros específicos do rotor, para que as turbinas permanecessem nas mesmas posições independente da máquina utilizada, a distância entre as mesmas sofreram alterações para cada modelo.

Tabela 3.9 Aerogeradores utilizados e distância entre turbinas.

AEROGERADORES	DISTÂNCIA ENTRE TURBINAS
Vestas 80 MW	10D
Siemens 3.6 MW	8D
Enercon 4.5MW	8D

O Fator de Capacidade - FC é o índice que expressa a qualidade de um projeto em termos de potencial eólico. O FC varia na razão direta do potencial eólico e expressa também a eficiência da turbina eólica empregada. Para um mesmo projeto, o FC pode ser diferente dependendo do modelo e da tecnologia de turbina empregada. Outro aspecto que está embutido no FC é a configuração do Parque Eólico (layout ou arranjo de máquinas). Quanto menor as perdas por interferência aerodinâmica entre as máquinas, maior a eficiência do Parque Eólico. As perdas na transmissão elétrica ficam também refletidas neste índice, ou seja, quanto menor as perdas elétricas, maior o FC.

De acordo com Custódio (2009), o FC de um aerogerador é a relação entre a energia elétrica gerada e sua capacidade de produção. Pode ser calculado para qualquer período de tempo, entretanto é usual sua verificação anual.

$$FC = \frac{EAG}{8760 * P} \quad (3.15)$$

em que

FC = fator de capacidade [adimensional ou %, se multiplicado por 100],

EAG = energia anual gerada [kWh],

P = potência nominal [kW].

3.7 Conclusão

Este Capítulo apresentou a metodologia utilizada para o desenvolvimento da tese e mostrou as características dos modelos numéricos utilizados, RAMS e WAsP. Mostrou-se as parametrizações adotadas nos modelos de meso e microescala. Apresentou-se as bases para a escolha dos períodos e dos anos a eles associados usados para levantamento do potencial eólico offshore do Ceará. Por fim, localizou-se as cidades escolhidas para os estudos de caso e elaboração dos microsittings no WAsP.

Nas correlações feitas comparando as simulações numéricas realizadas com dados de torres anemométricas disponíveis, o RAMS subestimou os dados reais, porém o índice de concordância variou entre 0,63 e 0,90 nas quatro correlações realizadas. Os resultados para correlação de Pearson ficou entre 0.50 e 0.90, apresentado valores regulares para Icapuí, Lagoinha e Flecheiras e ótimo para Camocim que apresentou a correlação mais satisfatória.

4. ESTIMATIVA DE POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE USANDO O MODELO METEOROLÓGICO RAMS

4.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentados os resultados sobre o potencial *offshore* da costa cearense, destacando as velocidades médias e máximas, a direção média, a densidade de potência média e máxima e a turbulência dos ventos, para períodos de El Niño, La Niña e para um ano considerado Neutro.

Além das análises feitas para toda a grade 3 que contempla a costa cearense e parte do estado, também foram feitos quatro estudos de caso utilizando os dados resultantes do RAMS a fim de avaliar as características específicas dos lugares aos quais se possuía medição efetiva. São apresentados direção predominante do vento e valores de velocidade média horária anual, além dos histogramas de frequência de Weibull para quatro cidades distintas: Camocim, Icapuí, Lagoinha e Flecheiras.

4.2 Estimação de Velocidade, Direção, Densidade de Potência e Turbulência do Vento

4.2.1 Velocidade do Vento

As Figuras 4.1 (a), 4.1 (b) e 4.1(c) mostram o comportamento da velocidade média do vento analisada na altura de 100 m, para o período seco (setembro e outubro), de El Niño, Neutro e La Niña respectivamente.

No período seco os anos analisados são 1997 (caracterizado pela presença de El Niño), o ano de 2001 (ano considerado neutro) e o ano de 2007 (caracterizado pela presença de La Niña).

Pode-se observar que a velocidade média da costa cearense para o período seco apresentou valores de velocidade mais representativos no ano de La Niña com valores entre 12 e 14 m/s.

Observa-se nas Figuras 4.2 (a), (b) e (c) que os máximos de velocidade do vento para setembro e outubro são localizados no extremo oeste do litoral cearense, com valores acima de 16 m/s. Sendo que os valores mais intensos são encontrados no ano de La Niña.

Figura 4.1 Velocidade média do vento (m/s) medida a 100 m para o período seco.

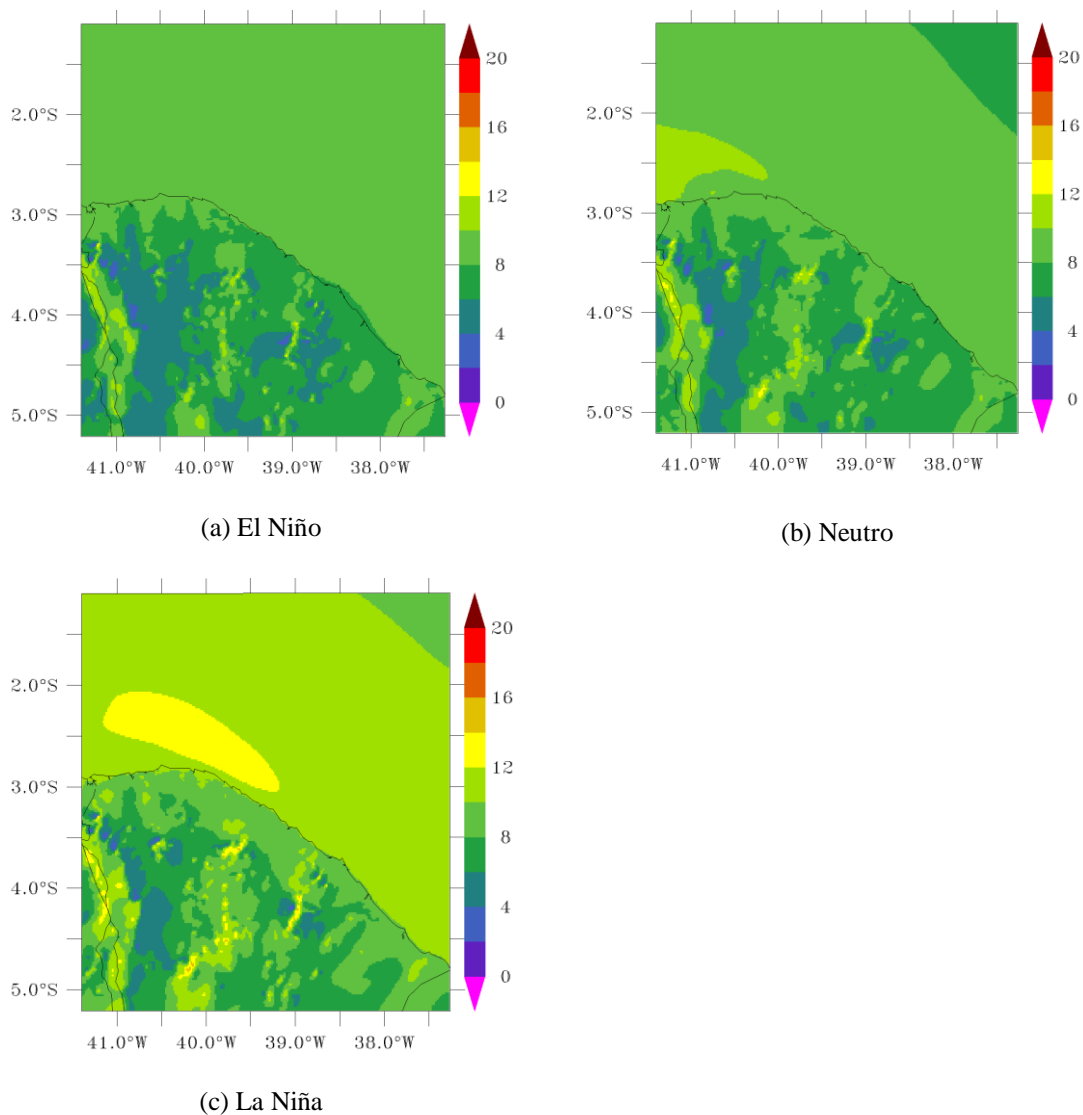
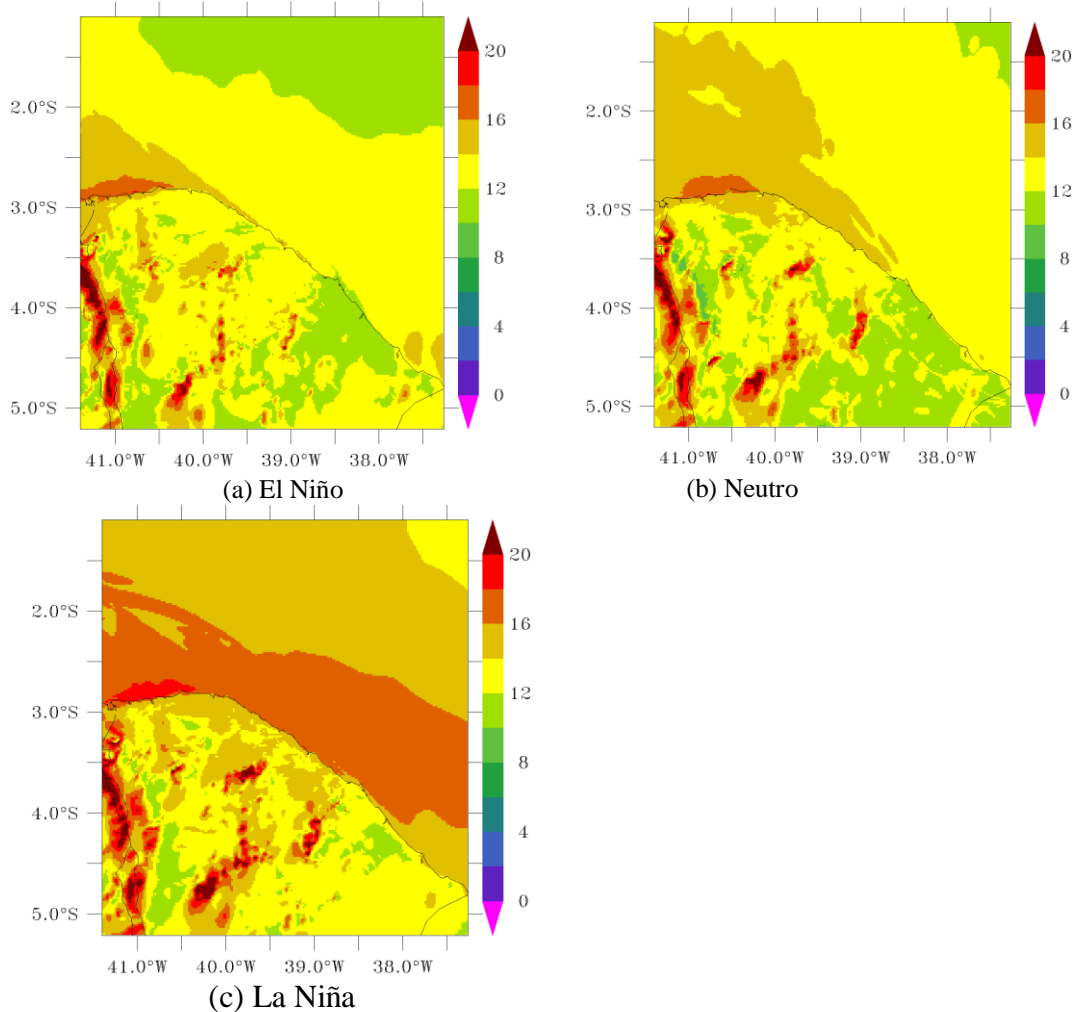


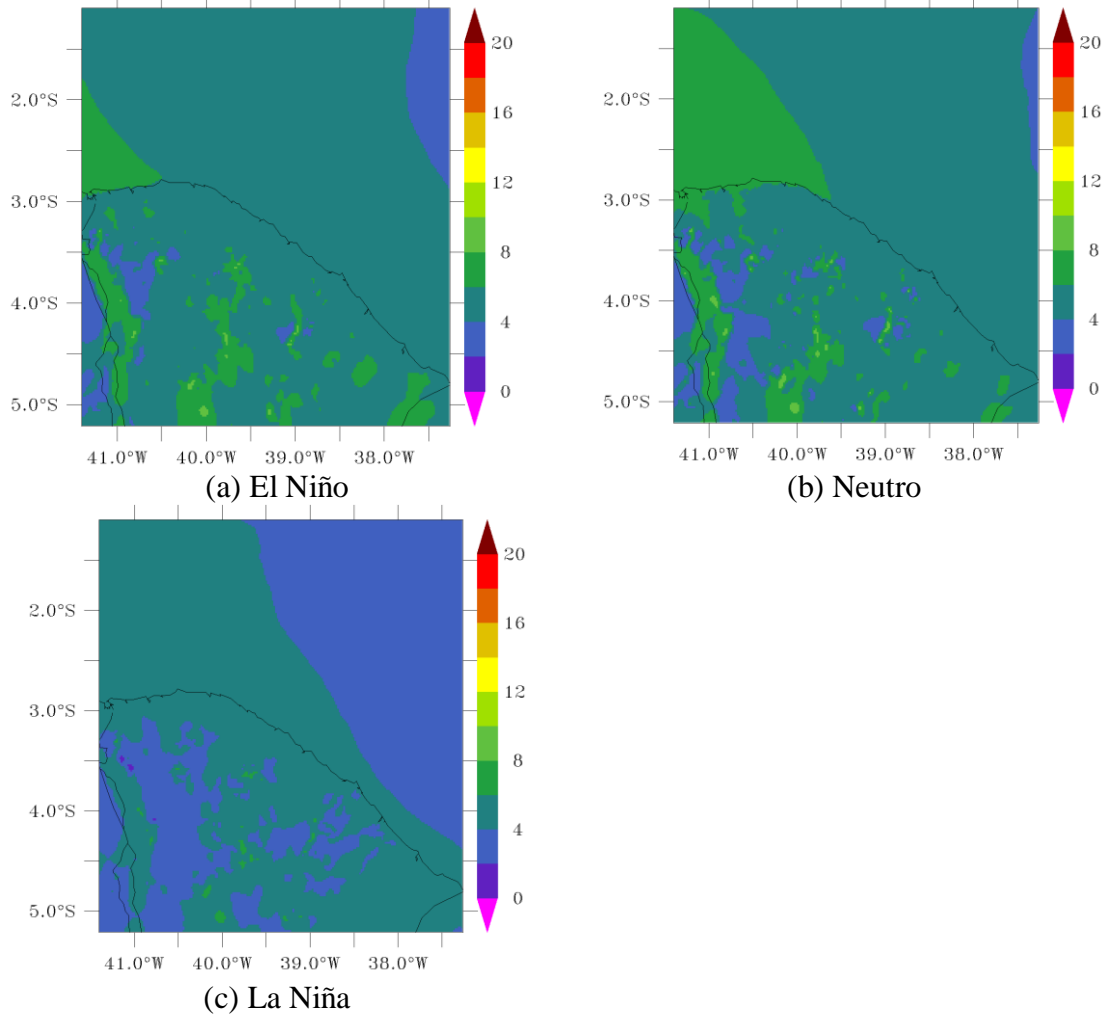
Figura 4.2 Velocidade máxima do vento (m/s) medida a 100 m para o período seco.



As Figuras 4.3 (a), 4.3 (b) e 4.3 (c) mostram o comportamento da velocidade média do vento analisada a 100 m de altura, para o período chuvoso (março e abril) de 1998 (El Niño), 2002 (neutro) e 2008 (La Niña).

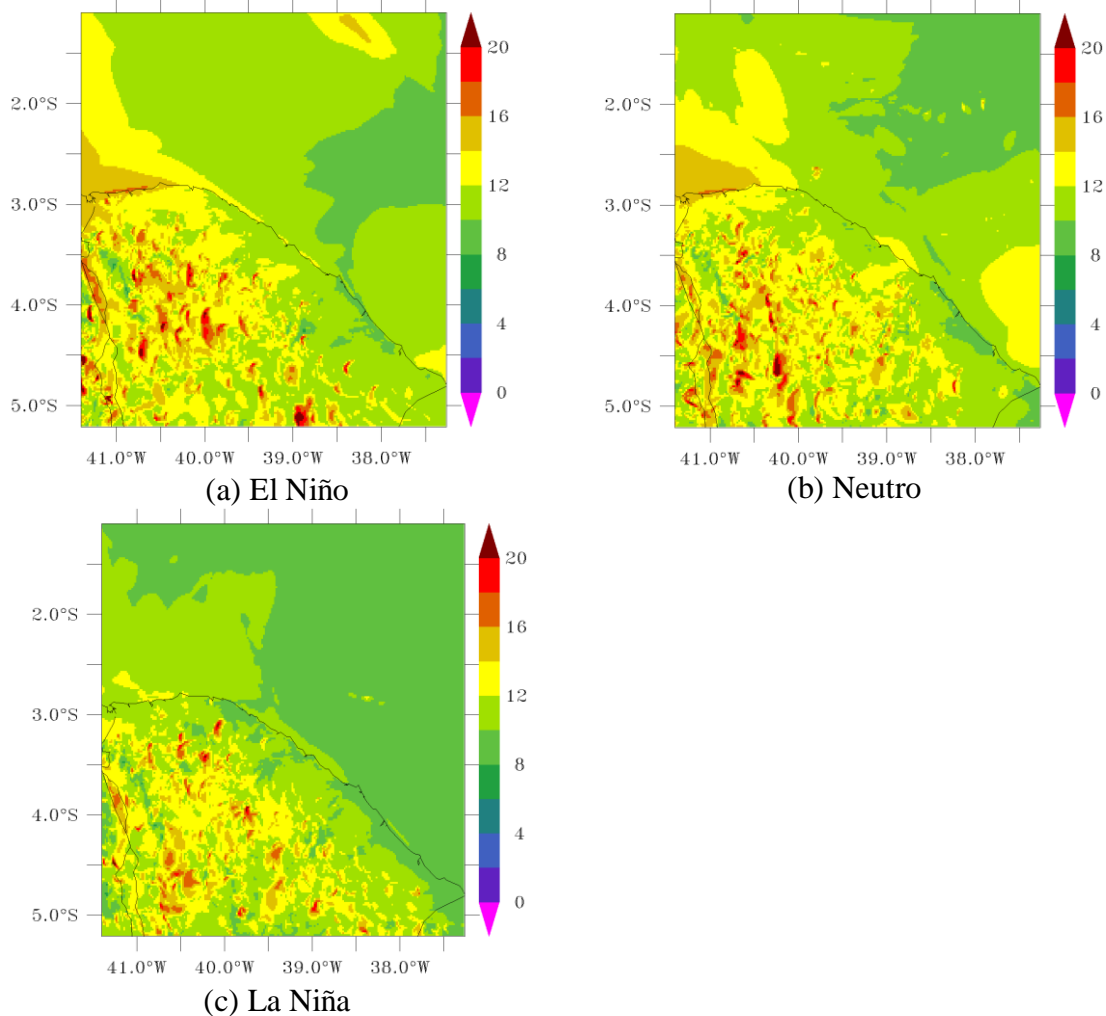
Os valores médios de velocidade do vento estimados estão abaixo de 8 m/s nos três casos, sendo que no ano de La Niña os valores são ainda menores, estando toda a costa abaixo de 6 m/s.

Figura 4.3 Velocidade média do vento (m/s) medida a 100 m para o período chuvoso.



Os valores máximos apresentados na Figura 4.4 (a), 4.4 (b) e 4.4 (c) retratam a mesma lógica, onde o ano neutro se destaca com valores de velocidades maiores para uma maior faixa de costa. E o período de La Niña apresenta os menores valores máximos de velocidade com relação aos três períodos.

Figura 4.4 Velocidade máxima do vento (m/s) medida a 100 m para o período chuvoso.

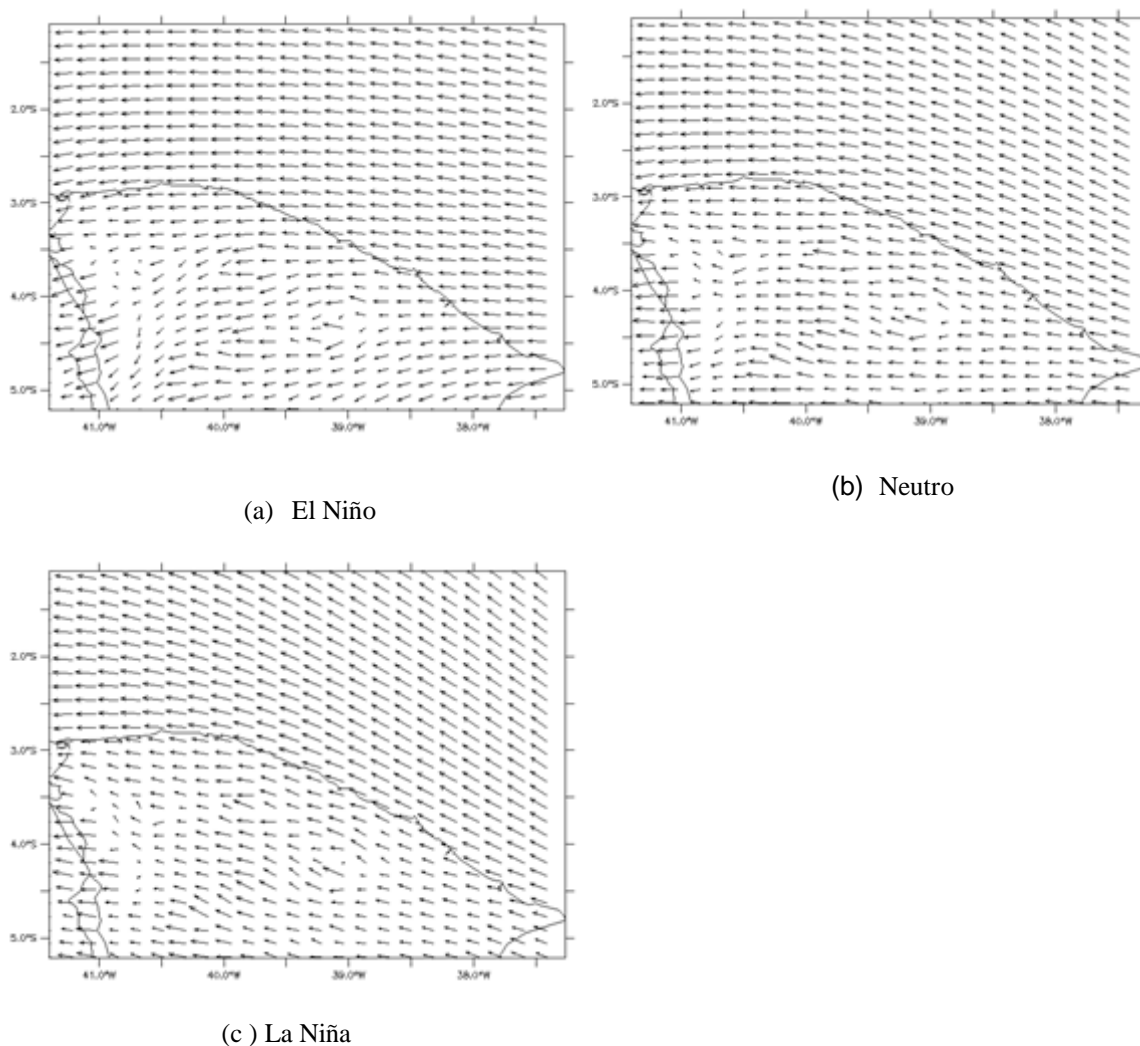


4.2.2 Direção do vento

As Figuras 4.5 (a), (b), (c) e (d) indicam a direção média predominante do vento no litoral do Ceará, para os meses do período seco (setembro e outubro) dos anos de 1997 (El Niño), 2001 (Neutro) e 2007 (La Niña), todos à altura de 100 m.

As direções predominantes dos ventos no litoral cearense em setembro e outubro para os três períodos são de Leste para Oeste.

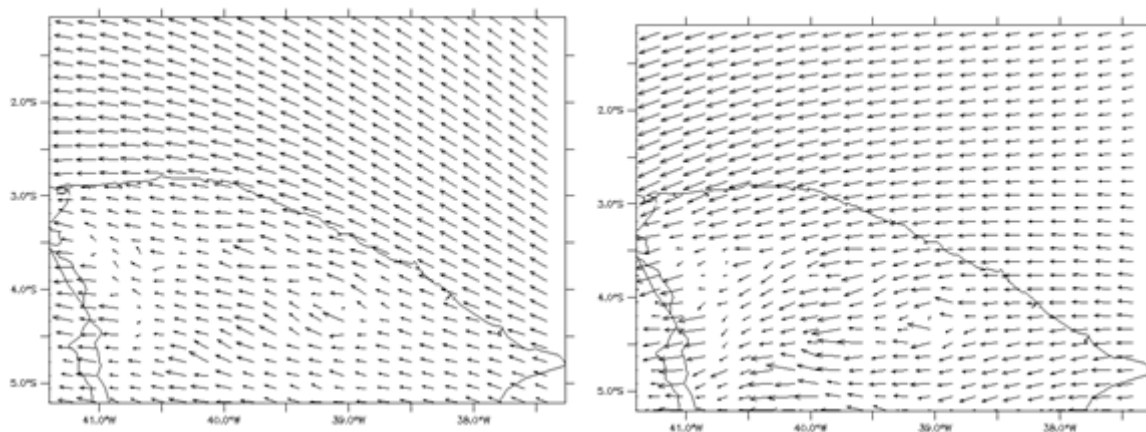
Figura 4.5 Direção média do vento à altura de 100 m, período seco.



As Figuras 4.6 (a), (b), (c) e (d) indicam a direção média predominante do vento no litoral do Ceará, para os meses do período chuvoso (março e abril) dos anos de 1998 (El Niño), 2002 (Neutro) e 2008 (La Niña), todos à altura de 100 m.

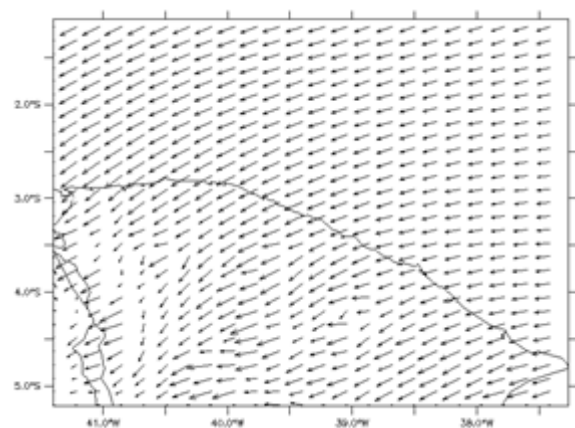
As direções predominantes dos ventos no litoral cearense no período chuvoso sofrem mais oscilações e se apresentam um pouco diferente para os três períodos, sendo em média de Sudeste para Noroeste no El Niño, de Leste para Oeste no período Neutro e de Nordeste para Sudoeste na La Niña.

Figura 4.6 Direção média do vento à altura de 100 m, período chuvoso.



(a) El Niño

(b) Neutro



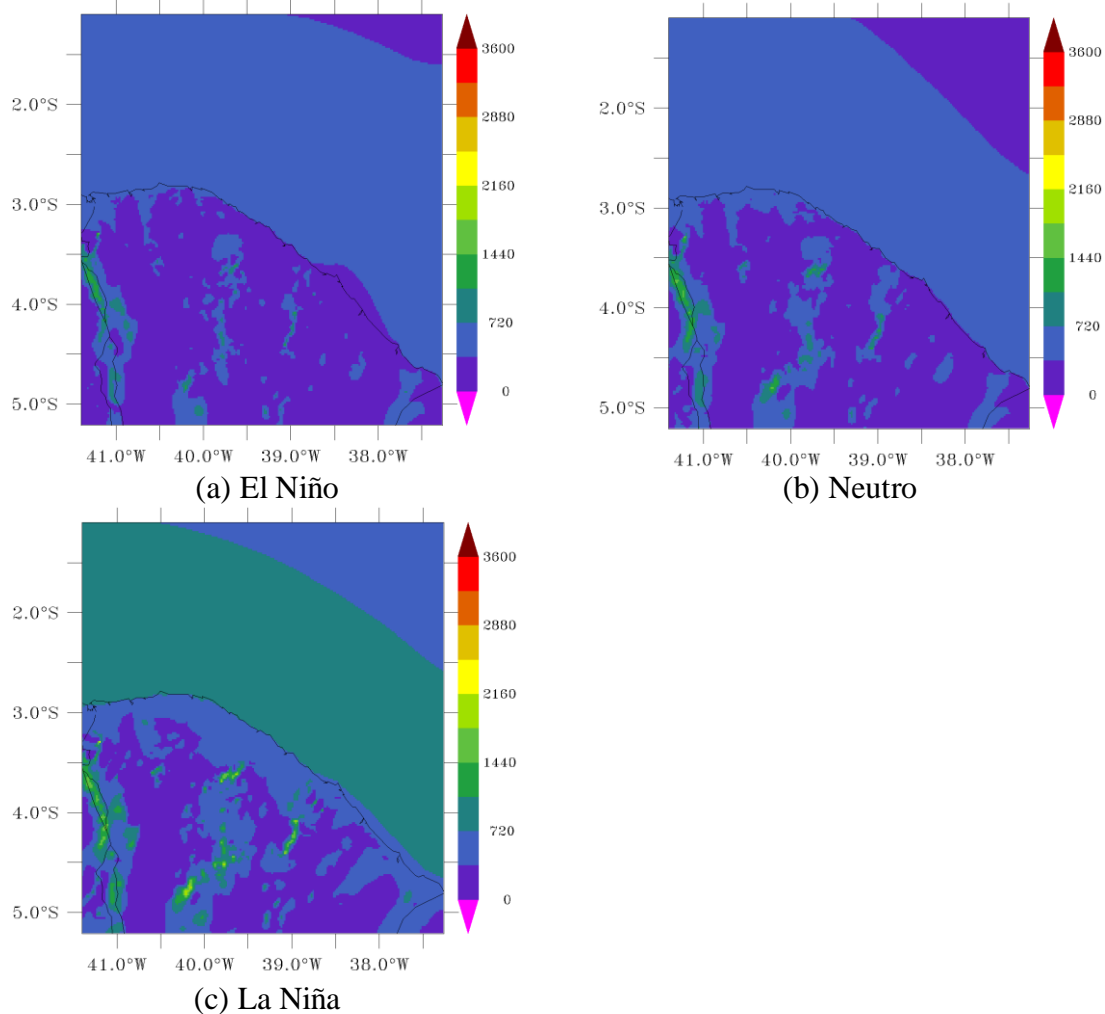
(c) La Niña

4.2.3 Densidade de potência do vento

As Figuras 4.7 (a), (b) e (c) mostram valores médios de densidade de potência do vento para o período seco de El Niño, Neutro e La Niña, respectivamente.

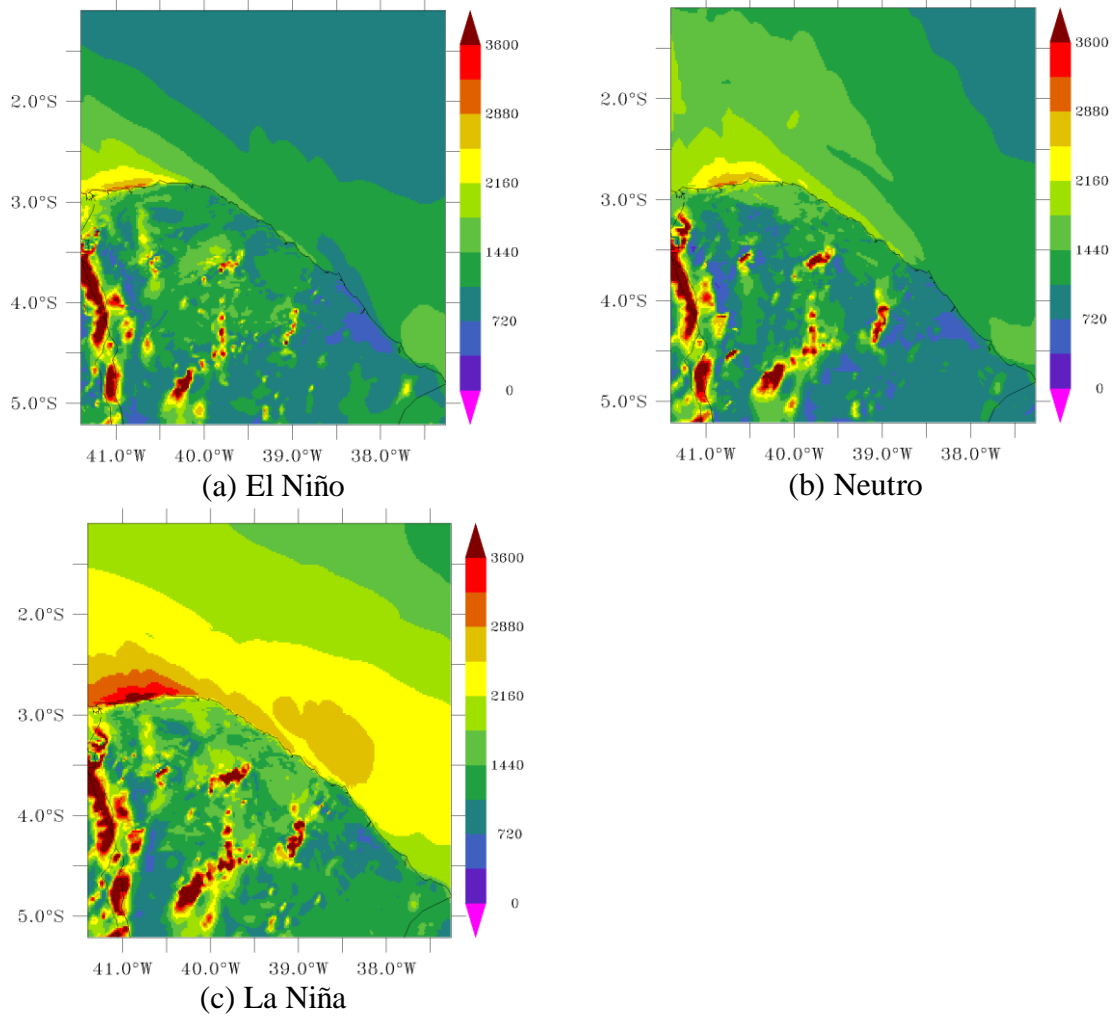
Os valores médios para densidade de potência encontrados mais significativos foram para o período de La Niña ficando acima de 1440 W/m^2 .

Figura 4.7 Densidade de potência média do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período seco.

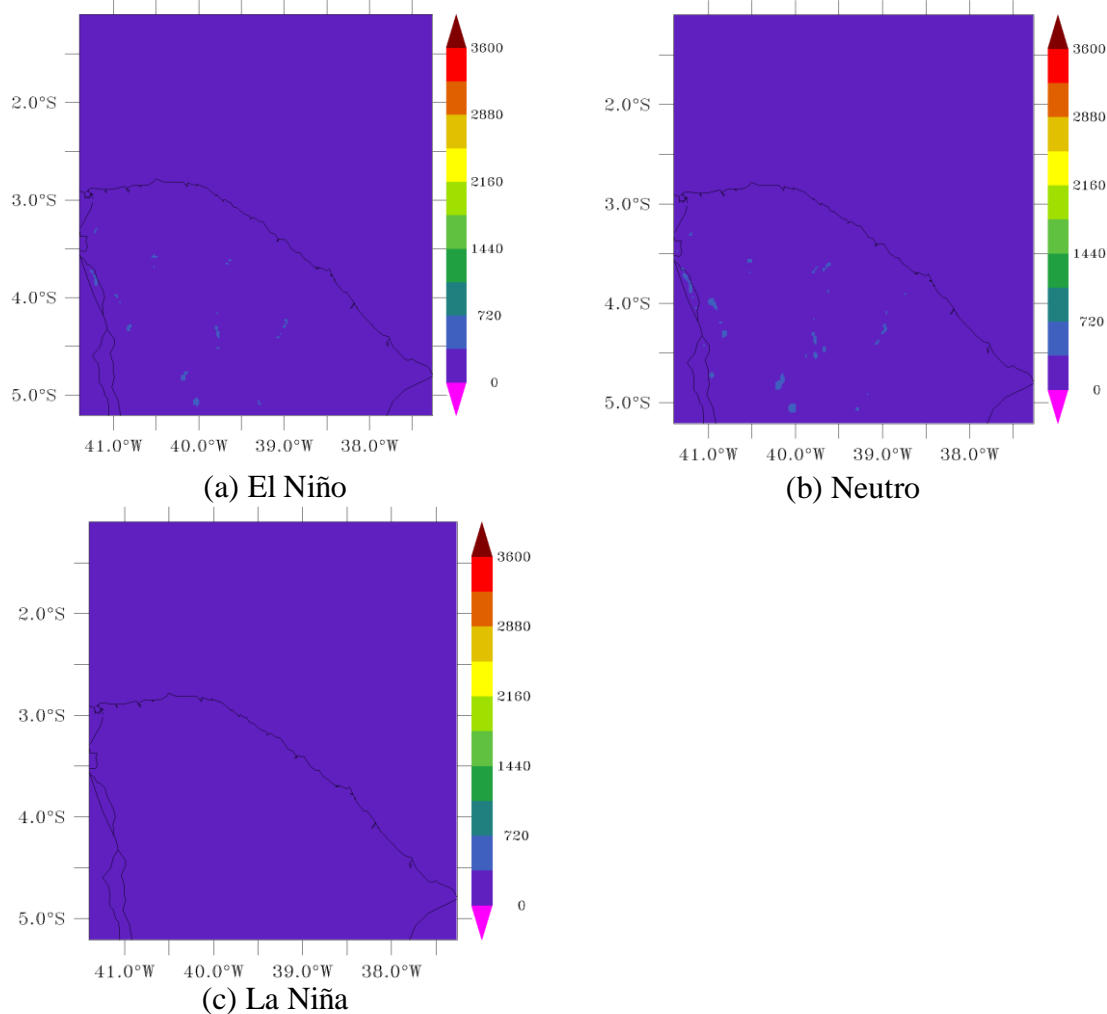


As Figuras 4.8 (a), (b) e (c) mostram valores máximos de densidade de potência do vento, analisada a 100 m, nos meses de setembro e outubro, meses estes considerados secos no estado do Ceará, para os três períodos El Niño, Neutro e La Niña.

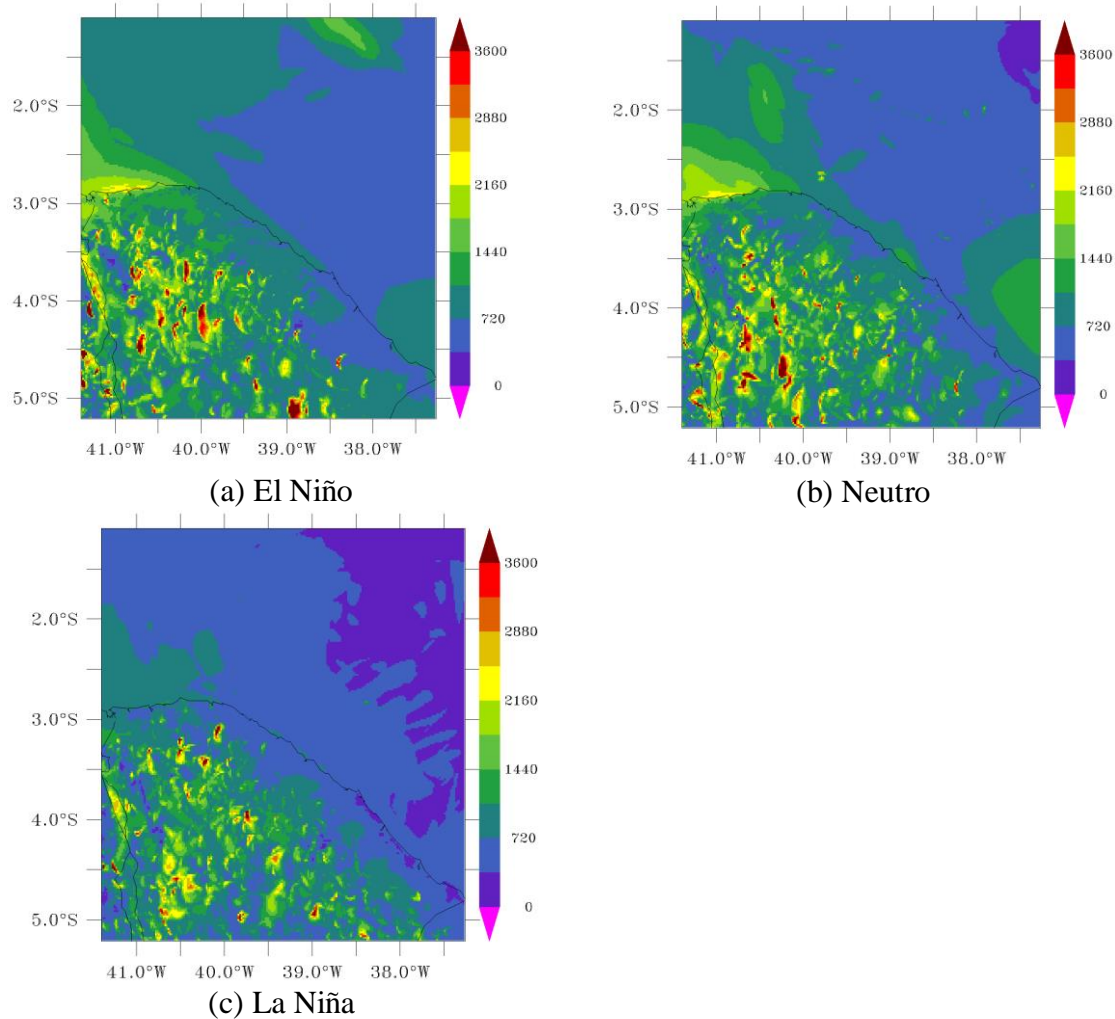
Os máximos valores de densidade de potência encontrados estão na costa oeste do estado e no período de La Niña os valores estão acima de $2000 W/m^2$.

Figura 4.8 Densidade de potência máxima do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período seco.

As Figuras 4.9 (a), (b) e (c) mostram valores médios de densidade de potência do vento no período chuvoso. Em todos os casos a densidade de potência é inferior a 360 W/m^2 .

Figura 4.9 Densidade de potência média do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período chuvoso.

As Figuras 4.10 (a), (b) e (c) mostram valores máximos de densidade de potência do vento nos meses de março e abril. Os máximos valores de densidade de potência encontrados estão na costa oeste do estado e diferente do período seco, os menores valores estão no período de La Niña.

Figura 4.10 Densidade de potência máxima do vento (W/m^2) da costa do Ceará a 100 m, período chuvoso.

4.2.4 Turbulência do vento

Como esperado, em março e abril os valores de intensidade de turbulência assumem valores maiores do que em setembro e outubro, pois as velocidades neste período (considerado chuvoso) são menores.

Figura 4.21 Turbulência do vento a 100 m em 1997 em (a) setembro e (b) outubro.

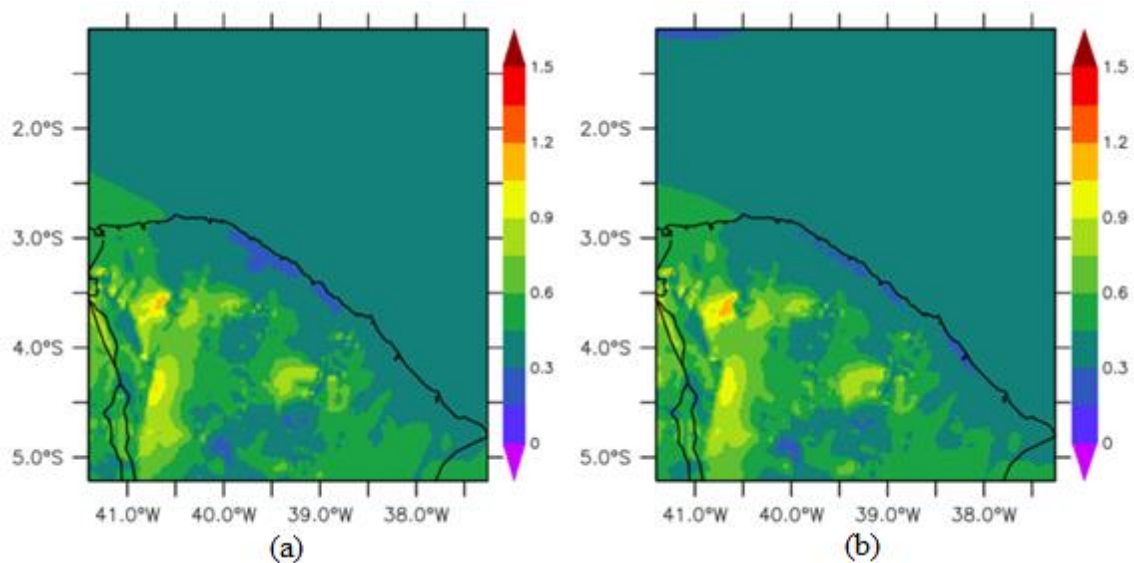
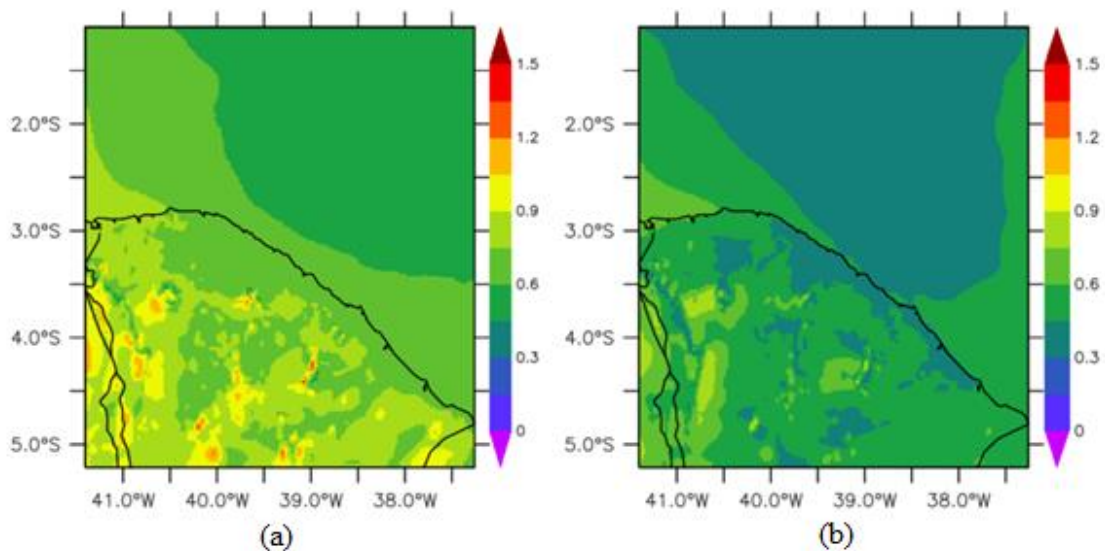


Figura 4.32 Turbulência do vento a 100 m em 1998 em (a) março e (b) abril.



A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos resultados apresentados e indica o período seco de La Niña com os valores mais elevados de velocidade média do vento.

Tabela 4.1 Velocidade média, direção média e densidade de potência do vento para os períodos de El Niño, La Niña e Neutro.

Período	El Niño	La Niña	Neutro
	Estação Seca (S) Estação Chuvosa (C)	Estação Seca (S) Estação Chuvosa (C)	Estação Seca (S) Estação Chuvosa (C)
Velocidade Média (m/s)	8 a 10 m/s (S) 4 a 8 m/s (C)	10 a 14 m/s (S) 2 a 7 m/s (C)	8 a 12 m/s (S) 2 a 8 m/s (C)
Direção Média	L→O (S) NO→NE (C)	L→O (S) NO→NE (C)	L→O (S) L→O (C)
Densidade de Potência (W/m²)	Abaixo 720 W/m ² (S) Abaixo 360 W/m ² (C)	720 a 1080 W/m ² (S) Abaixo 360 W/m ² (C)	720 a 1080 W/m ² (S) Abaixo 360 W/m ² (C)

4.3 Avaliação do Regime dos Ventos nas Cidades de Lagoinha, Icapuí, Camocim e Flecheiras

Depois de mapeado o recurso eólico *offshore* para todo o litoral cearense, foram feitas algumas análises para lugares específicos a partir dos resultados estimados pelo RAMS.

As cidades escolhidas foram Lagoinha, Icapuí, Camocim e Flecheiras por estarem localizadas em regiões distintas na costa do litoral cearense, para as quais serão apresentados os indicativos de cada área.

São apresentadas para as cidades analisadas, a média horária anual da velocidade do vento a três alturas diferentes para os o último semestre de 2001 e o primeiro semestre de 2002 (ano Neutro), bem como a distribuição de probabilidade da velocidade do vento. Com base nos valores estimados pelo modelo de mesoescala pode-se ter alguns indicativos do comportamento do vento para essas áreas.

O conhecimento da distribuição de frequência da velocidade do vento é importante para o desenvolvimento de sistemas de conversão eólio-elétrica. O modelo estatístico que melhor representa a distribuição da velocidade do vento é o modelo de Weibull, descrito no Capítulo 3. A avaliação da distribuição de probabilidade da velocidade dos ventos usando a função de Weibull foi realizada para as cidades escolhidas para a altura de 100 m.

4.3.1 Avaliação da velocidade do vento

Nas Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 são apresentadas a variação da velocidade média horária para o ano Neutro avaliado (de julho de 2001 a junho de 2002) nas cidade de Lagoinha, Camocim, Icapuí e Flecheiras.

Observa-se que a velocidade média horária anual fica entre 5,5 e 8 m/s em Lagoinha e Flecheiras. Há pequenas variações dentro deste intervalo, a tendência é a mesma para as três alturas apresentadas, porém os valores de velocidade são maiores conforme a altura aumenta.

Os valores de velocidade média obtidos para Icapuí variam de 6 a 7,5 m/s com poucas oscilações durante o dia.

Os valores de velocidade média apresentados em Camocim variam de 7 m/s a 10 m/s.

Figura 4.13 Velocidade média horária anual em Lagoinha (2001-07 a 2002-06).

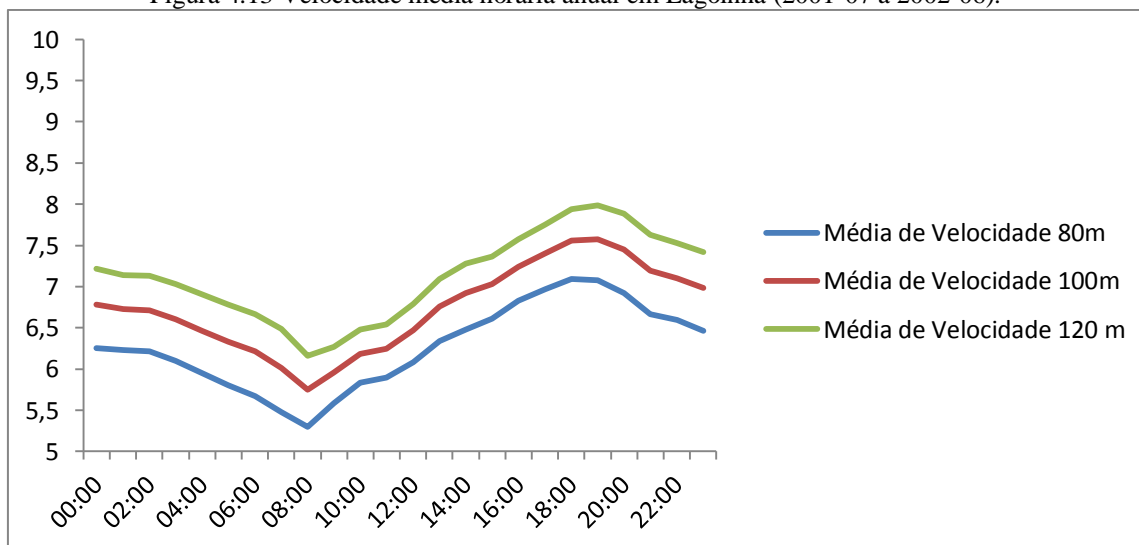


Figura 4.14 Velocidade média horária anual em Camocim (2001-07 a 2002-06).

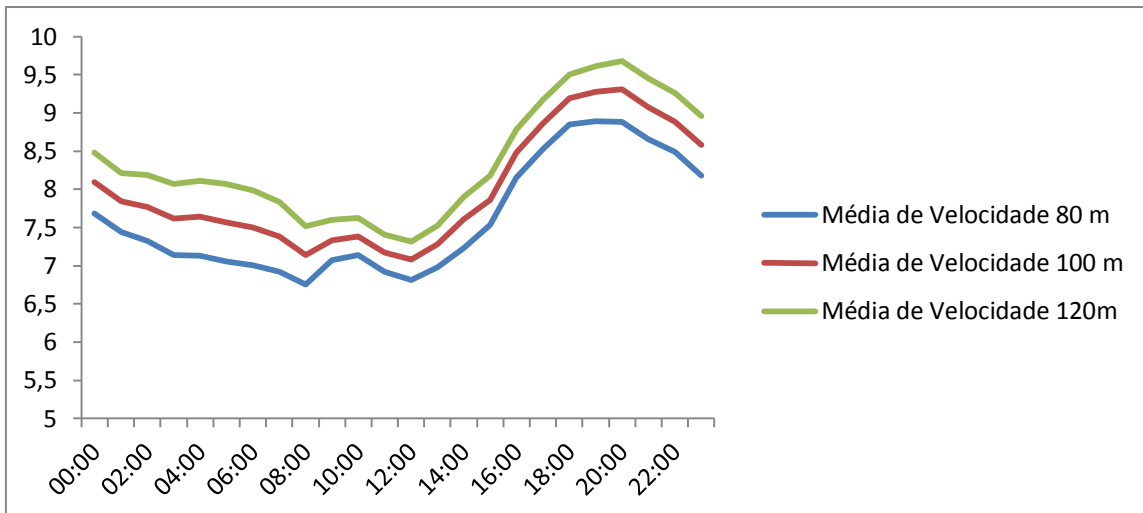


Figura 4.15 Velocidade média horária anual em Icapuí (2001-07 a 2002-06).

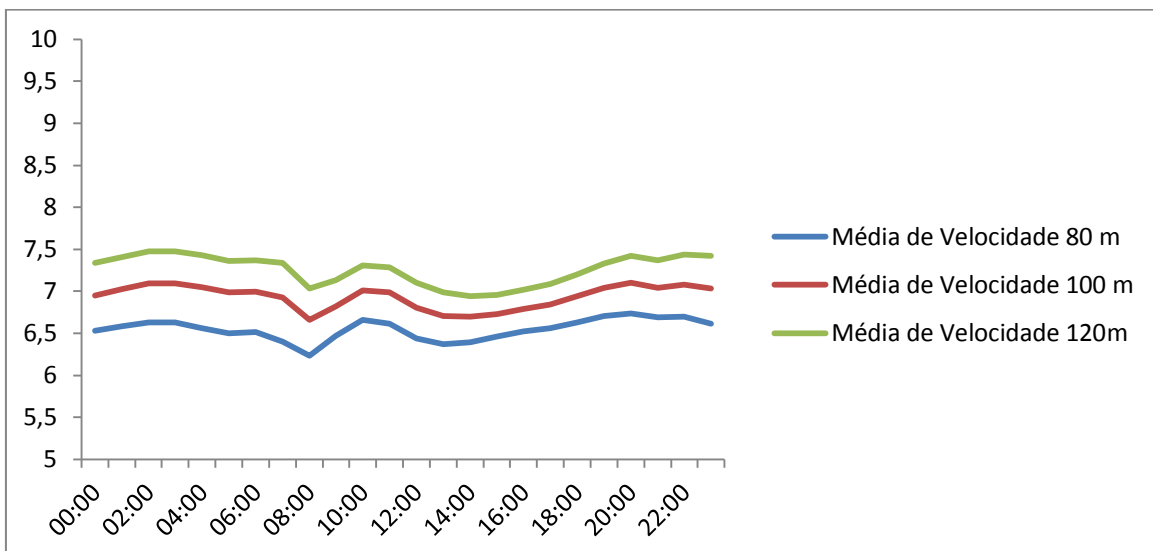
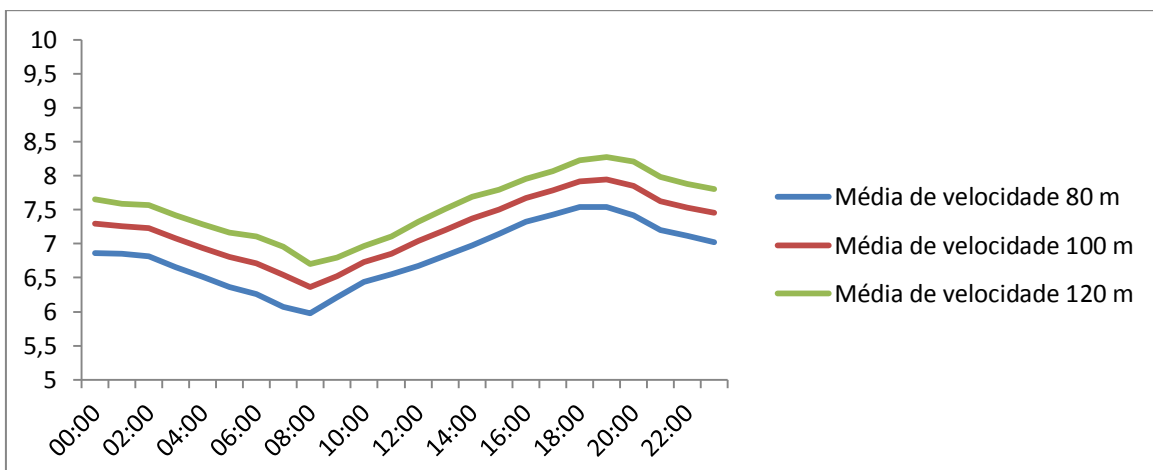


Figura 4.16 Velocidade média horária anual em Flecheiras (2001-07 a 2002-06).



4.3.2 Distribuição de Frequência

As Figuras 4.17, 4.18, 4.19 e 4.20 mostram distribuição de frequência de Weibull indicando a velocidade do vento com maior probabilidade de ocorrência, considerando o período de 1 ano de dados e também indicam o fator de forma (k) obtido.

A tabela 4.2 descreve a velocidade de vento com maior probabilidade e o k obtido para cada caso.

Tabela 4.2 Velocidade do vento com maior probabilidade de Fator de forma (k).

Cidade	Velocidade de vento com maior probabilidade	Fator de forma (k)
Lagoinha	7,50 m/s	3,25
Icapuí	7,67 m/s	3,76
Camocim	8,98 m/s	2,78
Flecheiras	8,02 m/s	3,42

Figura 4.17 Distribuição de frequência de Weibull para Lagoinha (2001-07 a 2002-06).

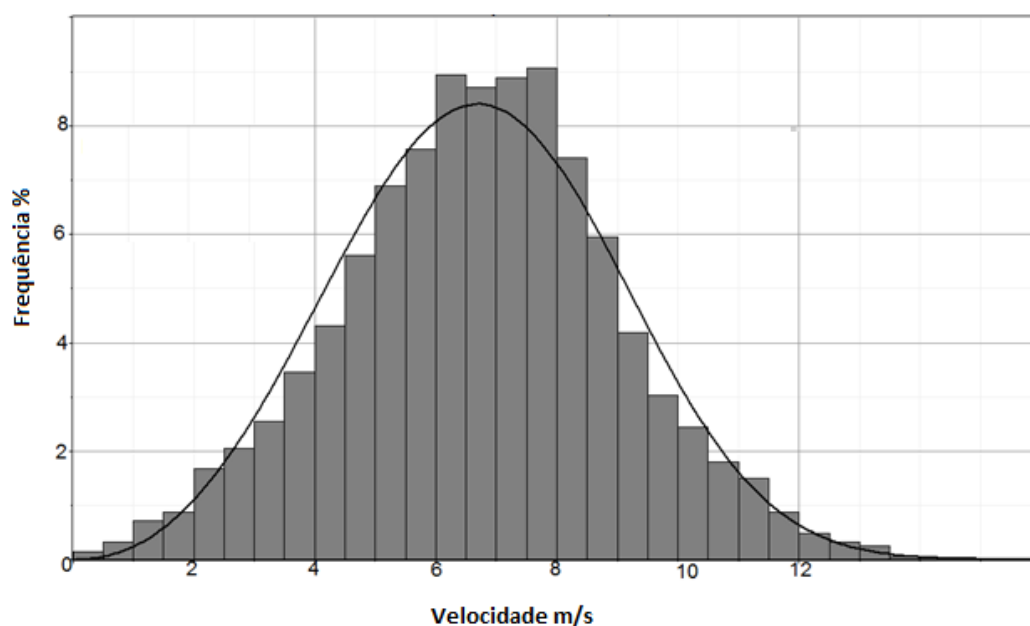


Figura 4.18 Distribuição de frequência de Weibull para Icapuí (2001-07 a 2002-06).

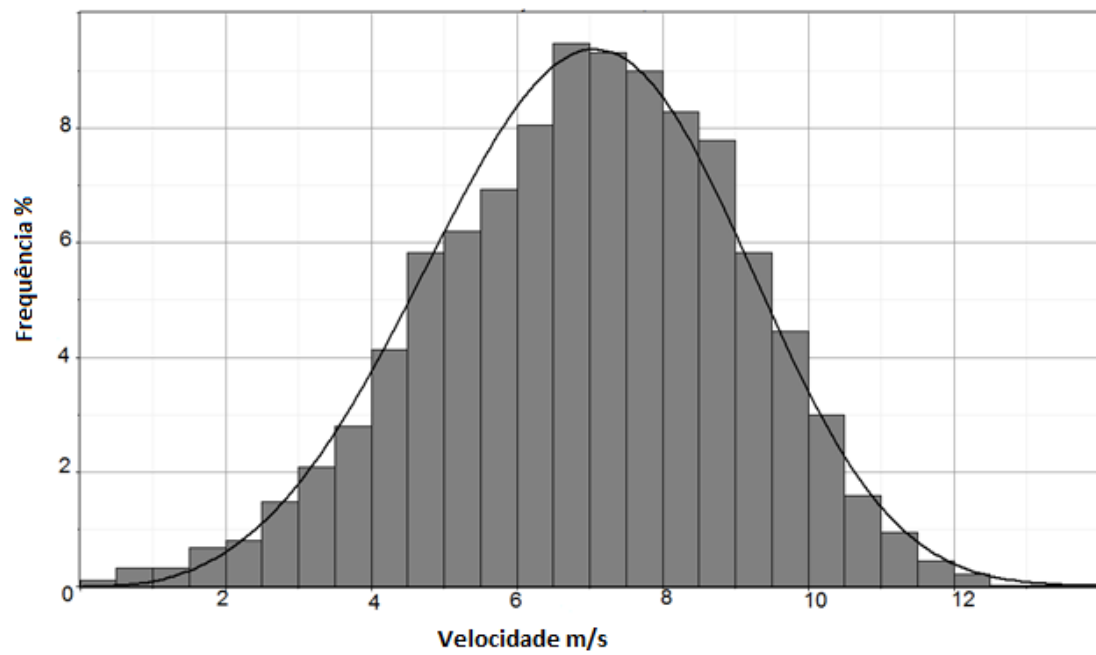


Figura 4.19 Distribuição de frequência de Weibull para Camocim (2001-07 a 2002-06).

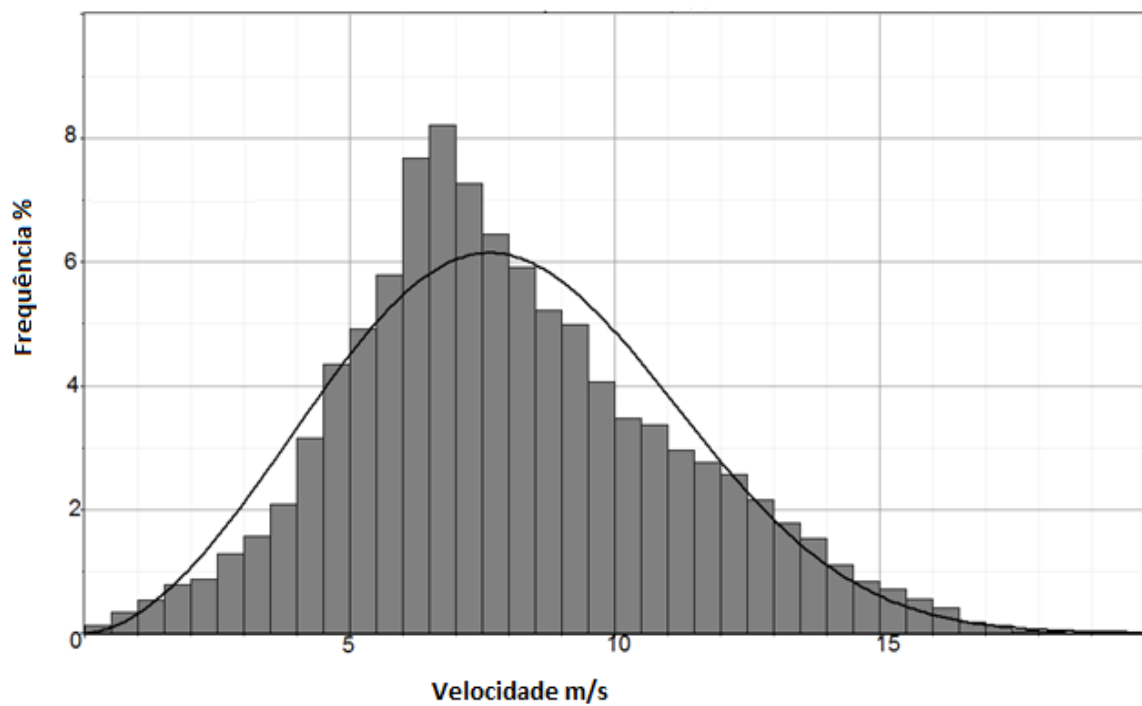
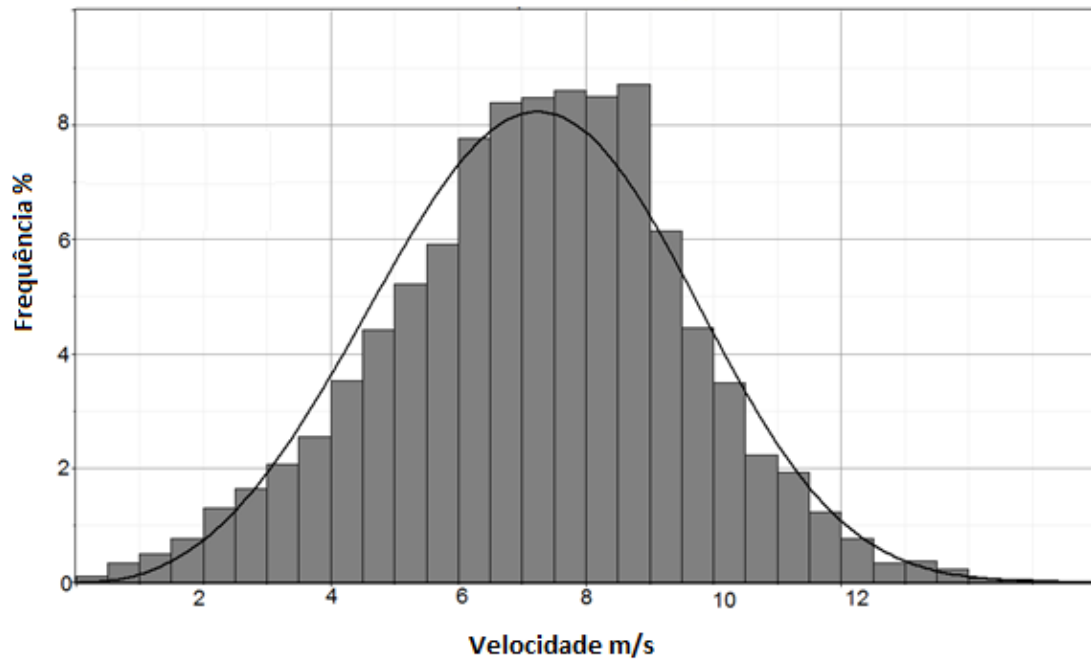


Figura 4.20 Distribuição de frequência de Weibull para Flecheiras (2001-07 a 2002-06).



4.3.3 Direção do vento

Nas Figuras 4.21 a 4.24 pode-se observar a direção de vento predominante para as cidades de Lagoinha, Icapuí, Camocim e Flecheiras, para o ano Neutro compreendido entre 2001-07 a 2001-06, para altura de 100 metros.

Em Lagoinha e Flecheiras, a direção predominante é de Leste. Em Icapuí há uma variação média de Nordeste a Sudeste, e Camocim de Nordeste a Leste.

Figura 4.21 Direção dos ventos a 100 m em Lagoinha (2001-07 a 2002-06).

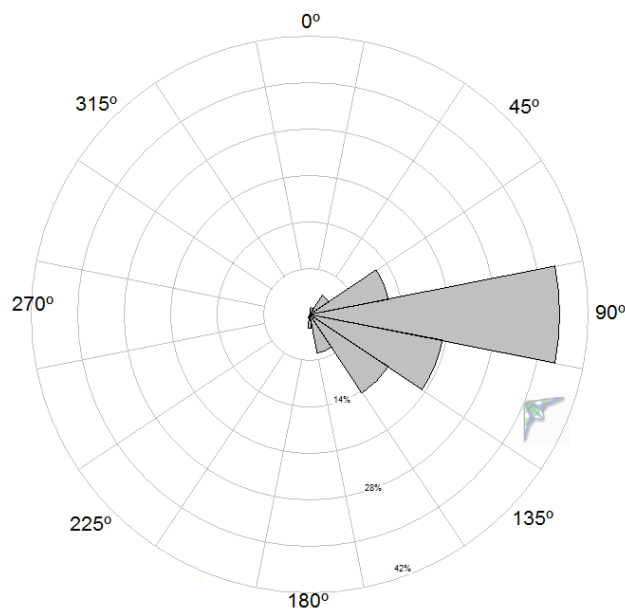


Figura 4.22 Direção dos ventos a 100 m em Icapuí (2001-07 a 2002-06).

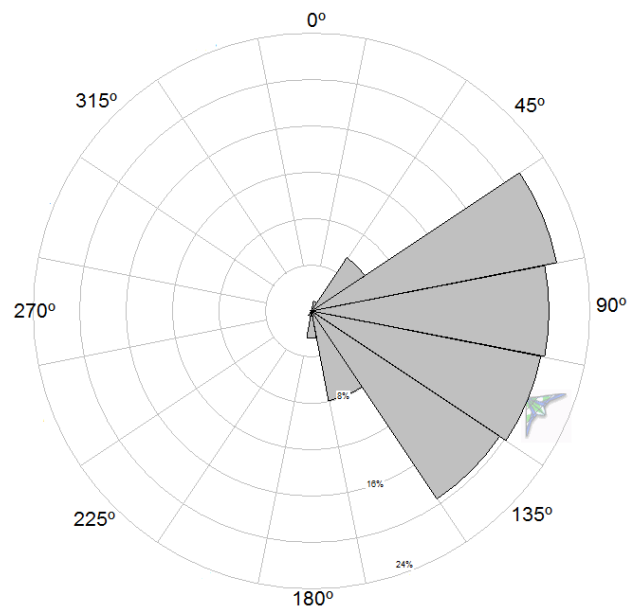


Figura 4.23 Direção dos ventos a 100 m em Camocim (2001-07 a 2002-06).

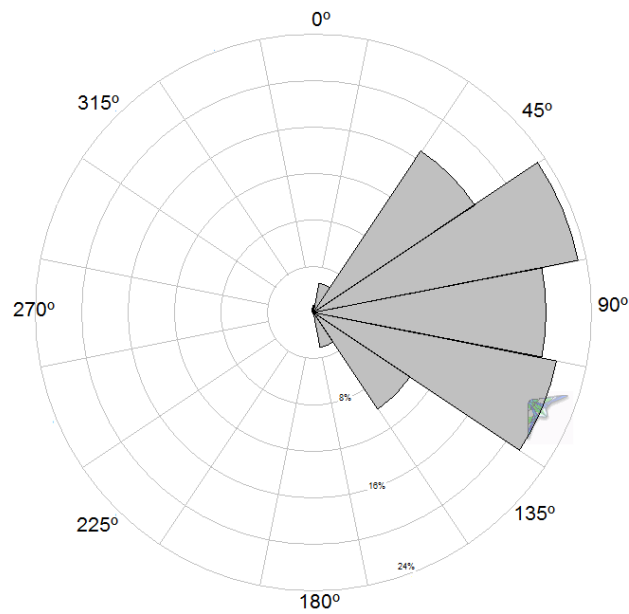
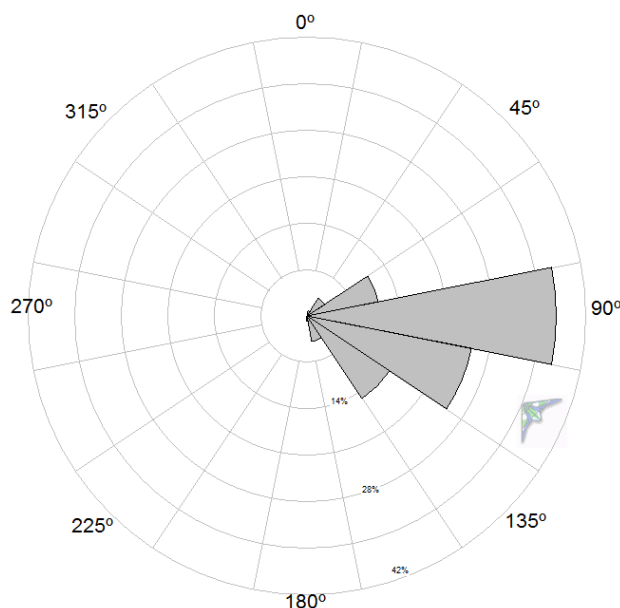


Figura 4.24 Direção dos ventos a 100 m em Flecheiras (2001-07 a 2002-06).



4.4 Conclusão

Foi explicitado neste capítulo importantes indicativos do comportamento do vento no litoral cearense. Observou-se que a região com maior potencial de geração eólica *offshore* é o extremo oeste da costa. Para um ano considerado Neutro, os indicadores de velocidade do vento mostraram-se satisfatórios, visto que na quase totalidade dos meses (em anexo) a velocidade média apresentada ultrapassou os 7 m/s. Para o período considerado seco, tanto na ocorrência de El Niño como na ocorrência de La Niña, os valores médios encontrados de velocidade do vento foram altos, acima de 8 m/s. Entretanto, para o período considerado chuvoso, os valores encontrados foram bem menores, chegando à velocidade média de 4 m/s em período de La Niña e aproximadamente 6 m/s em período de El Niño.

Os valores de densidade de potência do vento seguem a mesma tendência dos dados de velocidade, apresentando valores médios de aproximadamente 760 W/m² para o período considerado seco.

A direção do vento apresentada para cada período como um todo seguem características específicas, bem como para as cidades dos estudos de caso. Dentre as quatro cidades analisadas, Camocim apresentou maiores valores de velocidade do vento,

resultado esperado já que a mesma se localiza no extremo oeste do estado, onde se detectou melhores condições de vento.

No atual atlas eólico do Estado do Ceará, os valores médios de velocidade do vento apresentados para 70 m de altura são menores que 7 m/s em praticamente todo o estado, exceto na área de fronteira do continente com a costa, onde são apresentados valores de 8 m/s na linha que percorre todo o litoral. Os valores apresentados neste trabalho a 80 m (ver Apêndice) para o continente possuem áreas que chegam a velocidade média de 10 m/s e na linha de fronteira com a costa a velocidade média na maioria dos meses analisados ultrapassa os 12 m/s, a resolução é nitidamente melhor do que o atlas cearense de 2001.

5. ESTUDOS DE CASO EM MICROESCALA RODADOS NO SOFTWARE WASP

5.1 Introdução

Com base nos dados obtidos com o modelo de mesoescala RAMS, são apresentados neste capítulo quatro estudos de caso, simulando parques *offshore* no Ceará. Os dados resultantes do RAMS sofreram uma correção do bias e foram inseridos no software WASP e gerados quatro micro sítios. As cidades adotadas estão descritas na Tabela 5.1, bem como o período analisado.

Tabela 5.1 Sites adotados na avaliação de microescala.

Site	Intervalo Avaliado (mês/ano)
Icapuí	07/2001 a 06/2002
Lagoinha	07/2001 a 06/2002
Camocim	07/2001 a 06/2002
Flecheiras	07/2001 a 06/2002

Para os quatro sítios foram inseridos no WASP um ano de dados de velocidade e direção do vento com intervalos de hora em hora. Os dados referem-se à altura de 100 m e correspondem a um ano considerado neutro, portanto, sem a presença dos fenômenos El Niño e La Niña.

Os resultados estimam a produção anual de cada parque fictício, apresentando informações de velocidade média, densidade de potência, direção, distribuição de frequência, efeito esteira, entre outros.

Nos resultados de mesoescala apresentados anteriormente pôde-se verificar que o período seco de La Niña foi o que apresentou resultados mais satisfatórios de velocidade do vento. Baseado nisso e para comparar os resultados obtidos com os dados simulados pelo RAMS com dados medidos de torres anemométricas, foi feito um estudo no WASP para os meses de setembro e outubro de 2007 para o sítio de Icapuí. Desta forma foram feitas duas rodadas de dois meses cada e comparadas. Como o WasP entende os dados de entrada representando um ano, foi calculado o fator de capacidade proporcional ao meses analisados.

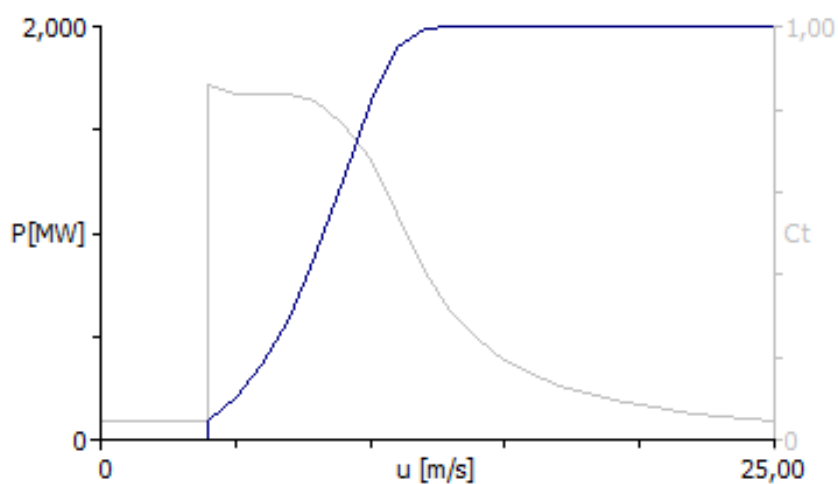
5.2 Configuração dos Parques Eólicos

Foram escolhidos três modelos de aerogeradores para a análise dos micro sítios, são eles: Vestas V90 – 2 MW, Siemens 3,6 MW e Enercon 4,5 MW, os três possuem características distintas a fim de obter uma análise mais completa.

A capacidade nominal dos parques estudados varia de 40 MW, 72 MW e 90 MW, possuindo um número total de 20 turbinas cada.

A Figura 5.1 mostra a curva de potência da turbina V90- 2MW e a Tabela 5.1 descrevem algumas de suas características.

Figura 5.1 Curva de potência – V90/ 2 MW.



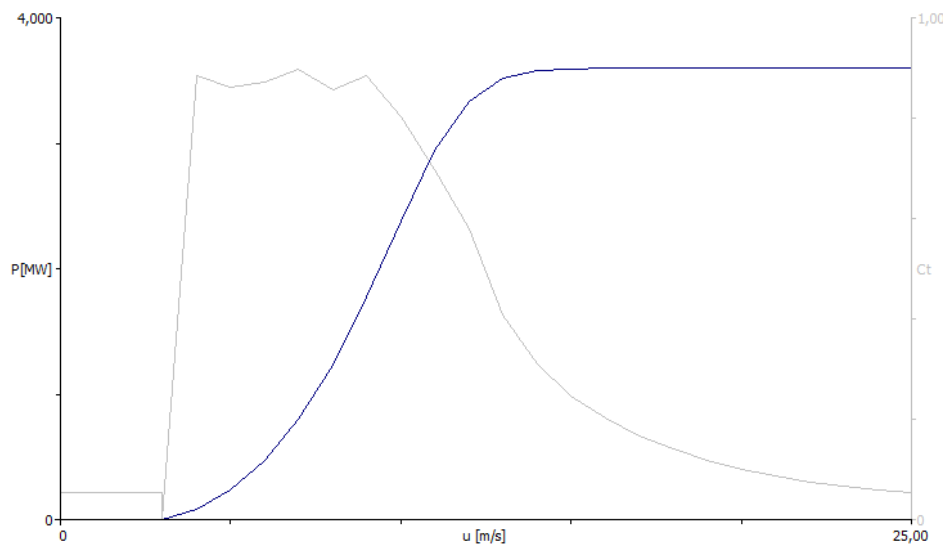
Fonte: Fabricante/ Biblioteca WasP

Tabela 5.2 Características do aerogerador V90 – 2 MW.

Vestas 2MW - 90	
Potência máxima	2000kW
Velocidade mínima para funcionamento	4 m/s
Velocidade nominal	13 m/s
Velocidade máxima para corte de funcionamento	25 m/s
Gerador	indução duplamente alimentado
Frequência	50/60 Hz
Diâmetro do rotor	90 m
Área	6362 m ²

A Figura 5.2 mostra a curva de potência da turbina Siemens 3,6 MW, onde se pode observar a linha do C_p e C_t e a Tabela 5.2 descreve algumas de suas características.

Figura 5.2 Curva de potência – Siemens 3,6 MW.

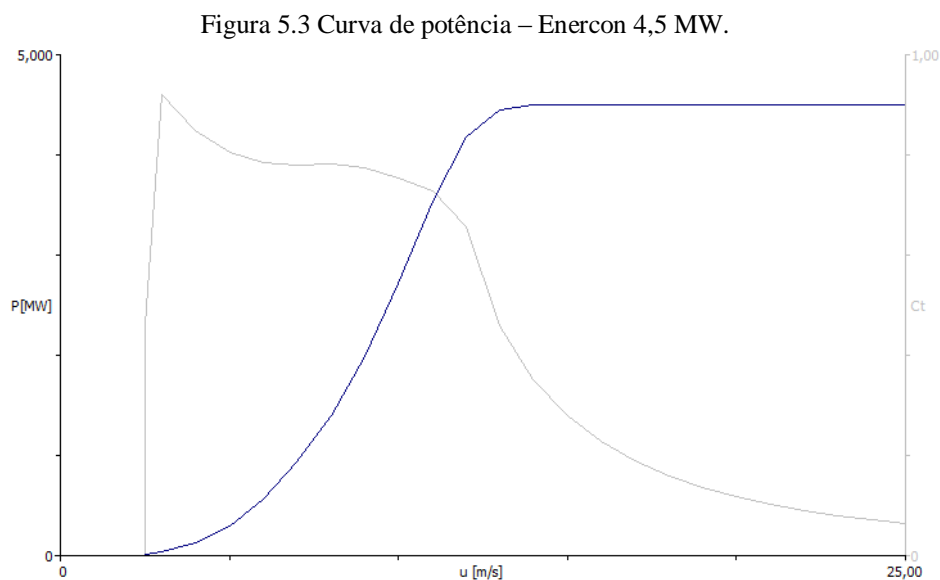


Fonte: Fabricante/ Biblioteca WasP

Tabela 5.3 Características do aerogerador Siemens 3,6 MW.

Siemens 3.6 MW- 107	
Potência máxima	3600 kW
Velocidade mínima para funcionamento	3-5 m/s
Velocidade nominal	13-14 m/s
Velocidade máxima para corte de funcionamento	25 m/s
Gerador	assíncrono
Frequência	variável
Diâmetro do rotor	107 m
Área	9000 m ²

A Figura 5.3 mostra a curva de potência da turbina Enercon 4,5 MW e a Tabela 5.3 descreve características do gerador, potência, velocidade mínima, nominal e de corte, entre outros.



Fonte: Fabricante/ Biblioteca WasP

Tabela 5.4 Características do aerogerador - Enercon 4,5 MW.

Enercon 4.5 MW – E112	
Potência máxima	4500 kW
Velocidade mínima para funcionamento	2.5 m/s
Velocidade nominal	13 m/s
Velocidade máxima para corte de funcionamento	25 m/s
Gerador	Síncrono
Frequência	50 Hz
Diâmetro do rotor	114 m
Área	10207 m ²

A configuração de uma central eólica deve obedecer a um conjunto de regras que visam salvaguardar o bom funcionamento dos aerogeradores resultando na maximização do rendimento da produção de energia elétrica.

É importante respeitar distância mínima de separação entre as turbinas como critério que relaciona a interferência aerodinâmica que um aerogerador tem sobre o escoamento, que pode afetar a durabilidade e a produtividade de outros aerogeradores a jusante. (MELO, 2011)

A direção do vento desempenha um papel importante no posicionamento ideal de um parque eólico em uma determinada área. Desta forma, cada um dos quatro parques estudados possuem uma configuração distinta com relação ao posicionamento das turbinas. Buscando minimizar o efeito esteira foi estabelecido o layout dos parques em duas fileiras perpendiculares ao sentido da direção média.

A rugosidade adotada para a superfície do mar foi de acordo com a classificação sugerida pelo European Wind Atlas (MORTENSEN et al, 1993). Para avaliação da orografia do local foi levado em consideração o *Ruggedness Index* (RIX), índice de complexidade topográfica.

O índice RIX é definido como a percentagem da área de terreno à volta de um sítio específico, que é mais complexo do que um terreno de referência em que o declive é crítico, no sentido em que provoque o deslocamento do escoamento.

O RIX é uma medida da extensão da separação do fluxo do vento e, por isso, da extensão em que o tipo de terreno viola os requisitos dos modelos lineares de previsão, tal como os usados pelo WAsP. Se os índices estão perto de zero, então o terreno encontra-se claramente dentro dos limites de utilização do WAsP, enquanto que o afastamento em relação ao zero pode induzir erros significativos. (INEGI, 2015)

A Tabela 5.5 destaca que para os quatro parques analisados o índice RIX é zero e o efeito esteira é inferior a 3,00%.

Tabela 5.5 RIX e efeito esteira dos sítios.

Site	RIX Médio (%)	Efeito esteira (%)
Icapuí	0.0	2,67
Lagoinha	0.0	1,90
Camocim	0.0	2,11
Flecheiras	0.0	2,69

Seguem nas Figuras 5.4 (a) e (b) e 5.5 (a) e (b) a disposição das turbinas para cada sítio e suas respectivas velocidades médias.

Figura 5.4 Layout dos parques eólicos offshore de (a) Icapuí e (b) Lagoinha.

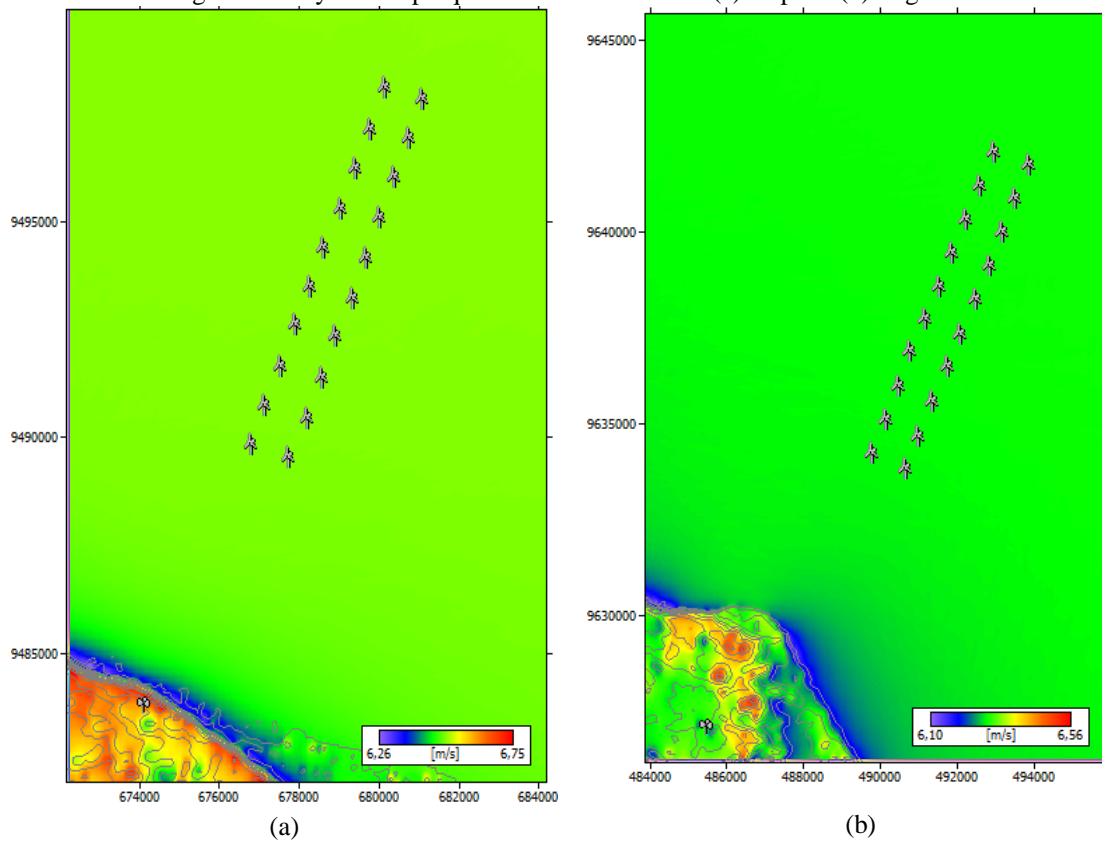
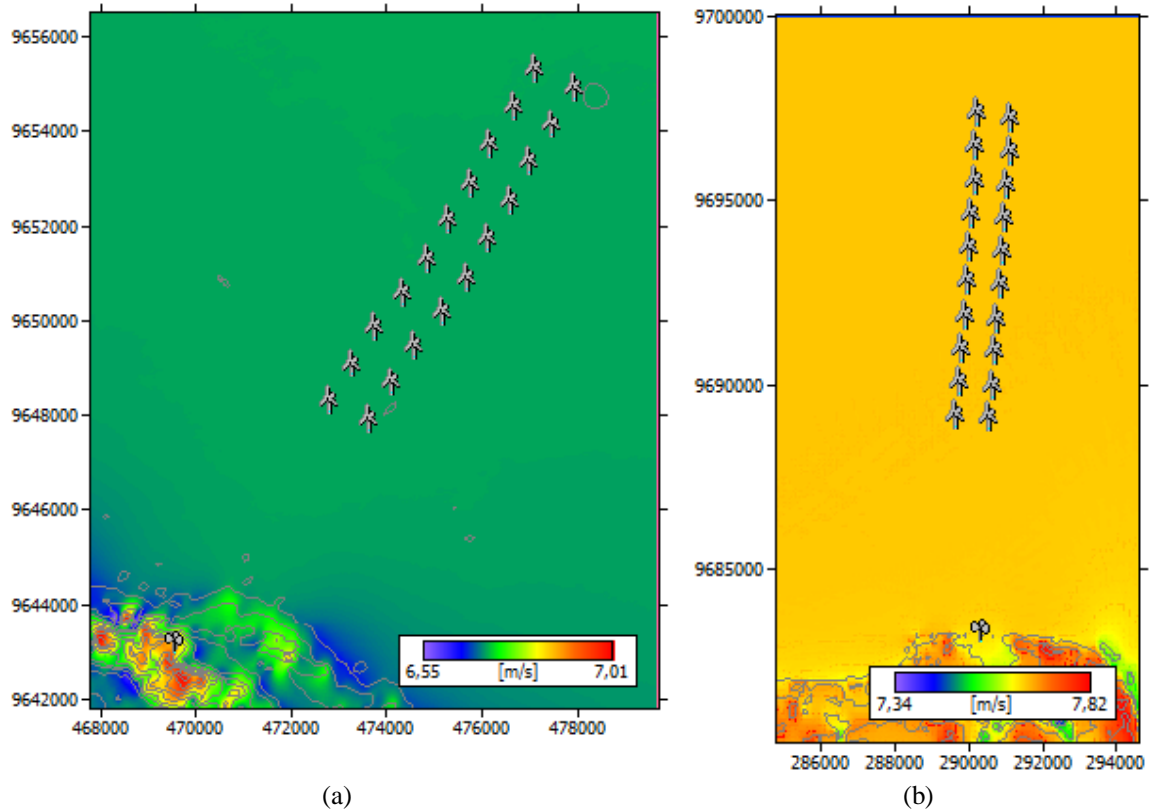


Figura 5.5 Layout dos parques eólicos offshore de (a) Camocim e (b) Flecheiras.



5.3 Resultados para os Estudos de Caso

A Tabela 5.6 apresenta para os 12 cenários avaliados as estimativas de produção de energia líquida e os fatores de capacidade encontrados para cada sítio. Todos os cenários apresentaram fator de capacidade superior a 40%, exceto o parque de Icapuí com capacidade de 72 MW que apresentou FC de 39,70%.

Tabela 5.6 Características de produção dos 12 cenários.

Cenário	Turbina	Cidade	Potência do Parque Eólico (MW)	Produção Anual de Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)
1	Vetas V90 2 MW	Camocim	40	201428	57,49
2	Siemens 3.6MW	Camocim	72	309221	49,03
3	Enercon 4.5 MW	Camocim	90	400649	50,82
4	Vetas V90 2 MW	Icapui	40	166858	47,62
5	Siemens 3.6MW	Icapui	72	250382	39,70
6	Enercon 4.5 MW	Icapui	90	327074	41,49
7	Vetas V90 2 MW	Lagoinha	40	183669	52,42
8	Siemens 3.6MW	Lagoinha	72	271140	42,99
9	Enercon 4.5 MW	Lagoinha	90	353385	44,82
10	Vetas V90 2 MW	Flecheiras	40	189577	54,10
11	Siemens 3.6MW	Flecheiras	72	278648	44,18
12	Enercon 4.5 MW	Flecheiras	90	363006	46,04

A máquina que apresentou resultado mais satisfatório em todas as cidades estudadas foi a V90 2 MW, chegando a 57,49% em Camocim. Flecheiras apresenta o segundo melhor resultado, seguida de Lagoinha e Icapuí. O vento predominante esteve mais próximo da potência nominal da máquina V90 2 MW e por isso os cenários que a utilizaram apresentaram resultados mais satisfatórios.

A Tabelas 5.7 descreve os valores encontrados para alguns parâmetros estabelecidos pelo WASP, apresentando valores médios de fator de escala, fator de forma, velocidade, densidade de potência e efeito esteira para cada parque fictício.

Os cenários mais favoráveis e com maior produção mostrado na Tabela 5.4 foram justamente os que apresentaram menor efeito esteira.

Tabela 5.7 Resultados do WasP para os 12 cenários.

Cenário	Turbina	Cidade	Potência do Parque Eólico (MW)	Fator de escala (A)	Fator de forma (k)	Velocidade média (m/s)	Densidade média (W/m ²)	Efeito esteira médio (%)
1	Vetas V90 2 MW	Camocim	40	10,1	3,1	9,03	592,00	1,47
2	Siemens 3,6MW	Camocim	72	9	2,76	8,04	447,00	2,96
3	Enercon 4,5 MW	Camocim	90	10,5	3,03	9,42	681,00	2,37
4	Vetas V90 2 MW	Icapuí	40	9,1	2,85	8,10	449,00	1,91
5	Siemens 3,6MW	Icapuí	72	9,1	2,85	8,09	448,00	3,27
6	Enercon 4,5 MW	Icapuí	90	9,5	2,78	8,45	517,00	2,90
7	Vetas V90 2 MW	Lagoinha	40	9,3	3,79	8,40	436,00	1,53
8	Siemens 3,6MW	Lagoinha	72	9,3	3,79	8,40	435,00	2,57
9	Enercon 4,5 MW	Lagoinha	90	9,7	3,66	8,76	501,00	2,32
10	Vetas V90 2 MW	Flecheiras	40	9,4	4,07	8,52	443,00	1,83
11	Siemens 3,6MW	Flecheiras	72	9,4	4,07	8,52	443,00	3,16
12	Enercon 4,5 MW	Flecheiras	90	9,8	3,92	8,88	509,00	2,90

A Tabela 5.8 mostra a análise feita com os dados medidos de torre anemométrica a altura de 60 m na cidade de Icapuí para os meses de setembro e outubro de 2007. O mesmo foi feito com os dados resultantes do RAMS a altura de 60 m, também para os meses de setembro e outubro de 2007. Os aerogeradores utilizados foram V90 – 2 MW, Siemens 3,6 MW e Enercon 4,5 MW.

O fator de capacidade proporcional aos meses de setembro e outubro de 2007 para a cidade de Icapuí apresentou os seguintes valores conforme a Tabela 5.8.

Tabela 5.8 Fator de Capacidade Icapuí 2007-09-10.

Cenário	Turbina	Cidade	Potência do Parque Eólico (MW)	Produção Anual de Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)
1	Vetas V90 2 MW	Icapuí/ torre	40	197367	56,33
2	Siemens 3.6MW	Icapuí/ torre	72	288112	45,68
3	Enercon 4.5 MW	Icapuí/ torre	90	373205	47,34
4	Vetas V90 2 MW	Icapuí/RAMS	40	186261	53,16
5	Siemens 3.6MW	Icapuí/RAMS	72	268585	42,58
6	Enercon 4.5 MW	Icapuí/RAMS	90	348470	44,20

Este mesmo procedimento de comparação de dados de Torre e RAMS não foi feito para os sites para o ano neutro devido a indisponibilidade de dados medidos para este período.

5.4 Conclusão

Nos estudos de caso feitos para o ano neutro que compreende o período de julho de 2001 a junho de 2002, todos os parques fictícios apresentaram um fator de capacidade aproximado da média nacional, porém Camocim se destacou com os valores mais elevados. O aerogerador mais indicado para a classe de vento da costa analisada foi o V90 – 2MW.

O melhor cenário foi Camocim 40 MW com fator de capacidade 57,49% e produção estimada de 201.428 MWh, e o pior dentre os analisados foi Icapuí 72 MW com fator de capacidade 39,70% e produção anual estimada de 250.382 MWh.

No entanto, quando feita a comparação direta entre dados medidos e simulados como entrada do WAsP para os dois meses secos de La Niña em Icapuí, o RAMS subestimou os dados reais em aproximadamente 6%, mesmo assim foi capaz de indicar um bom potencial.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

A metodologia utilizada mostrou ser uma alternativa interessante para a realização de análise do potencial eólico da costa cearense, contribuindo para a obtenção de informações extremamente necessárias para a instalação de parques eólicos no mar.

A avaliação de eventos extremos e períodos extremos diminuiu a necessidade de poder computacional, porém não foi completamente satisfatória, principalmente pela escassez de dados medidos para incrementar a validação.

Em todas as correlações feitas comparando as simulações numéricas realizadas com dados de torres anemométricas disponíveis, o RAMS subestimou os dados reais, porém o índice de concordância variou entre 0,63 e 0,90 nas quatro correlações realizadas.

Os resultados obtidos indicam que o litoral cearense como um todo possui um bom potencial para a instalação de parques eólicos *offshore*, no período seco, pois na estação chuvosa, o recurso estimado reduz significativamente. Um ponto positivo é a batimetria do estado do Ceará, que é rasa e as grandes embarcações trafegam a uma distância considerável da costa não oferecendo perigo a futuros empreendimentos.

Com relação à análise feita a nível de mesoescala para a grade 3, além da costa cearense também é mostrado o potencial para praticamente metade do estado do Ceará, destacando algumas regiões para o aproveitamento da energia eólica onshore, estas são principalmente áreas de Serras e Chapadas.

A influência dos resultados das avaliações feitas para as 4 cidades a nível de mesoescala mostra que ao longo da costa podemos observar além da variação da velocidade e direção do vento aspectos relacionados à média horária diária e anual, analisando os efeitos de brisa para estas regiões.

Quando analisado no WasP, o período seco de La Niña em Icapuí, o RAMS se aproximou muito dos resultados obtidos com dados reais, havendo uma subestimação dos resultados de aproximadamente 6%.

Acredita-se que o RAMS tenha subestimado também nas análises de ano neutro, nos estudos de caso, não sendo possível uma afirmação categórica dada a ausência de dados medidos para validação dos resultados.

No período chuvoso os valores são menores causando uma consequente diminuição da geração, mas no período considerado seco a diferença é bem pequena de potencial entre período de El Niño e La Niña.

Verificou-se que a costa leste do estado do Ceará possui os maiores índices de velocidade média e máxima do vento. Camocim, a cidade que representou esta região, apresentou um fator de capacidade para o ano neutro de 57,49%, acima dos encontrado para as outras cidades analisadas.

No parque eólico de 90 MW estimado para Camocim com fator de capacidade de cerca de 50%, a produção anual ultrapassa 400 GWh.

De uma forma geral, a metodologia utilizada satisfaz o propósito deste estudo de verificar o recurso eólico *offshore* do litoral do Ceará, porém alguns trabalhos futuros se fazem necessário a fim de incrementar e aperfeiçoar estas análises.

O ensejo é que este trabalho possa servir como referência para trabalhos e ações que visem desenvolver e aplicar a tecnologia eólica *offshore* no Brasil, em especial no Ceará.

6.2 Trabalhos Futuros

- Realizar Validação Cruzada, para definir o grau de generalização da Metodologia.
- Analisar os custos de implantação de um parque eólico *offshore* no Ceará.
- Verificar o impacto de parques *offshore* sobre a rede elétrica existente no Ceará e a possível necessidade de expansão do sistema de redes de transmissão e subestações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATMET. **RAMS - The Regional Atmospheric Modeling System**. . Fort Collins, Colorado: Colorado State University. Disponível em: <http://www.atmet.com/html/docs/rams/rams_techman.pdf>. Acesso em: 7 nov. 2010. , nov 1997

BARCELLOS, Christovam; MONTEIRO, Antonio Miguel Vieira; CORVALÁN, Carlos; GURGEL, Helen C.; CARVALHO, Marília Sá; ARTAXO, Paulo; HACON, Sandra; RAGONI, Virginia. **Mudanças climáticas e ambientais e as doenças infecciosas: cenários e incertezas para o Brasil**. Epidemiol. Serv. Saúde, Brasília, 18(3):285-304, jul-set 2009.

BESERRA, Eliab Ricarte. **Avaliação de sítios para o aproveitamento dos Recursos energéticos das ondas do mar**. Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências em Engenharia Oceânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

BLACK, T. L., 1994: **The new NMC mesoscale Eta model: Description and forecast examples**. Wea and Forecasting, 9, 265-278.

BOWEN, Anthony J.; MORTENSEN, Niels G. **WAsP prediction errors due to site orography**. Risø National Laboratory Roskilde, Denmark, 2004.

BRAMS. **Model Description**. [online]. Novembro 2005. Disponível em: <http://brams.cptec.inpe.br>. Acesso em: 10 Abril 2013.

BROWER, M.; BAILEY, B.; ZACK, J. **Applications and Validations of the MesoMap Wind Mapping System in Different Wind Climates**. Windpower 2001 Proceedings , Washington, D.C.: American Wind Energy Association, 10 pp.

CARPMAN, Nicole. **Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines**. Department of Earth Sciences Geotryckeriet,

Uppsala University, Uppsala, 2011. Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:415655/FULLTEXT01.pdf>

Acesso em: 18 de dezembro de 2014.

CARVALHO, Paulo. **Geração Eólica**. Imprensa Universitária, 146 p., Fortaleza, 2003.

CAVALCANTI, Iracema F. de Albuquerque; FERREIRA, Nelson Jesus; SILVA, Maria Gertrudes A. Justi; DIAS, Maria A. F. da Silva. **Tempo e Clima no Brasil**. Oficina e Textos. ISBN 978-85-86238-92-5, São Paulo, 2009.

CHAVES, Camylla Maria Narciso de Melo. **Utilização do modelo numérico WRF para fins de geração Eolielétrica: Estudo de caso para Maracanaú, Ceará**. Dissertação de Mestrado. Fortaleza, 2013.

COSTA, P.; SIMÕES, T.; ESTANQUEIRO, A. **Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal**. (2010) Lisboa: LNEG/INETI– Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Available at: <http://repositorio.lneg.pt/handle/10400.9/1171>. Acesso em 19 de fevereiro de 2013.

COTTON, W.R.; PIELKE, R. A. S.; WALKO, R. L.; LISTON, G. E. **RAMS 2001: Current status and future directions**. Meteorology and Atmospheric Physics, v. 82, n. 1-4, p. 5–29, 2003.

DEVORE, J. L. **Probabilidade e Estatística para Engenharia e Ciências**. São Paulo: Thomson Pioneira, 706 p. 2006.

ESTADO DA BAHIA. Secretaria de Infraestrutura - SEINFRA: CIMATEC/ SENAI, Camargo Schubert Engenharia Eólica. 96 p. ISBN 978-85-67342-00-. **Atlas Eólico da Bahia**. Salvador, 2013.

ESTADO DE ALAGOAS. Camargo Schubert Engenharia Eólica, Eletrobrás, Universidade Federal de Alagoas - UFAL. **Atlas Eólico de Alagoas**. Maceió, 2008.

ESTADO DE MINAS GERAIS. Camargo Schubert Engenharia Eólica e Companhia Energética de Minas Gerais- CEMIG. **Atlas Eólico Minas Gerais**. Belo Horizonte, 2010.

ESTADO DE SÃO PAULO- Secretaria de Energia. **Atlas Eólico do Estado de São Paulo**. São Paulo, 2012.

ESTADO DO CEARÁ - Secretaria da Infra Estrutura do Governo/Camargo Schubert Engenharia Eólica. **Atlas do Potencial eólico do Ceará**. Fortaleza, 2001.

ESTADO DO ESPÍRITO SANTO – Camargo Schubert Engenharia Eólica, Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo - ASPE. **Atlas Eólico do Espírito Santo**. Vitória, 2009.

ESTADO DO PARANÁ - Camargo Schubert Engenharia Eólica, Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC. **Atlas do Potencial Eólico do Paraná**. Curitiba, 2007.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO- Camargo Schubert Engenharia Eólica, Secretaria de Estado de energia, da Indústria Naval e do Petróleo. **Atlas Eólico do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, 2002.

ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE- Camargo Schubert Engenharia Eólica, Companhia Energética do Rio Grande do Norte – CONSERN. **Atlas Eólico do Rio Grande do Norte**. Natal, 2003.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. Camargo Schubert Engenharia Eólica e editada pela Secretaria de Energia Minas e Comunicações. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: SEMC, 2002.

EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY TECHNICAL, (2009). **Europe's onshore and offshore wind energy potential**. Disponível em: www.eea.europa.eu. Acesso em: 19 de fevereiro de 2013.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA. **The European Wind Initiative: Wind Power Research and Development to 2020**. Technical Report, 2013.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA. **The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014**. A report by the European Wind Energy Association, 2015.

FERREIRA, A. P. G. F. **Sensibilidade às parametrizações físicas do WRF nas previsões à superfície em Portugal Continental**. 119 f. (Departamento de Física) – Universidade de Aveiro, Aveiro, 2007.

GABRIEL, Philip; HARRINGTON, Jerry Y.; STEPHENS, Graeme L.; SCHNEIDER, Timothy. L. **Adjoint perturbation method applied to two-stream radiative transfer**. Journal of Quantitative Spectroscopy and Radioactive Transfer, 59(1-2), 1–24, 1998.

HANSLIAN, David; HOŠEK, Jiří. **Combining the VAS 3D interpolation method and Wind Atlas methodology to produce a high-resolution wind resource map for the Czech Republic**. Renewable Energy, Volume 77, May 2015, Pages 291-299.

INEGI – Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial. **Caracterização do Recurso Eólico no Paul da Serra- Ilha da Madeira**. Disponível em: http://www.areas.pt/download/eramac2/Estudo_recurso_eolico_Paul_Serra.pdf Acesso em: 25 de julho de 2015.

KRUEGER A. D; PARSONS GR; FIRESTONE J. **Valuing the Visual Disamenity of Offshore Wind Power Projects at Varying Distances from the Shore: An Application on the Delaware Shoreline**. Land Economics 2011; 87; 268-283.

LADENBURG J, BONNICHSEN O, DAHLGAARD J-O. **Testing the effect of a short Cheap Talk in Choice Experiments**. Nationaløkonomisk Tidsskrift (Danish Journal of Economics) 2011; 149.

LADENBURG J; DUBGAARD A. **Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark.** Energy Policy 2007; 35; 4059-4071.

LADENBURG J; DUBGAARD A. **Preferences of coastal zone user groups regarding the siting of offshore wind farms.** Ocean & Coastal Management 2009; 52; 233-242.

LANDRY C. E; Allen T, Cherry T, Whitehead JC. **Wind Turbines and Coastal Recreation Demand.** Resource and Energy Economics 2012; 34; 93-111.

LISSAMAN, P.B.S; GYATT, G.W; ZALAY, A.D. **Numeric modeling sensitivity analysis of the performance of wind turbine arrays.** Department of Energy/ Pacific Northwest Laboratory Contractor Report. D.E 82027570, PNL 4183. United States, 1982.

MELO, Francisca Dayane Carneiro. **Prospecção de ventos para geração eolielétrica utilizando modelo atmosférico de mesoescala.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Ceará. Fortaleza, 2011.

MENEZES NETO, Otacilio Leandro. **Metodologia para estimativa de radiação solar aplicada a região Nordeste de Brasil.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Ceará. Fortaleza, 2007.

MESINGER, F.; JANJIC, Z. I.; NICKOVIC, S.; GAVRILOV, D.; DEAVEN, D. G. **The step-mountain coordinate: Model description and performance for cases of Alpine lee cyclogenesis and for a case of Appalachian redevelopment.** Wea. Rev., 116, 1493-1518, 1998.

MOREIRA, Gilberto Augusto Amado. **Modelagem Numérica da Camada Limite Atmosférica com Validação Experimental.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Programa De Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte, 2007.

MORAES, Nilton Oliveira; MARTON, Edilson; PIMENTEL, Luiz Cláudio Gomes. **Simulações Numéricas da Formação de Ilha de Calor na Região Metropolitana do Rio de Janeiro.** Anuário do Instituto de Geociências – UFRJ. ISSN 0101-9759 Vol. 28 - 2 /2005 p. 116-138.

MORTENSEN, N.G.; PETERSEN, E.L. **Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain.** Proceedings of the 1997 European Wind Energy Conference, Dublin, Ireland, October 6-9, 317-320.1997.

NAKANISHI, Mikio. **Improvement of the Mellor–Yamada turbulence closure model based on large-eddy simulation data closure model based on large-eddy simulation data.** Boundary-Layer Meteorology 99: 349–378, 2001.

NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration. **Historical El Nino/ La Nina episodes (1950-present).** Disponível em:
http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml.
Acesso em 10 de julho de 2013.

NORONHA, Aurélio Wildson Teixeira. **Parametrização da intensificação dos fluxos de calor de superfície utilizando modelagem de conjunto de nuvens.** Fortaleza: (Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas) Universidade Estadual do Ceará, 2013.

OLIVEIRA, Juliana Lima; COSTA, Alexandre Araújo. **Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste brasileiro utilizando o RAMS: os casos de 1973-1974 e 1982-1983.** Revista Brasileira de Meteorologia, v.26, n.1, 53 - 66, 2011.

OLSSON, Peter, Q.; HARRINGTON, Jerry Y; FEINGOLD, Graham; COTTON, William, R.; KREIDENWEIS, Sonia M. **Exploratory cloud-resolving simulations of boundary-layer Arctic stratus clouds Part I: Warm-season clouds.** Atmospheric Research 47–48/ 573–597, 1998.

PIELKE, R. A.; **Mesoscale Meteorological Modeling.** Academic Press, EUA, vol. 98, 3 ed. 1984, 612 p.

PIELKE, R. A. **Mesoscale Meteorological Modeling**. Academic Press, USA, vol. 78, 2 ed. 676 p. 2002.

PIELKE, R. A., Cotton, W. R., Walko, R. L., Tremback, C. J., Lyons, W. A., Grasso, L. D., Nicholls, M. E. **A Comprehensive Meteorological Modeling System RAMS**. Meteorological Atmosphere Physics, 49, 69-91, 1992.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R.; **Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil**. Renewable Energy, Vol.33, No.11, pp.2375-2387, Nov. 2008.

RIBEIRO FILHO, José Gomes. **Aplicações da técnica de análise de correlações canônicas na previsão climática sazonal no Ceará**. Fortaleza: (Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas) Universidade Estadual do Ceará, 2009.

SANTIAGO DE MARIA, Paulo Henrique; COSTA, Alexandre Araújo; SOMBRA, Sérgio Sousa. **Simulação de ventos de alta resolução no litoral do Ceará**. Congresso Brasileiro de Meteorologia, 14, 2006, Florianópolis. Anais IV, Congresso Brasileiro de Meteorologia, 2006.

SCHWARTZ, Marc; HEIMILLER, Donna; HAYMES, Steve; MUSIAL, Walt. **Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States**. Technical Report NREL/TP-500-45889 June 2010.

SKAMAROCK, William C. ; KLEMP, Joseph B. ; DUDHIA, Jimmy; GILL, David O. ; BARKER, Dale M.; DUDA, Michael G.; WANG, Xiang-Yu Huang Wei; POWERS, Jordan G. **A Description of the Advanced Research WRF Version 3**. Near Technical Note, 113p. June 2008.

SNYDER, Brian; Mark J. Kaiser. **Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy**. Renewable Energy Volume 34, Issue 6, June 2009, p. 1567–1578.

SOMBRA, Bruno Pires. **Uso do modelo RAMS para previsão dos recursos eólicos em regiões do semiárido do Nordeste do Brasil.** Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual do Ceará. Fortaleza, 2010.

STRECK, N. A.; ROSA, H. T.; WALTER, L. C.; BOSCO, L. C.; LAGO, I.; HELDWEIN, A. B. **O fenômeno El Niño Oscilação Sul e a variabilidade interanual da evaporação do tanque Classe A e da umidade relativa do ar em Santa Maria, RS.** *Ciência Rural*, 38(5), 1452–1455, 2008.

SRTM30_PLUS V11. EXTRACT XYZ GRID OF TOPOGRAPHY. Disponível em: http://topex.ucsd.edu/cgi-bin/get_srtm30.cgi. Acesso em: 17 de agosto de 2013.

TRIPOLI, Gregory, J.; COTTON William R. **An Intense, Quasi-Steady Thunderstorm over Mountainous Terrain. Part IV: Three-Dimensional Numerical Simulation.** *Journal of the Atmospheric Sciences* 894-912. Volume 46, nº.9, 1986.

TROEN, I.; E.L. Petersen. **European Wind Atlas.** Risø National Laboratory, Roskilde. 656 p.1989.

VASCONCELOS JÚNIOR, Francisco das Chagas. **Estudo numérico de jatos de baixos níveis no estado do Ceará.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Ceará. Fortaleza, 2010.

VIEIRA, Cícero Fernandes A.; SANTOS, Clodoaldo Campos; LIMA, Francisco José Lopes; MAGALHÃES, Rafael Aragão; SILVA, Emerson Mariano. **Análise dos dados de vento gerados no projeto de reanalysis do NCEP/NCAR para futuras aplicações no cálculo do potencial eólico em regiões do estado do Ceará.** *Revista Tecnologia*, v. 27, p. 190-194, 2006.

VIEIRA, Cícero Fernandes A.; SILVA, Emerson Mariano; CAVALCANTE, Francisco Sales Ávila; SILVA, Gustavo Rodrigues. **Análise dos parâmetros de fluxo de calor superficial utilizados pelo modelo WASP no levantamento do perfil vertical do vento no norte do Estado do Ceará.** *Ciência e Natura*, v Especial, p. 249-252, 2007.

WATSON G. M., Halliday J. A., Palutikof J.P., Holt T., Barthelmie R. J., Coelingh J. P., Van Zuylen E. J., Cleijne J. W. **Predicting Offshore Wind Energy Resources (Power)**. United Kingdom (2003), 22p.

WALKO, R. L.; COTTON, William R.; MEYERS, M. P.; HARRINGTON, Jerry Y. **New RAMS cloud microphysics parameterization part I: the single-moment scheme**. Atmospheric Research, 38(1-4), 29–62, 1995.

WESTERBERG VH, Jakobsen JB, Lifran R, 2011. **Offshore wind farms in the Mediterranean Sea - A tourist appeal or a tourist repellent ?**, 18th Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists, Rome, June 29th - July 2nd.

WILMOTT, Cort J.; MATSUURA, Kenji. **Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance**. CLIMATE RESEARCH, Vol. 30: 79–82, December 19, 2005.

WILMOTT, Cort J.; ROBESON, Scott M.; MATSUURA, Kenji. **Short Communication - A refined index of model performance**. International Journal of Climatology, Int. J. Climatol.32: 2088–2094 (2012), Published online 9 September 2011 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com) DOI: 10.1002/joc.2419 2012.

ZHAO, Pan; WANG, Jiangfeng; XIA, Junrong; DAI, Yiping; SHENG, Yingxin; YUE, Jie. **Performance evaluation and accuracy enhancement of a day-ahead wind power forecasting system in China**. Renewable Energy, Volume 43, July 2012, Pages 234-241.

APÊNDICE – MAPAS DE VELOCIDADE, DIREÇÃO, DENSIDADE DE POTÊNCIA E TURBULÊNCIA A 80 m E 120 m DE ALTURA.

Este Apêndice mostra as análises feitas a 80 m e 120 m de altura para os períodos de El Niño, La Niña e Neutro. São apresentados os mapas de velocidade média e máxima, densidade de potência média e máxima, direção média e turbulência média do vento.

ANO EL NIÑO – ALTURA DE 120 m

Dados de Velocidade Média e Máxima do Vento

Figura 1 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

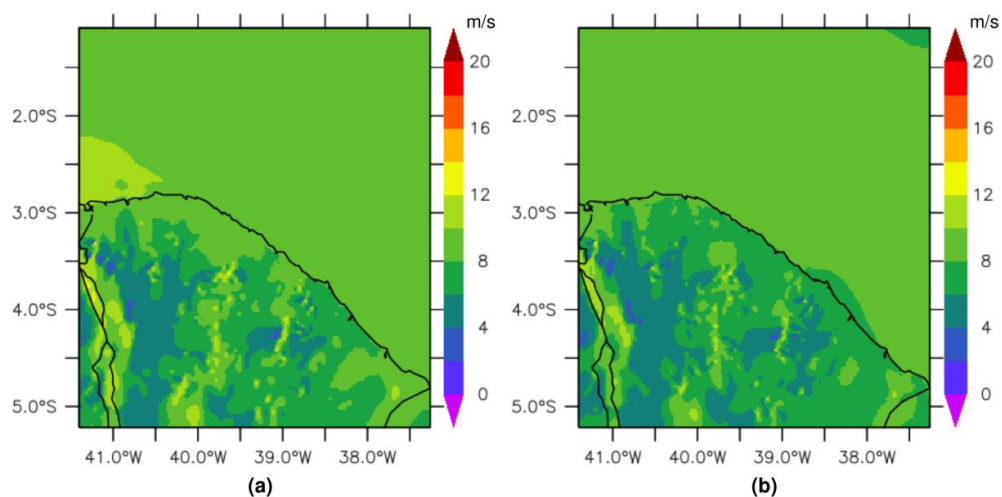


Figura 2 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

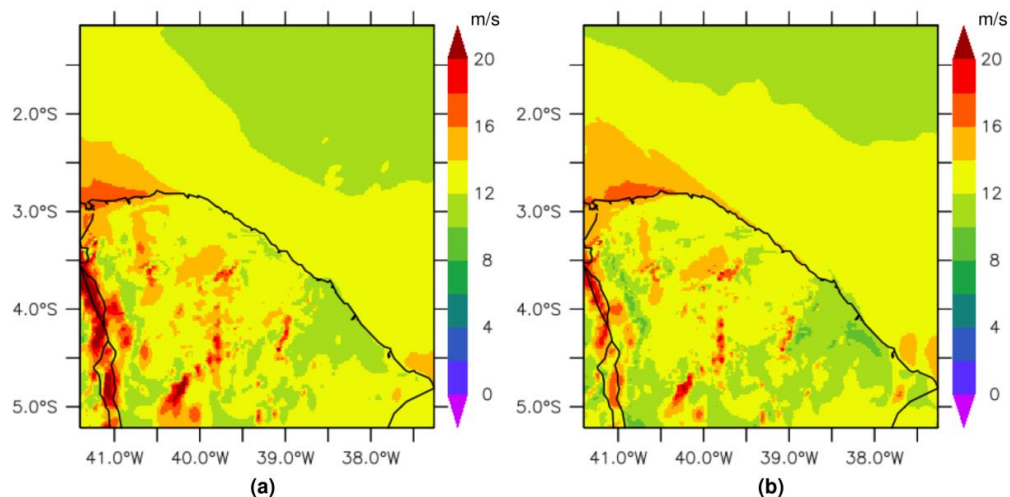


Figura 3 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

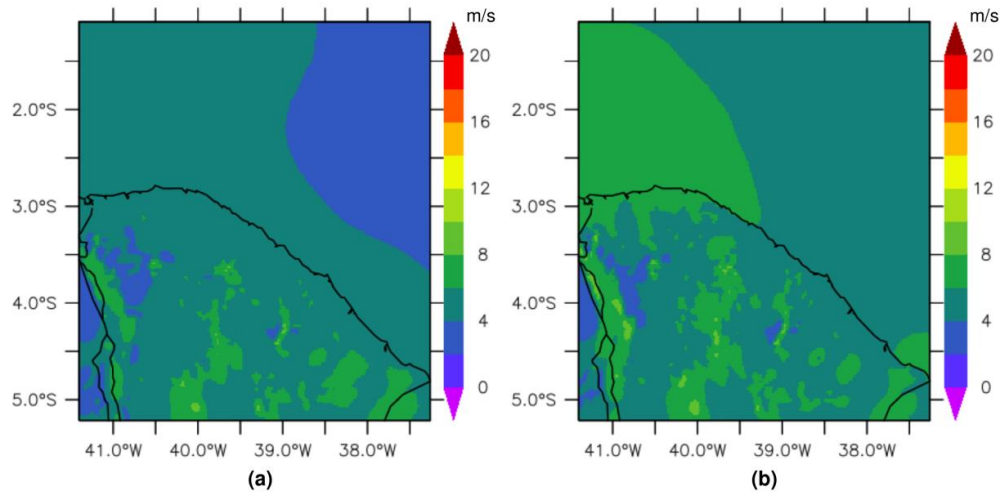
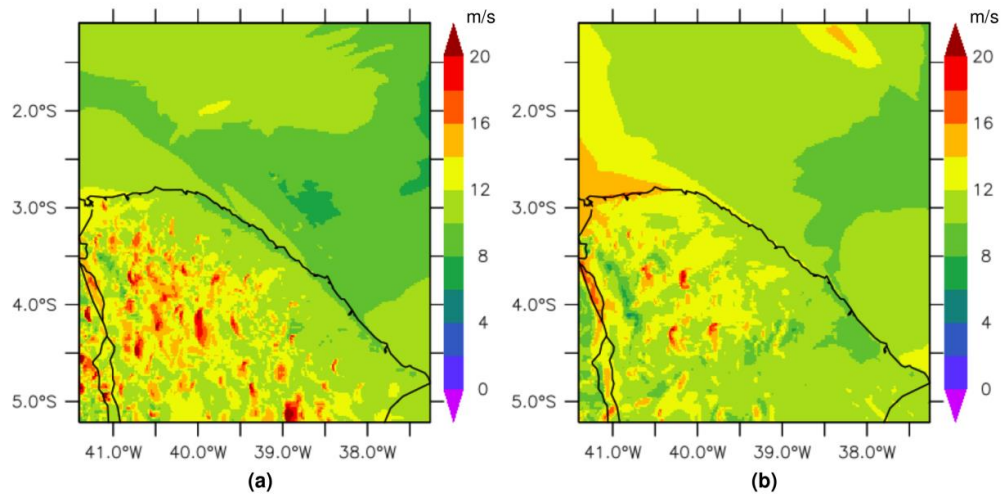


Figura 4 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.



Densidade de Potência média e máxima

Figura 5 Densidade de Potência Média (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

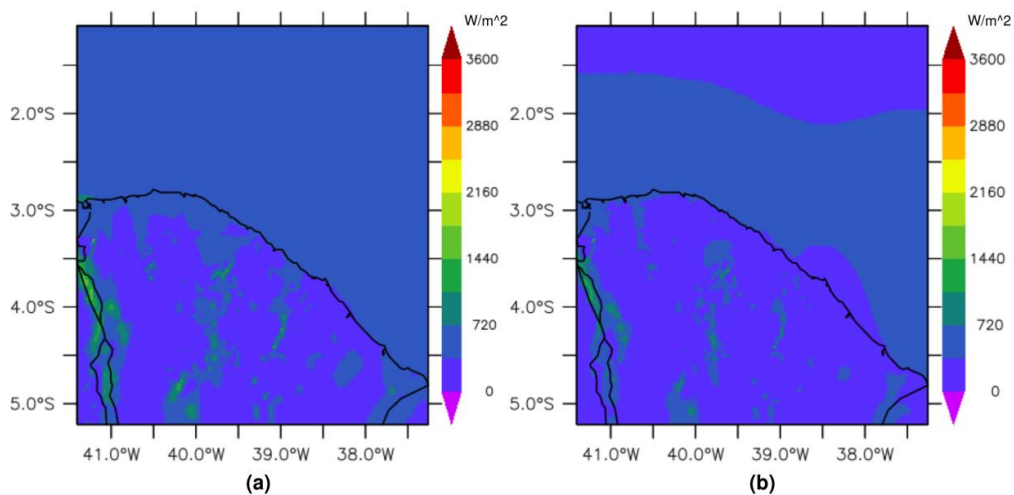


Figura 6 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

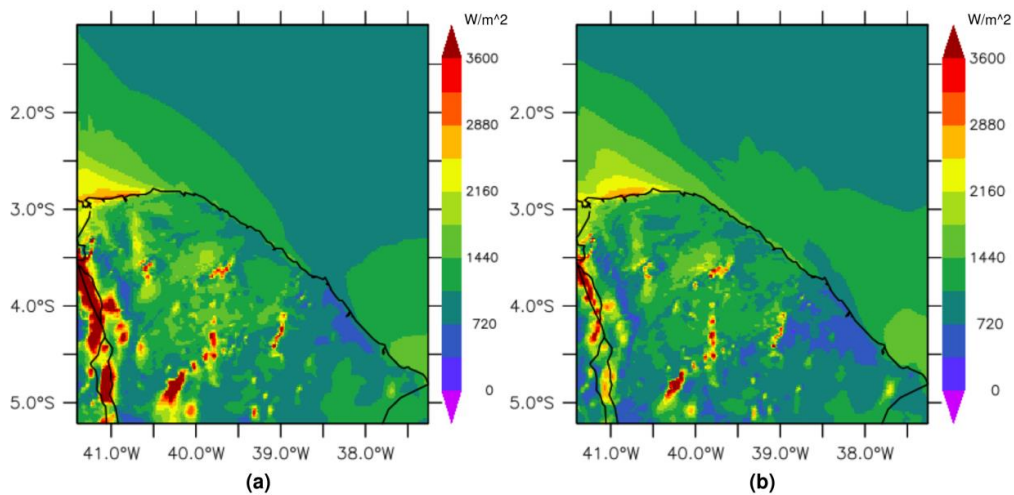


Figura 7 Densidade de Potência Média (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

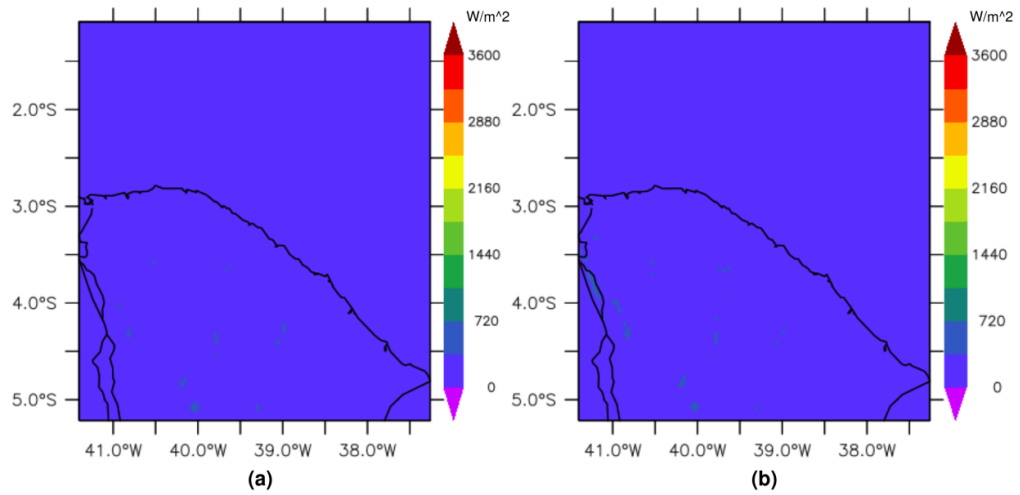
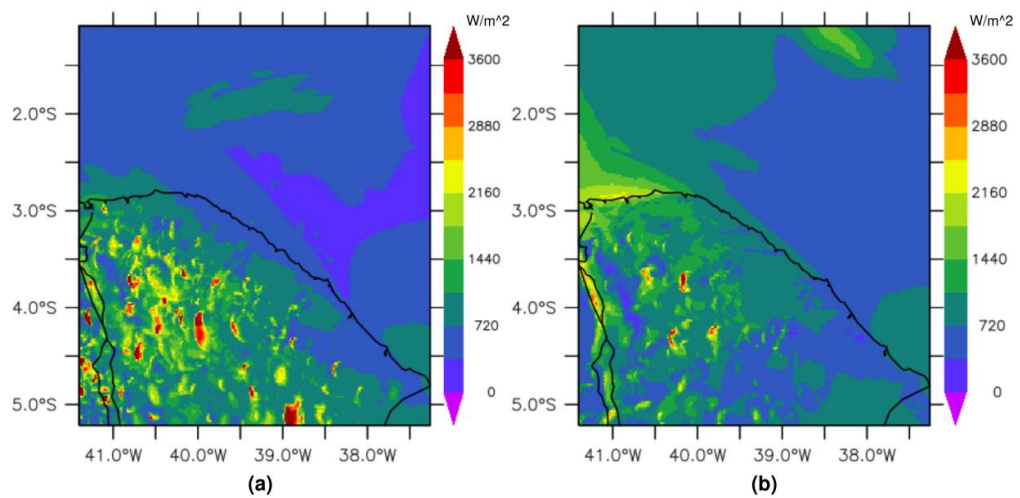
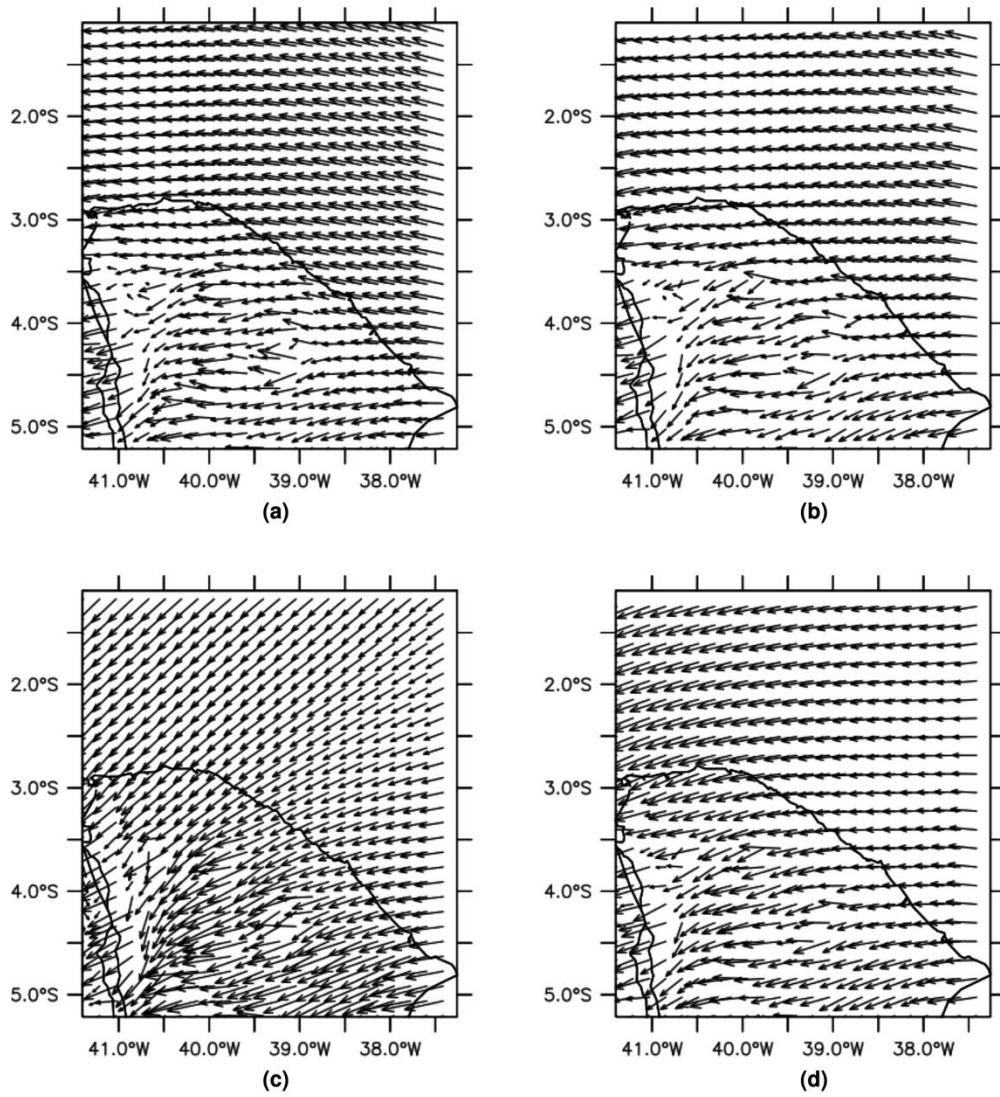


Figura 8 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.



Direção Média

Figura 9 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 1997, março (c) e abril (d) de 1998 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.



Turbulência do Vento

Figura 10 Intensidade de turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.

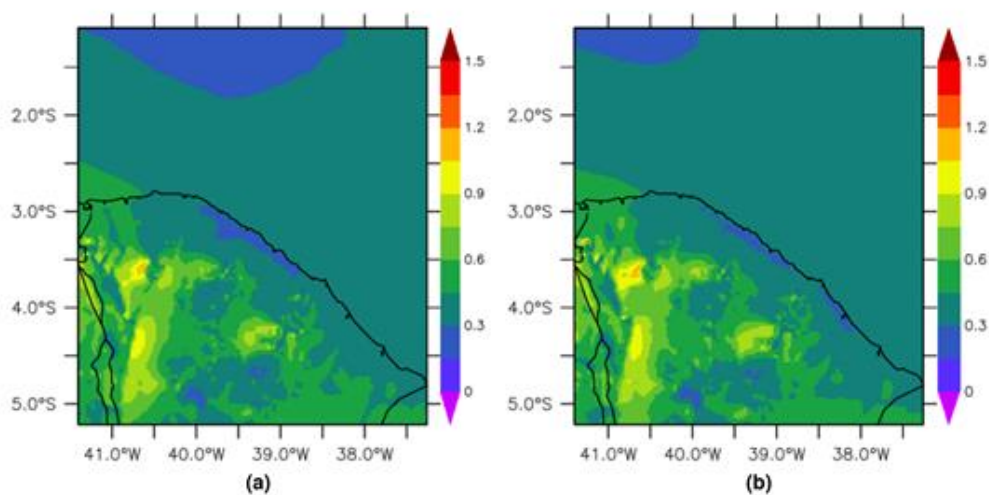
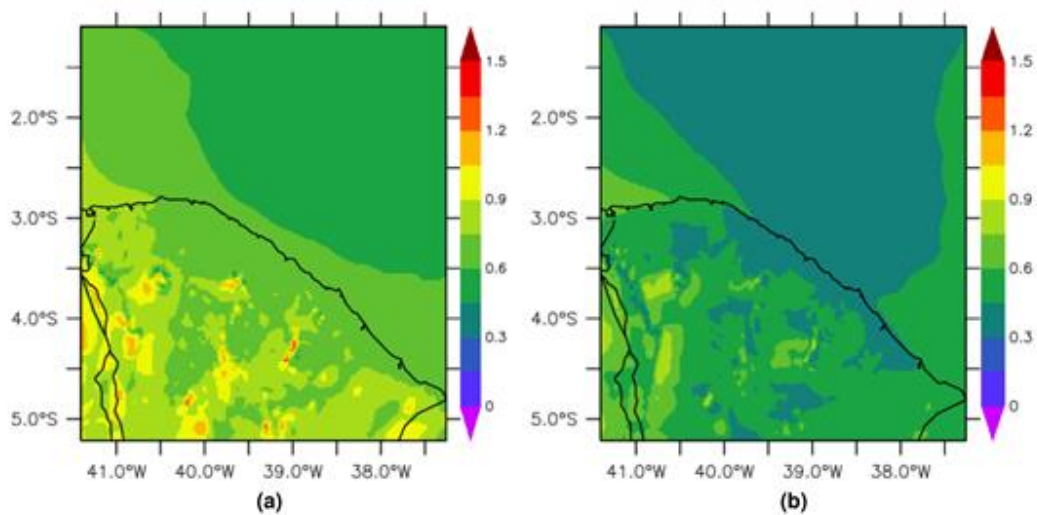


Figura 11 Intensidade de turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 1997 medida a 120 m com presença do fenômeno El Niño.



ANO EL NIÑO – ALTURA DE 80 m**Dados de Velocidade Média e Máxima**

Figura 11 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

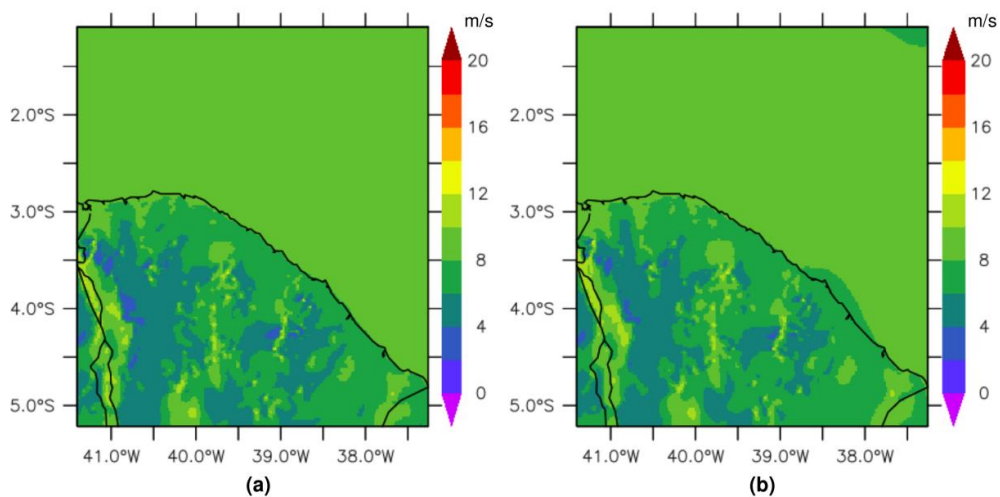


Figura 12 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

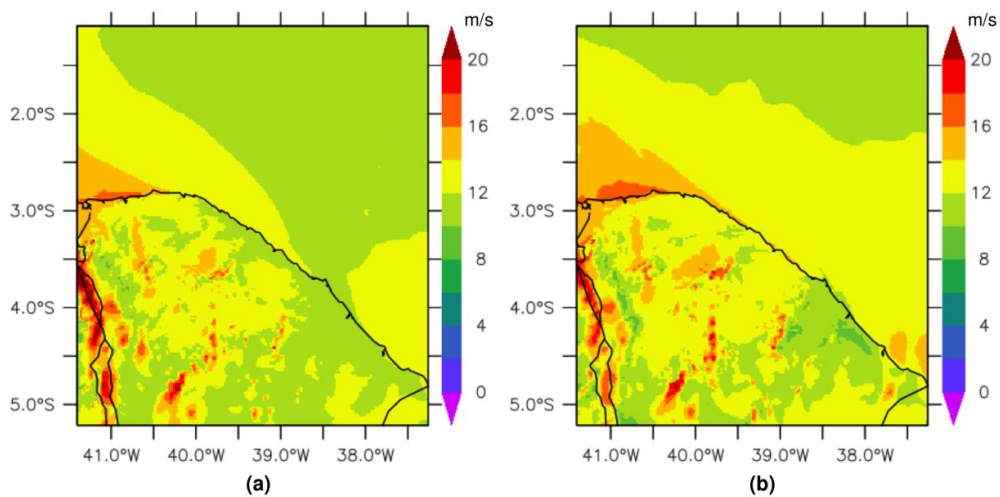


Figura 13 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

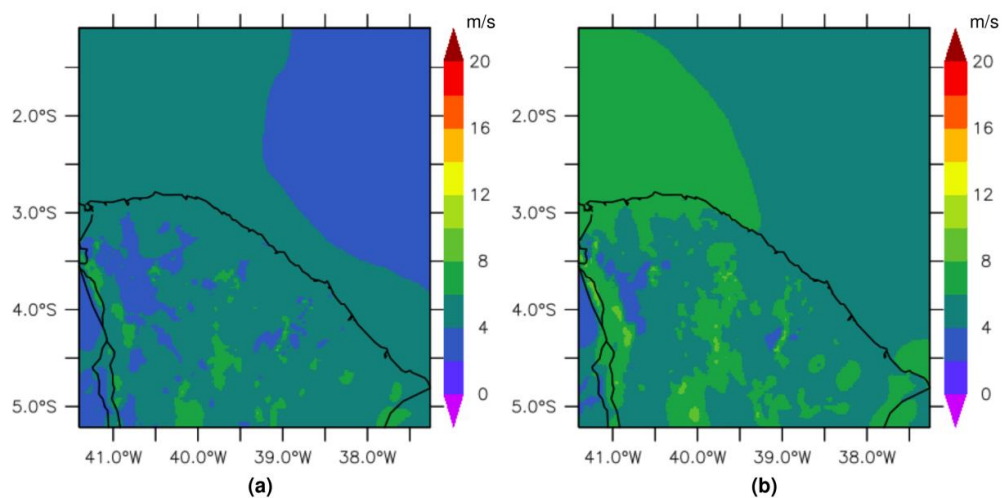
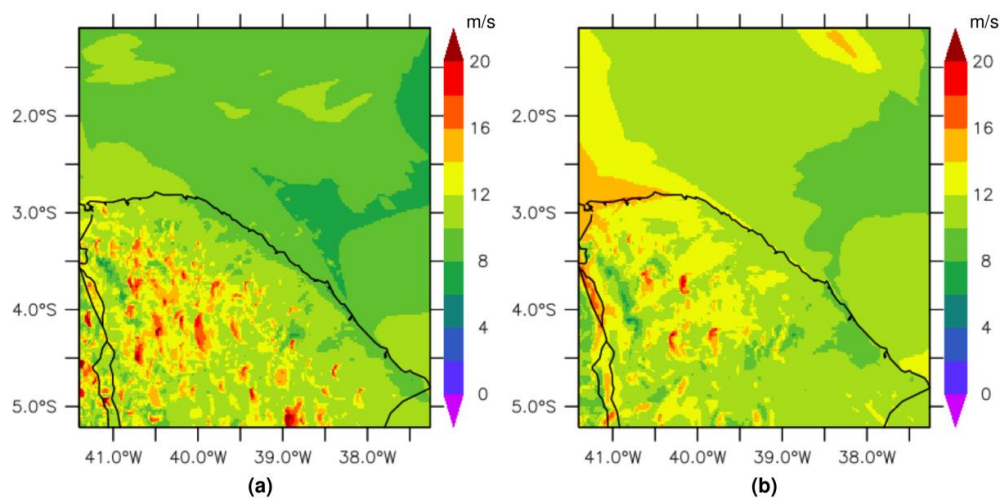


Figura 14 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.



Densidade de Potência média e máxima

Figura 15 Densidade de Potência Média (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

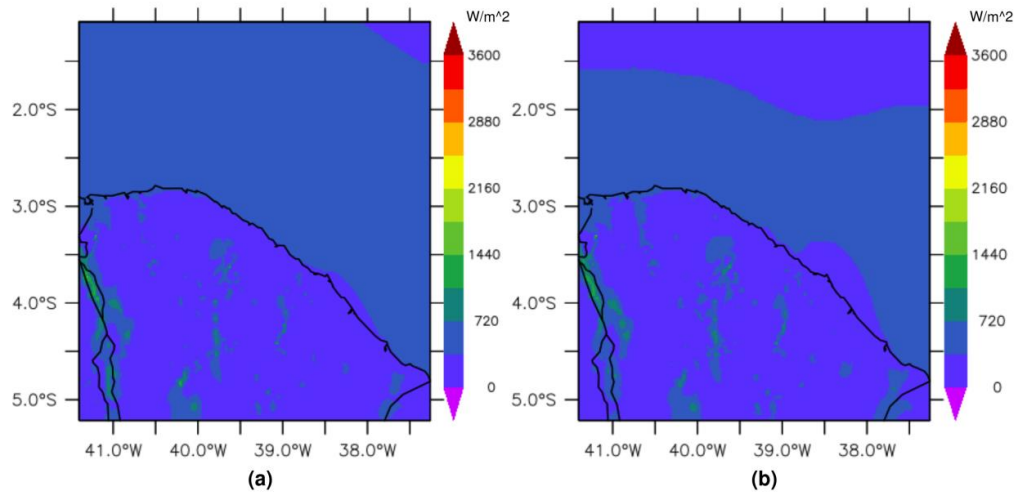


Figura 16 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

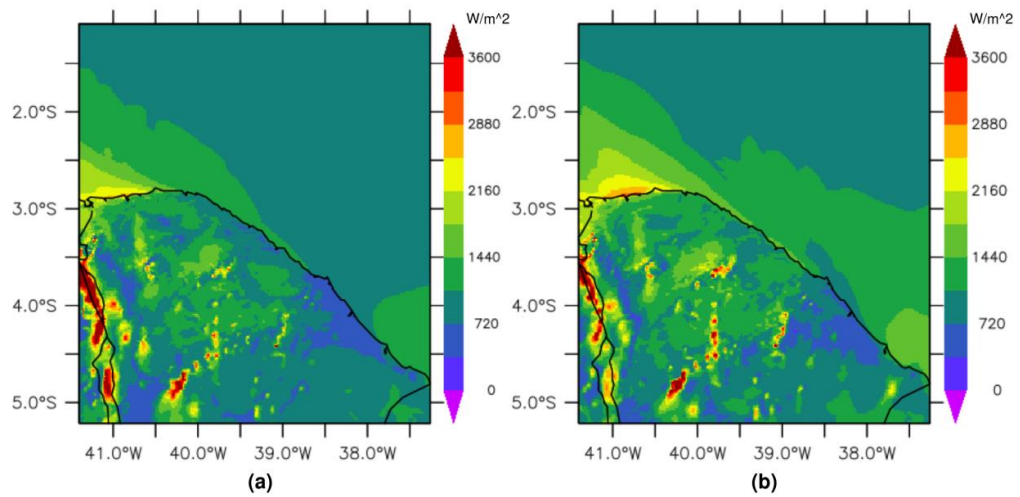


Figura 17 Densidade de Potência Média (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

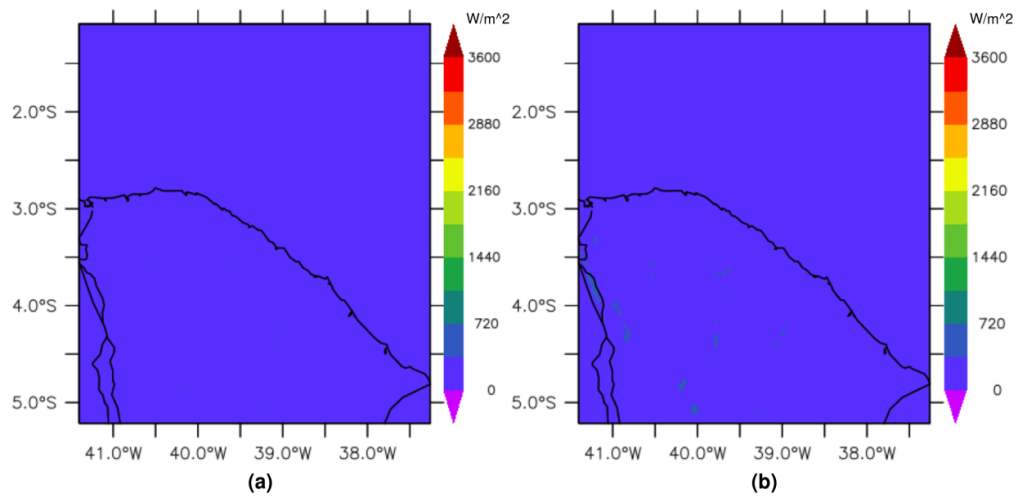
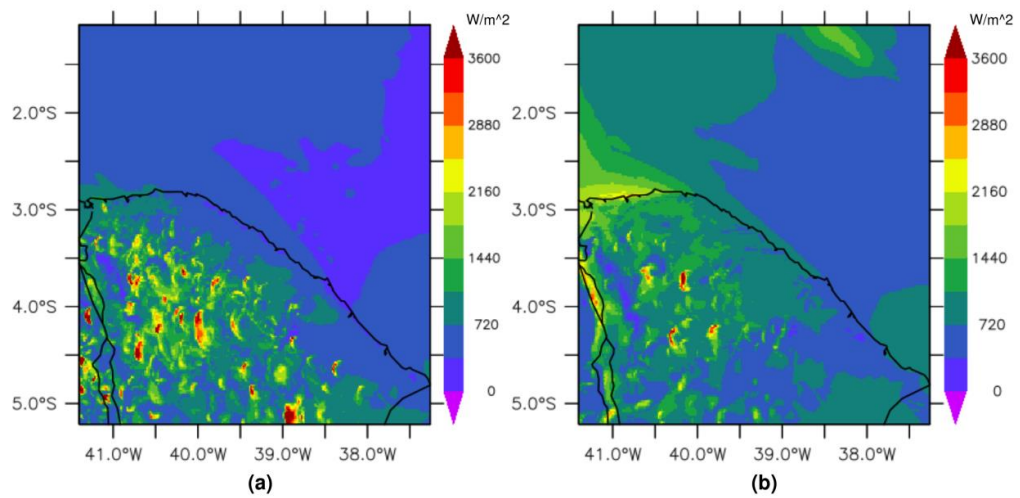
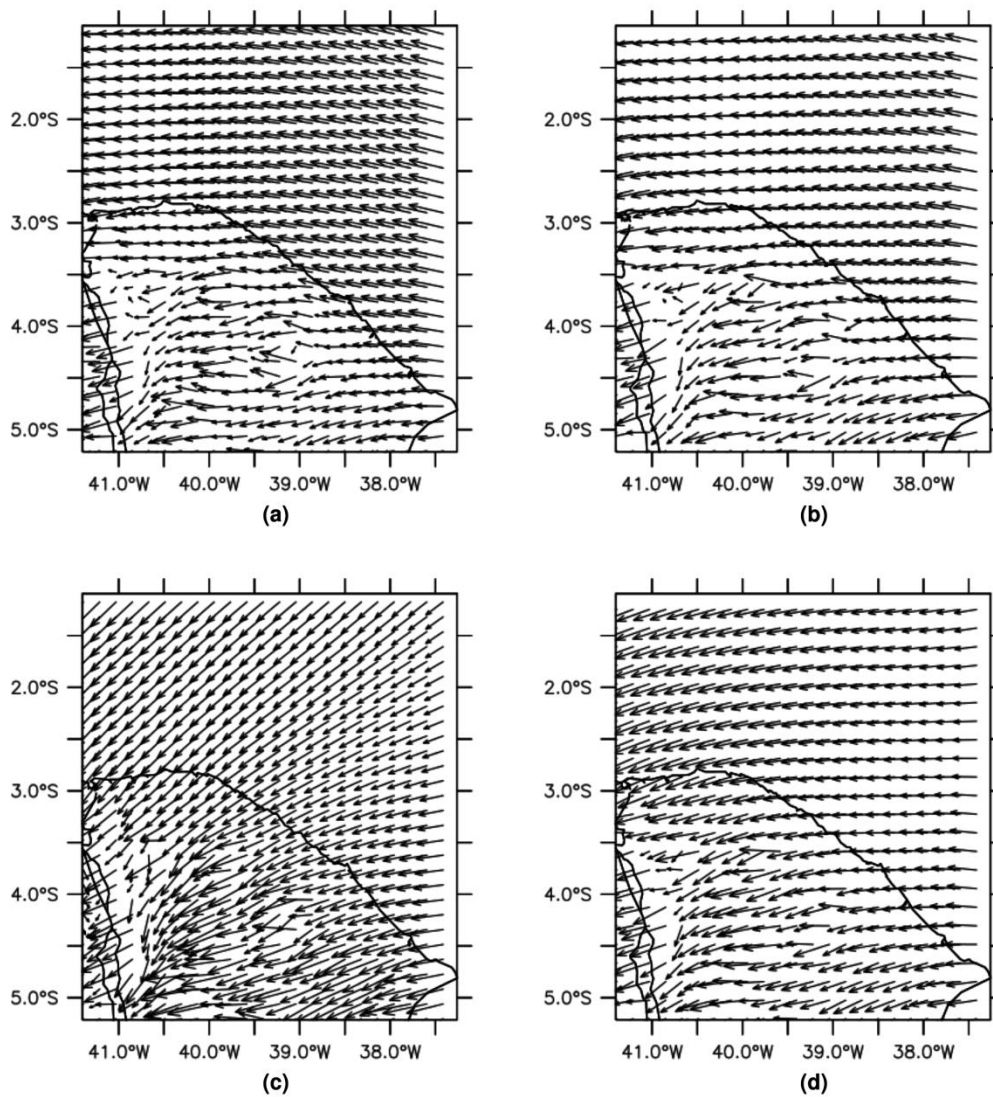


Figura 18 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.



Direção Média

Figura 19 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 1997 e março (c) e abril (d) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.



Turbulência do Vento

Figura 20 Intensidade de turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 1997 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.

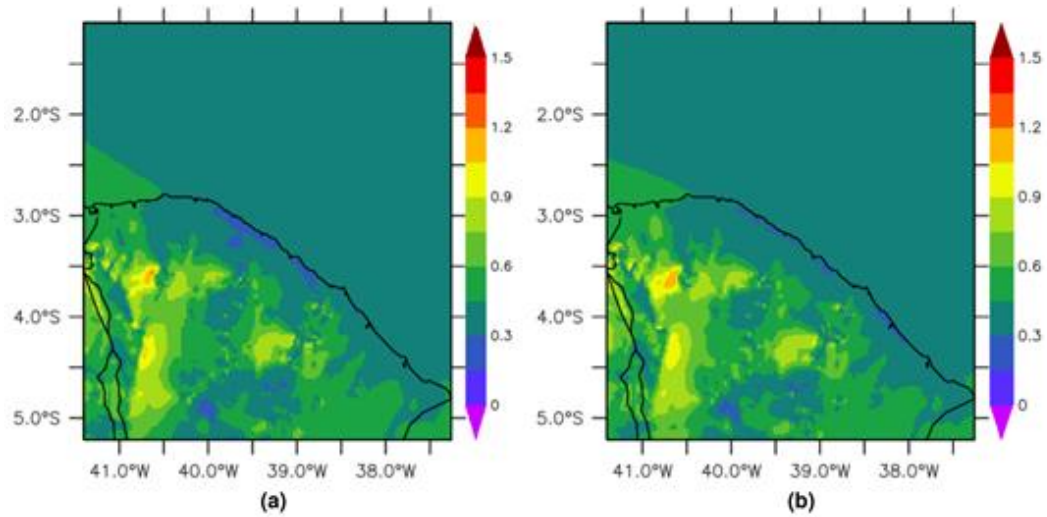
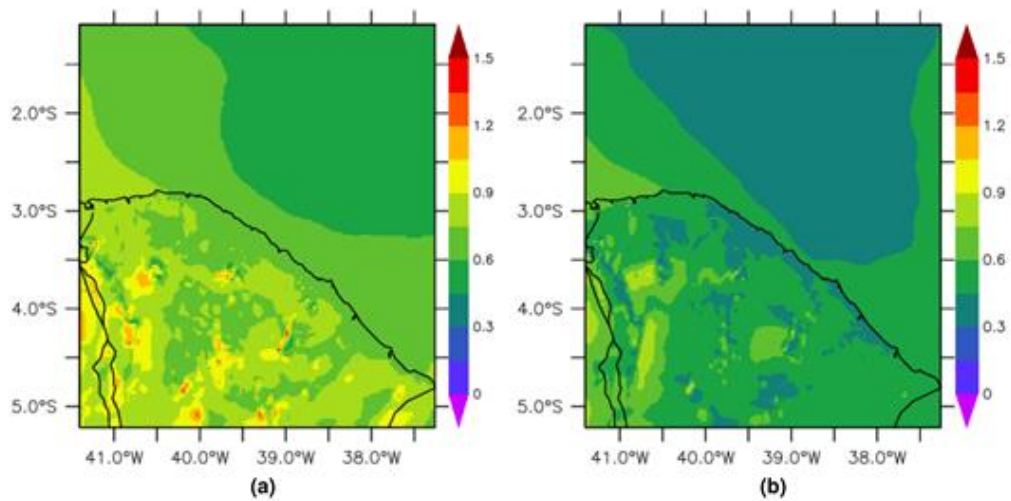


Figura 21 Intensidade de turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 1998 medida a 80 m com presença do fenômeno El Niño.



ANO LA NIÑA – ALTURA DE 120 m**Dados de Velocidade Média e Máxima**

Figura 22 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

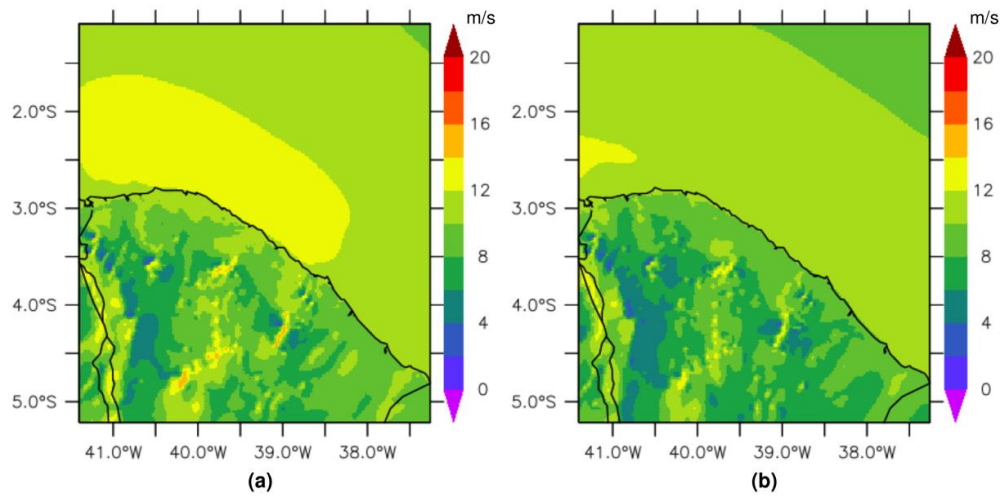


Figura 23 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

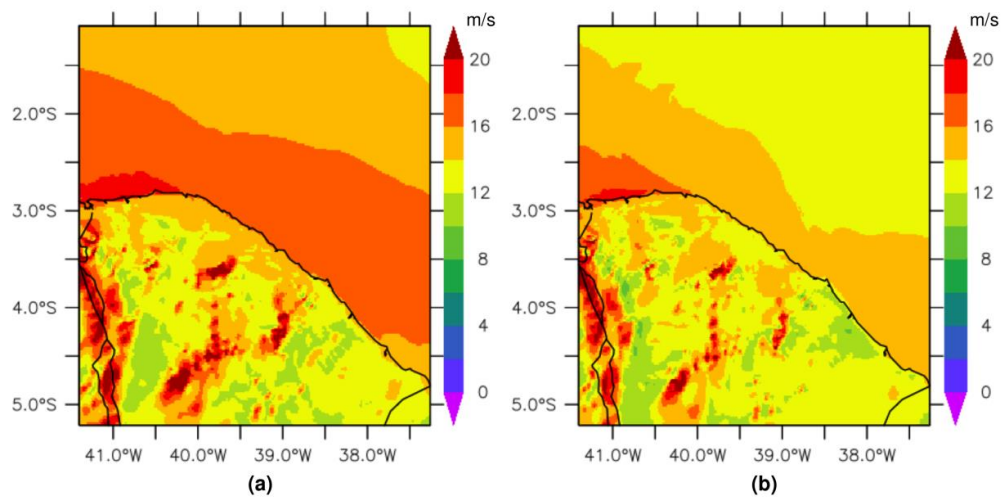


Figura 24 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

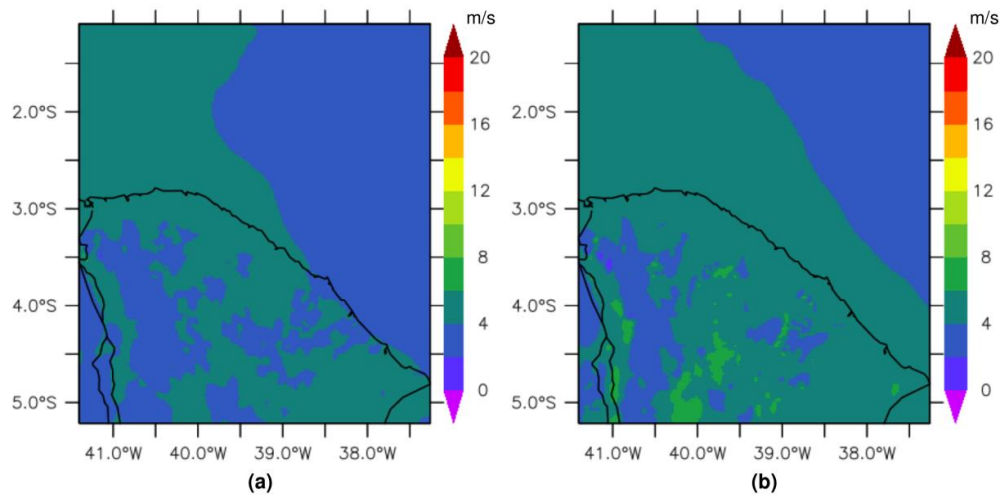
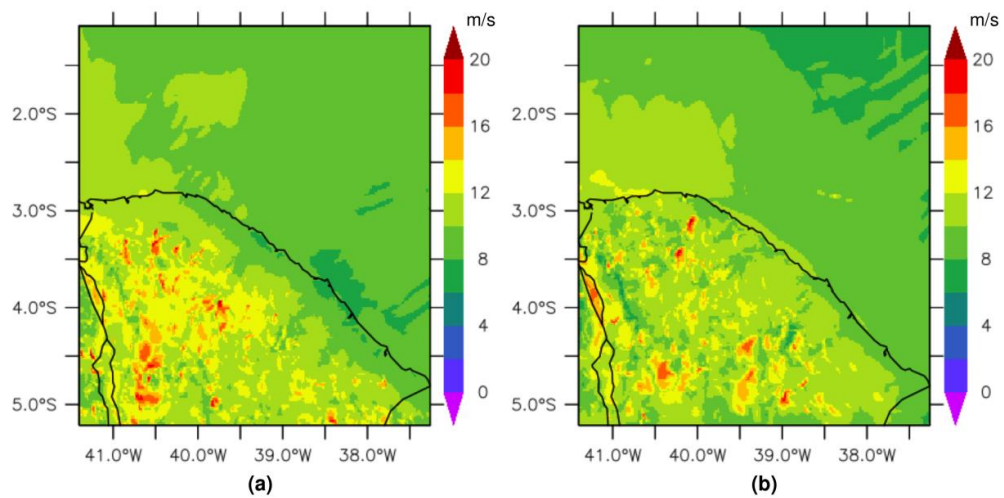


Figura 25 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.



Densidade de Potência Média e Máxima

Figura 26 Densidade de Potência Média (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

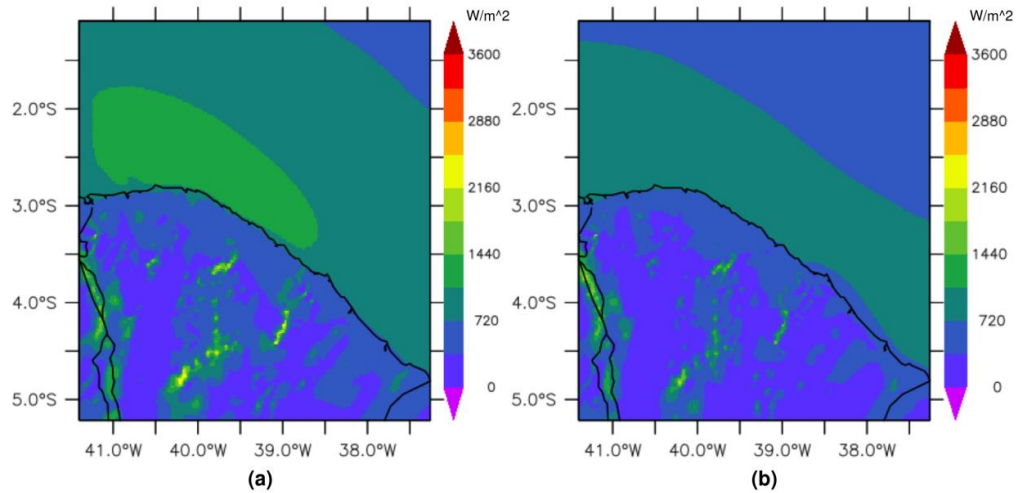


Figura 27 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

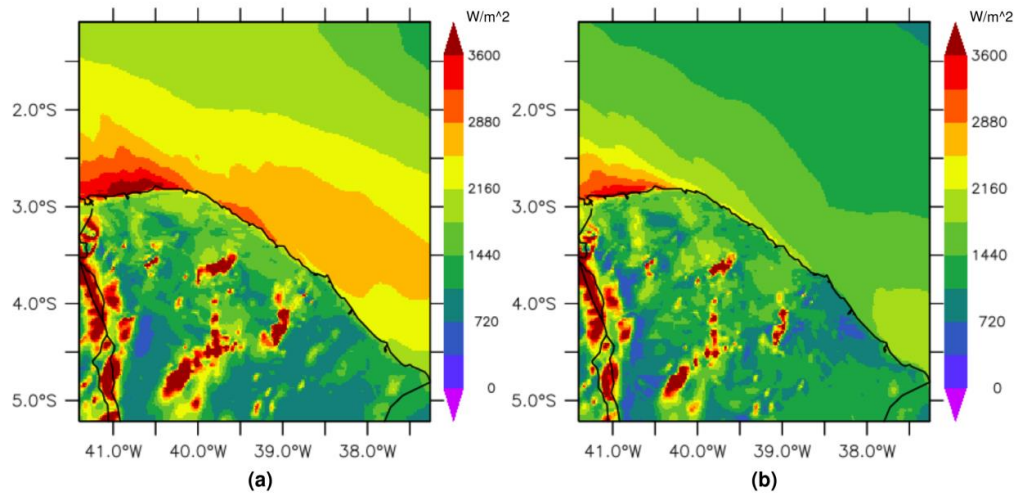


Figura 28 Densidade de Potência Média (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

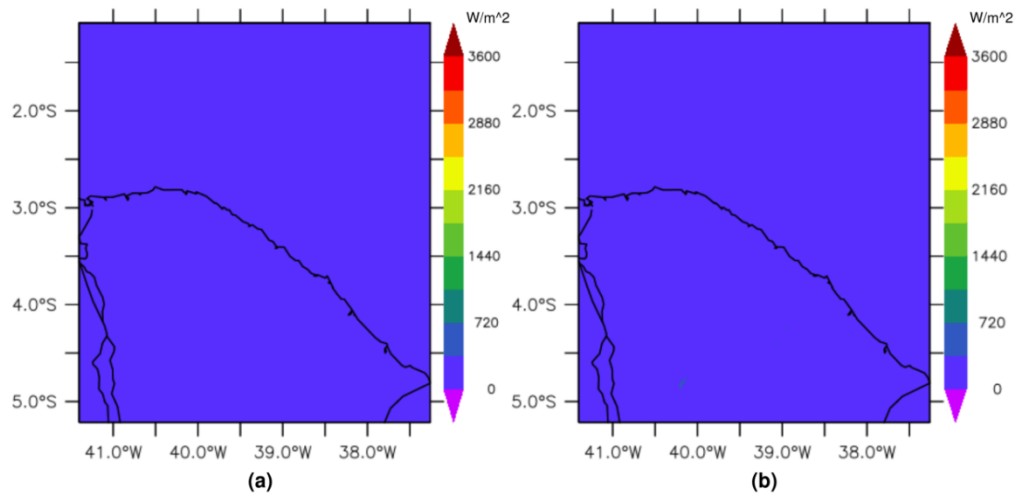
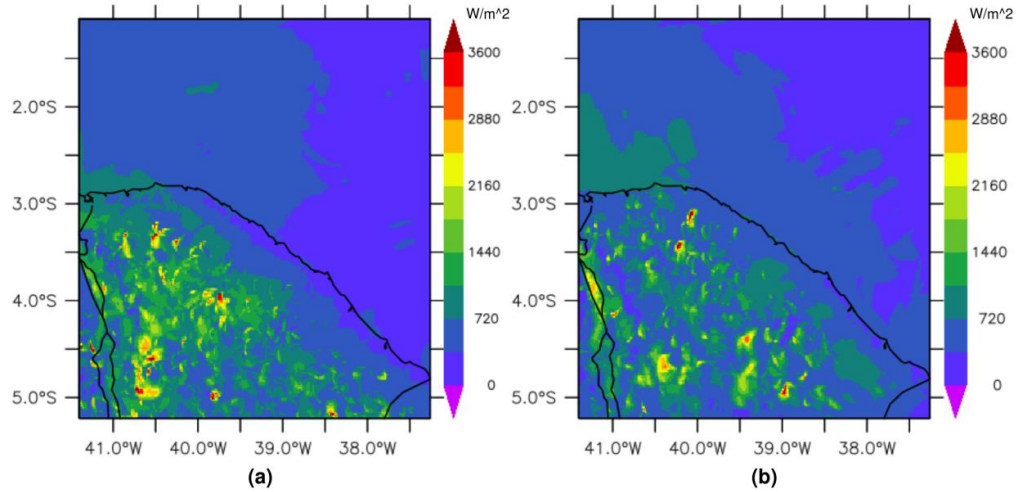
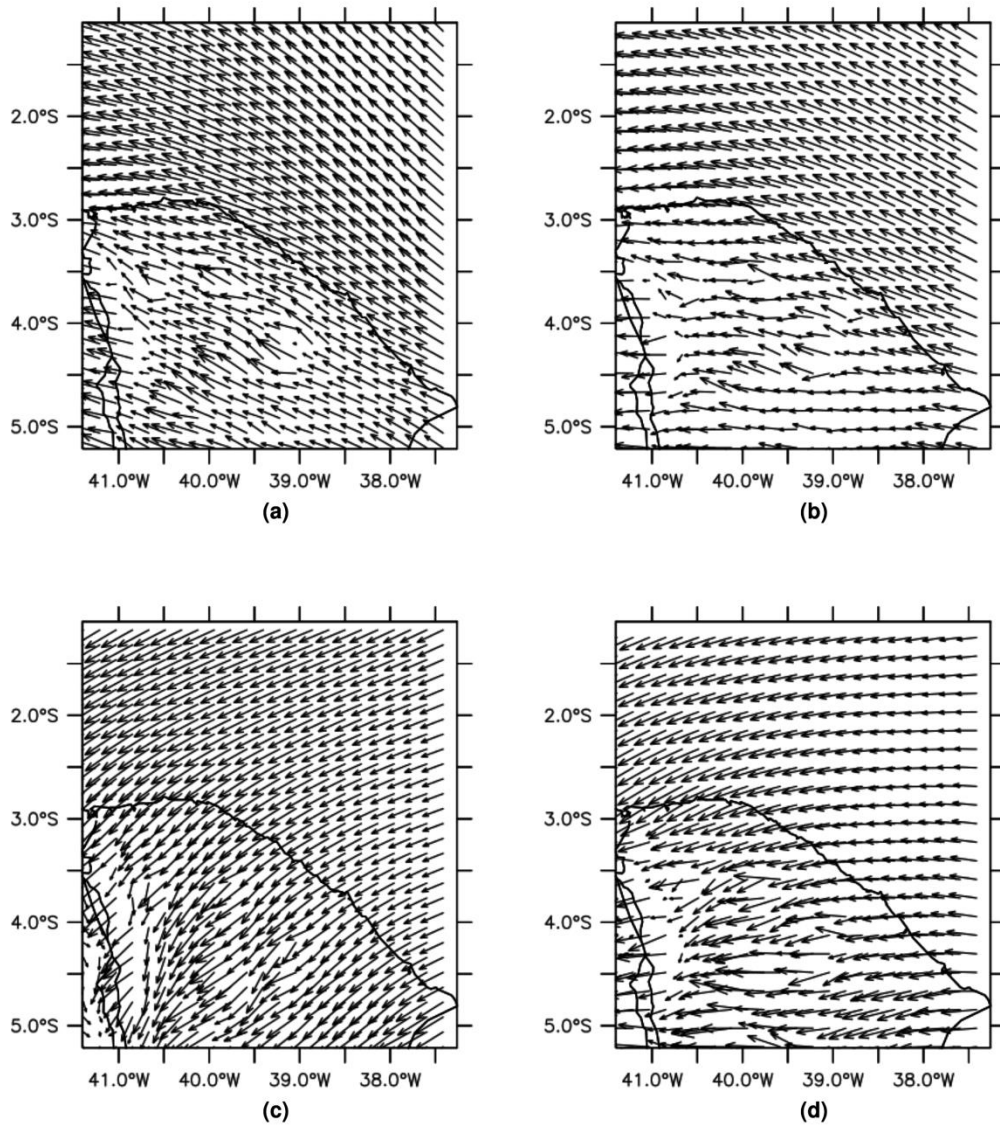


Figura 29 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.



Direção Média

Figura 30 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2007 e março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.



Turbulência do Vento

Figura 31 Intensidade de turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.

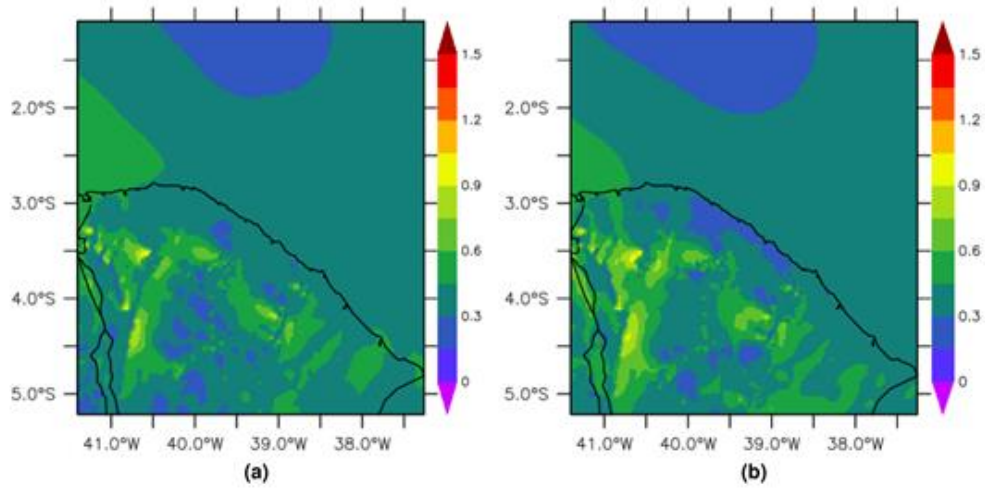
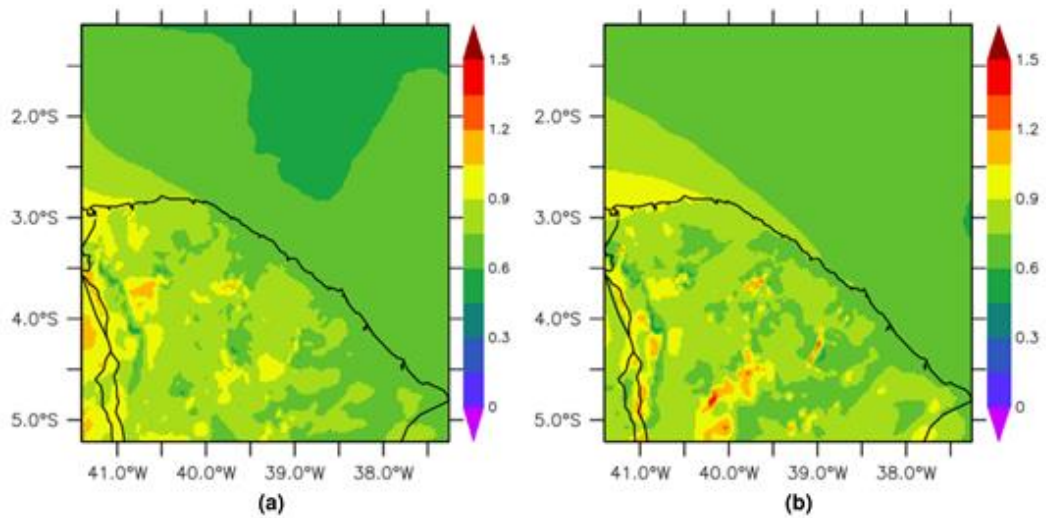


Figura 32 Intensidade de turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 120 m com presença do fenômeno La Niña.



ANO LA NIÑA – ALTURA DE 80 m**Dados de Velocidade Média e Máxima**

Figura 33 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

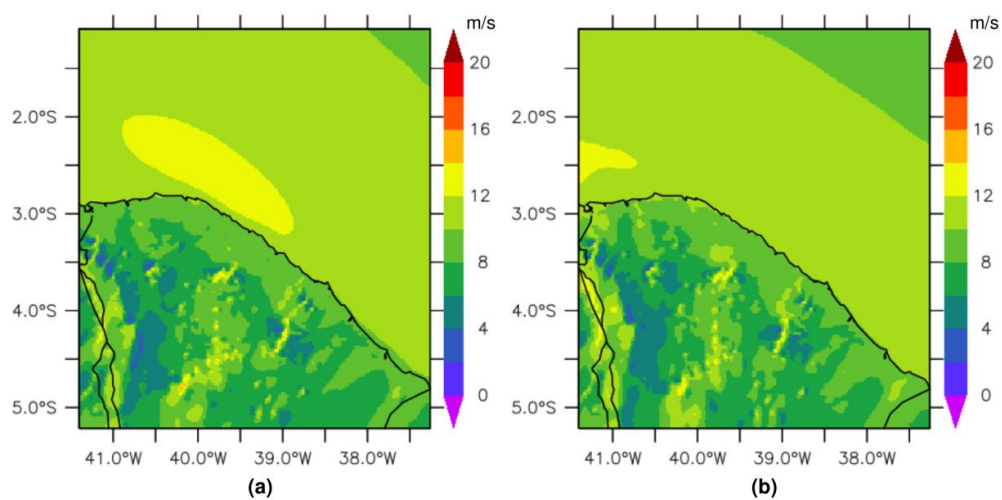


Figura 34 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

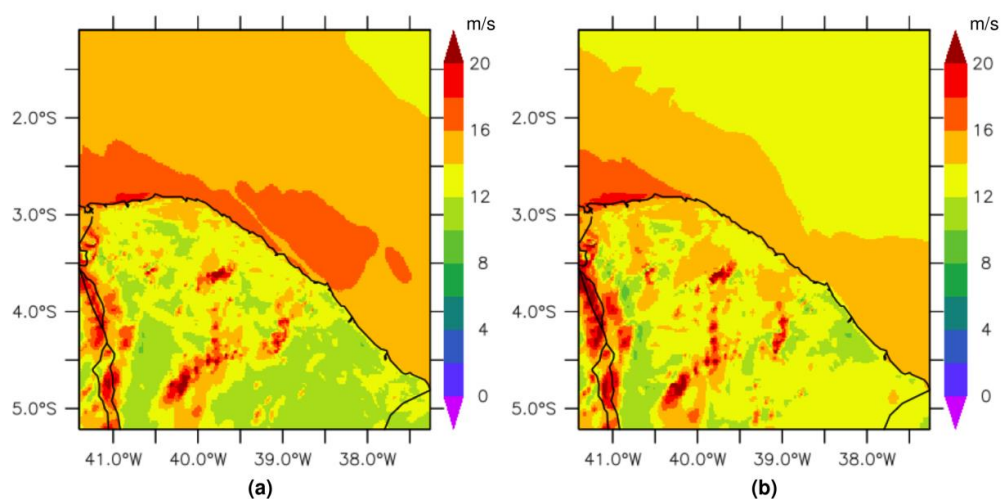


Figura 35 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

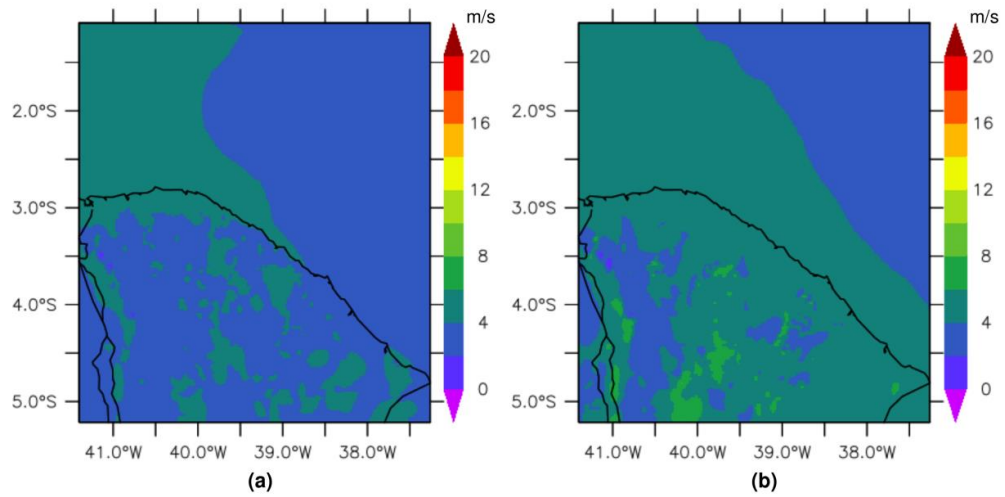
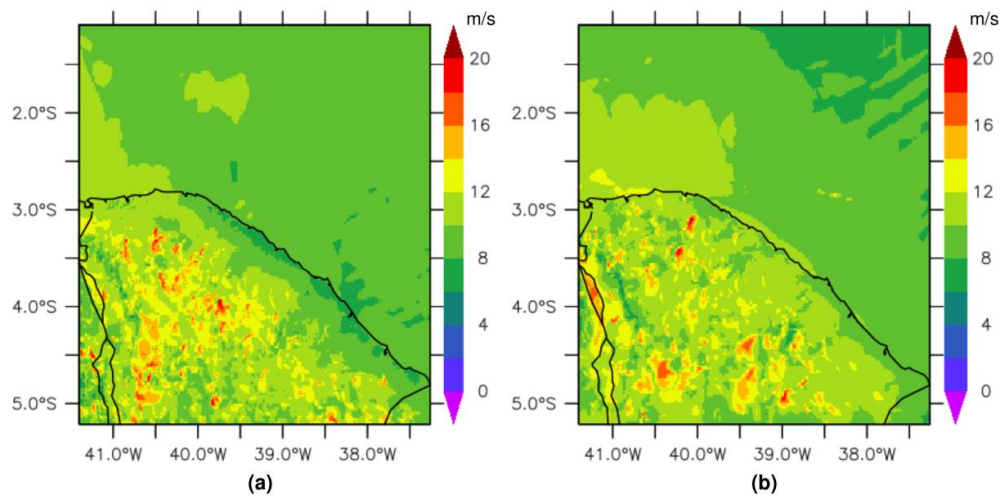


Figura 36 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.



Densidade de Potência Média e Máxima

Figura 37 Densidade de Potência Média (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

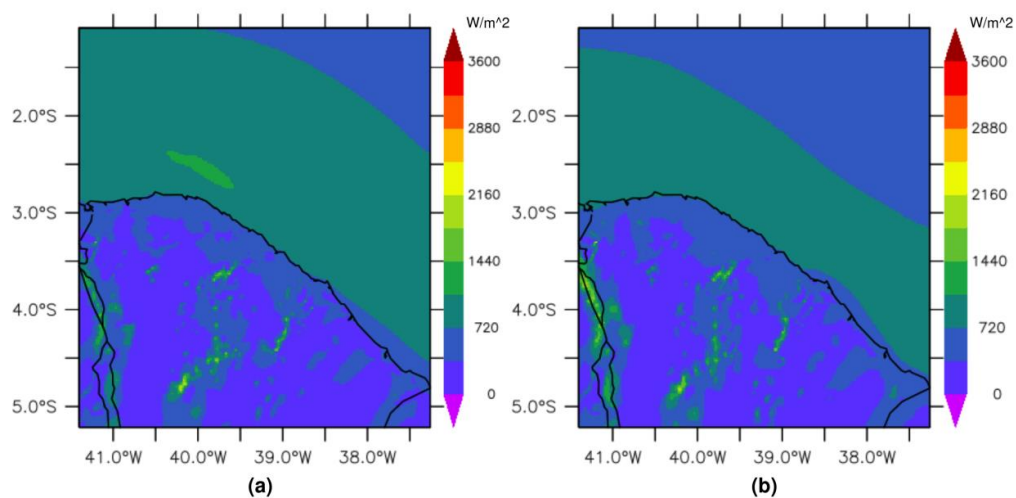


Figura 38 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

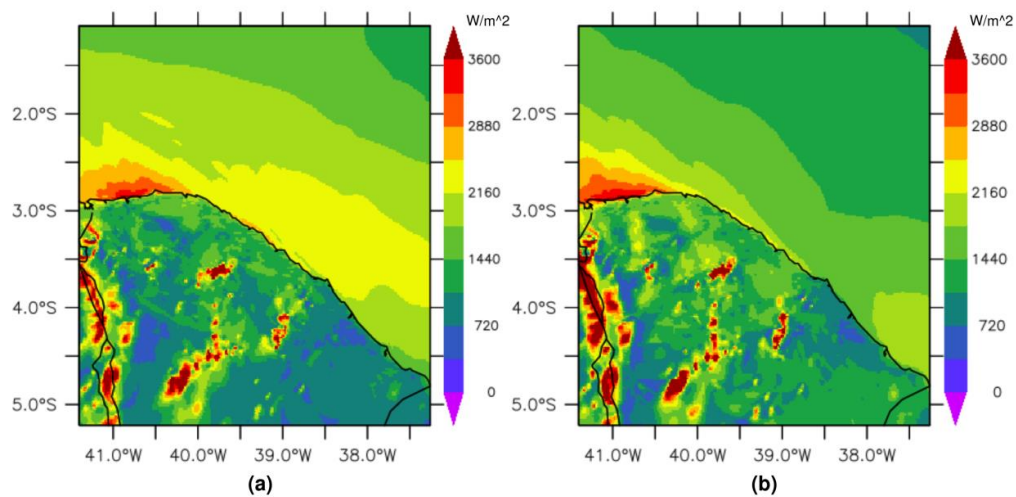


Figura 39 Densidade de Potência Média (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

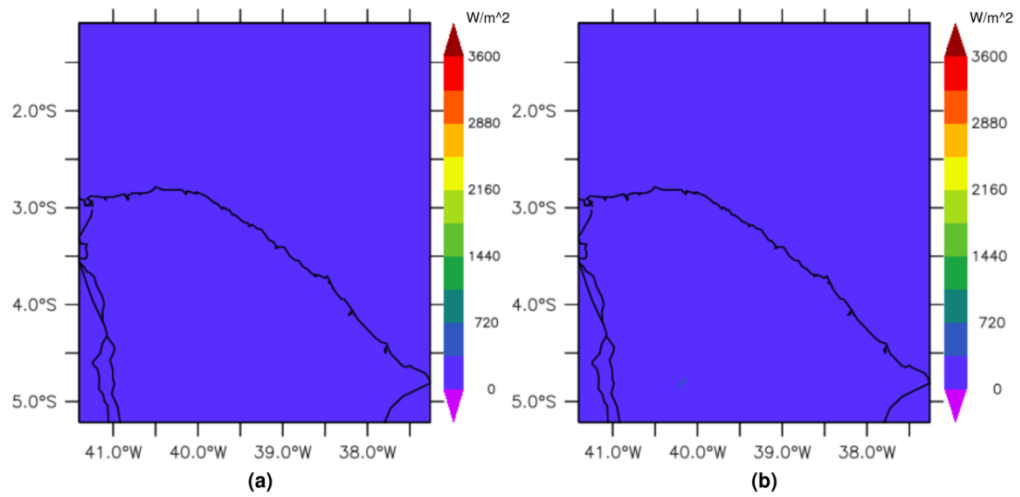
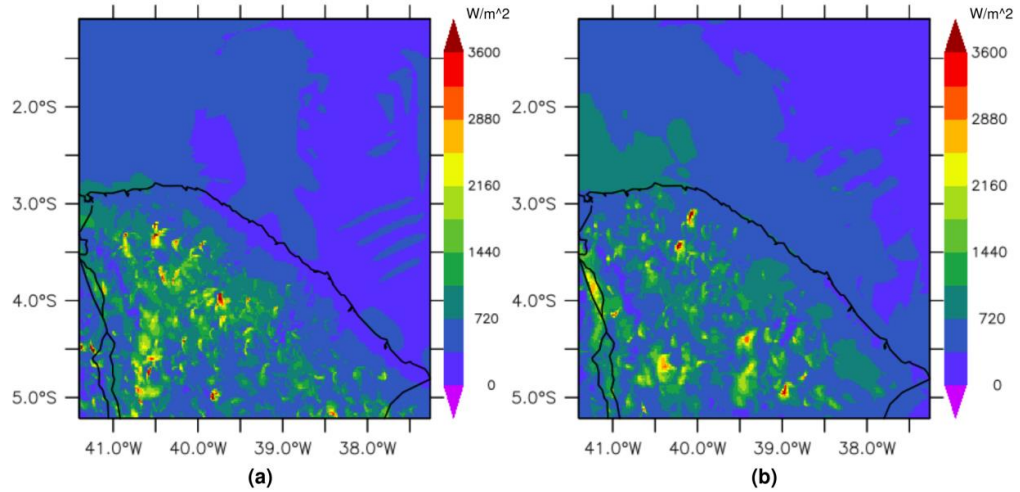
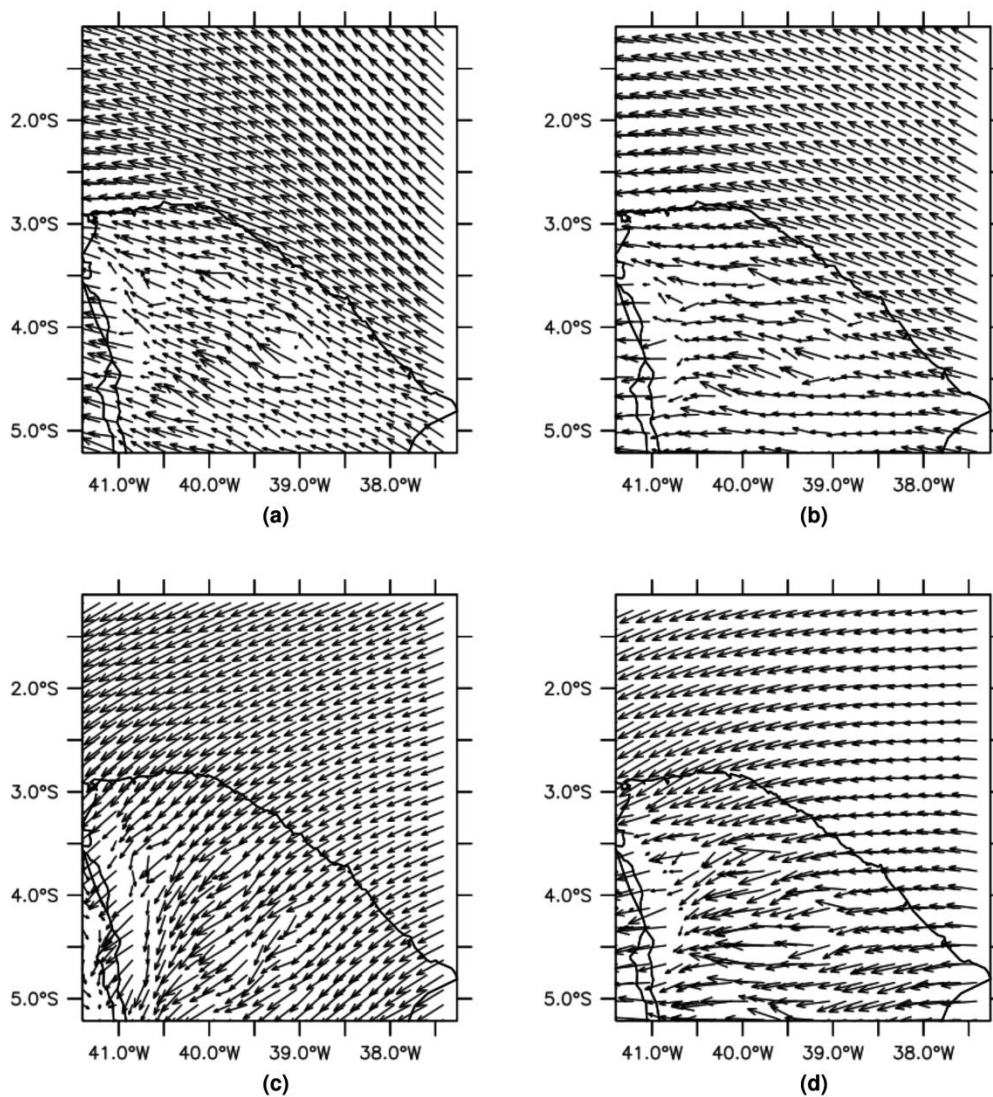


Figura 40 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.



Direção Média

Figura 41 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2007 e março (c) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.



Turbulência do Vento

Figura 42 Intensidade de turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2007 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.

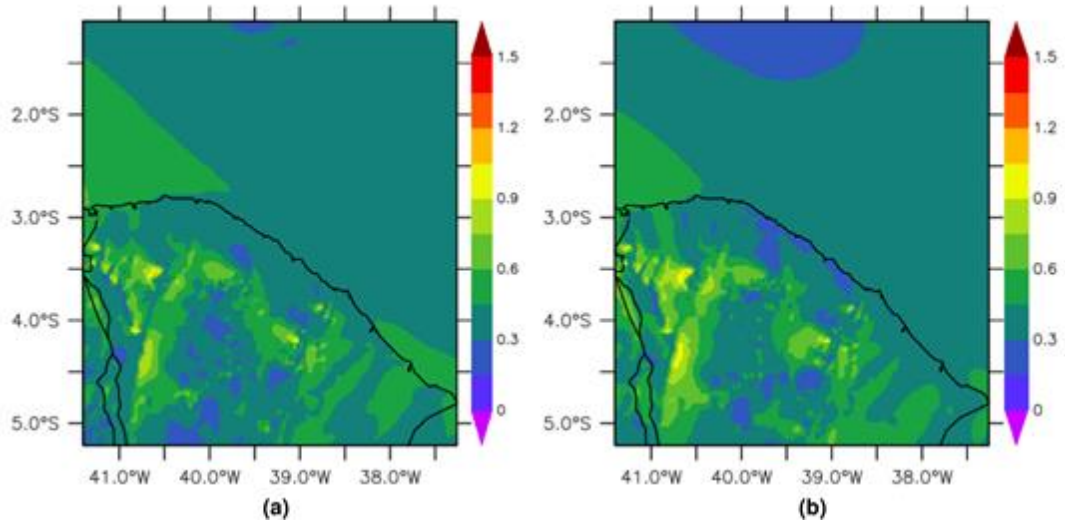
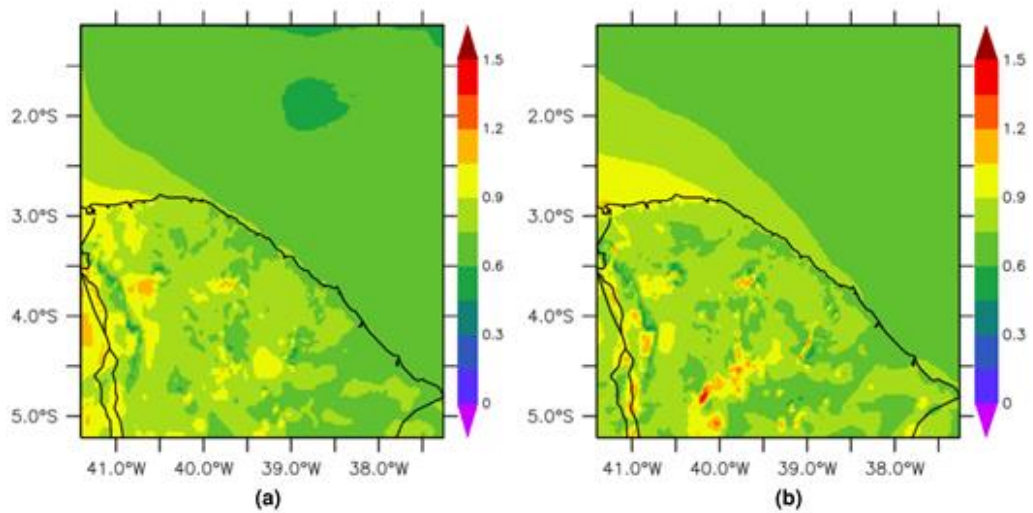


Figura 43 Intensidade de turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 2008 medida a 80 m com presença do fenômeno La Niña.



ANO NEUTRO – ALTURA DE 120 m**Dados de Velocidade Média e Máxima**

Figura 44 Velocidade média do vento (m/s) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

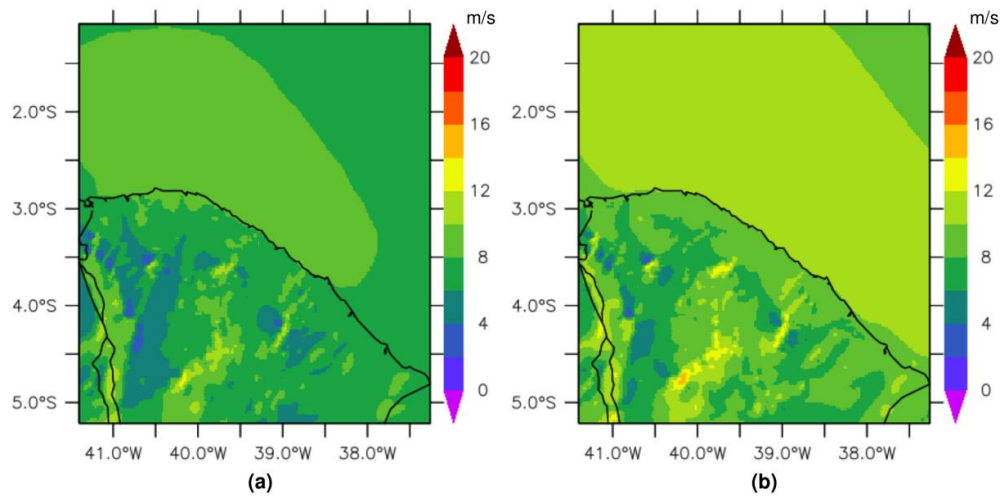


Figura 45 Velocidade máxima do vento (m/s) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

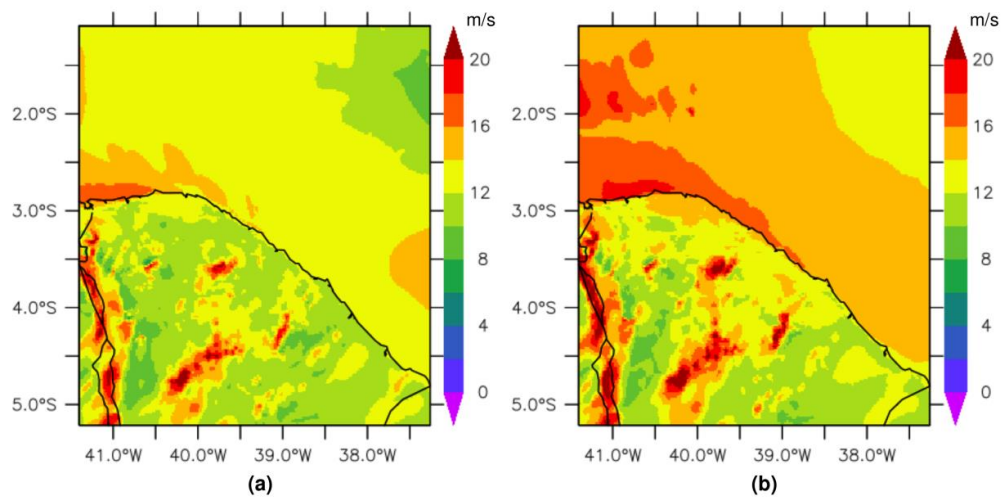


Figura 46 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

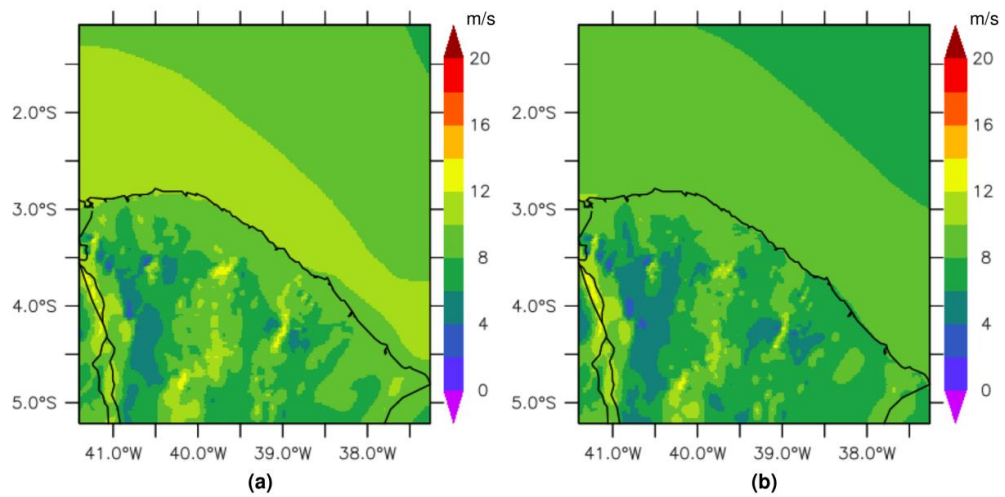


Figura 47 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

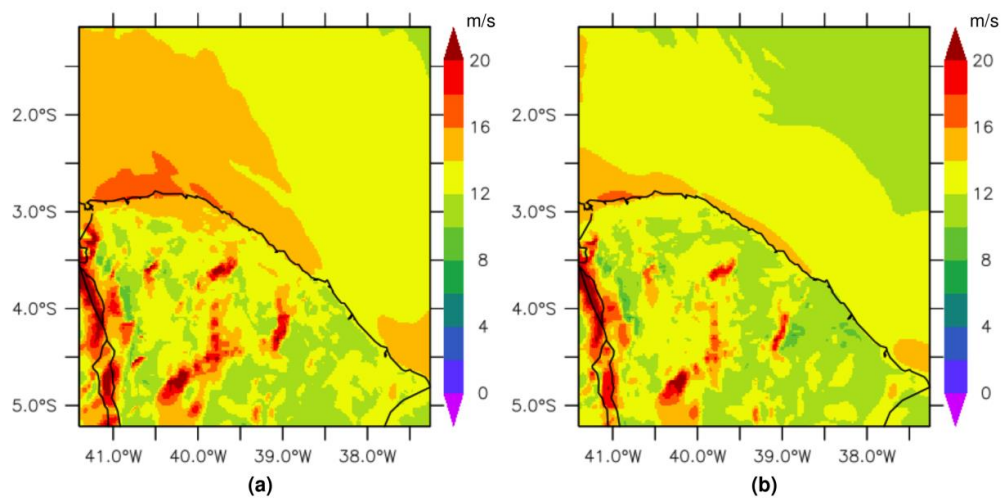


Figura 48 Velocidade média do vento (m/s) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

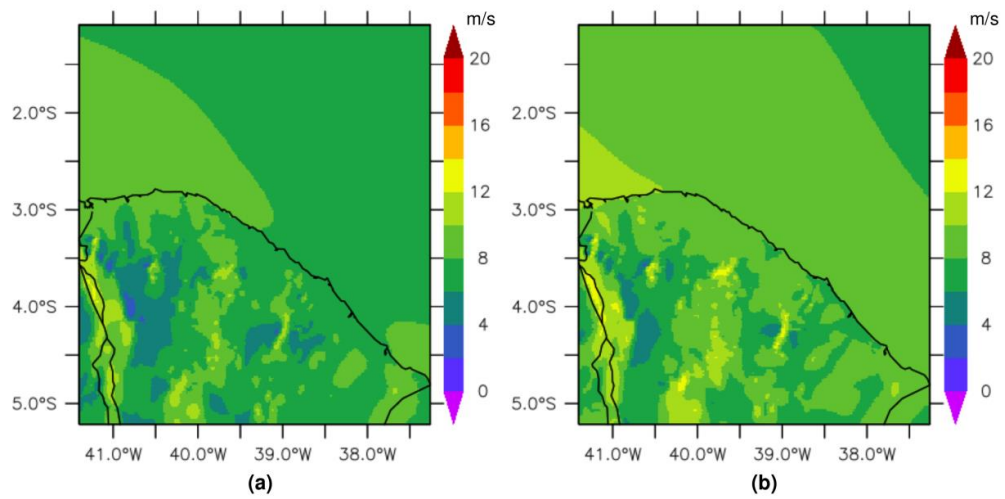


Figura 49 Velocidade máxima do vento (m/s) novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

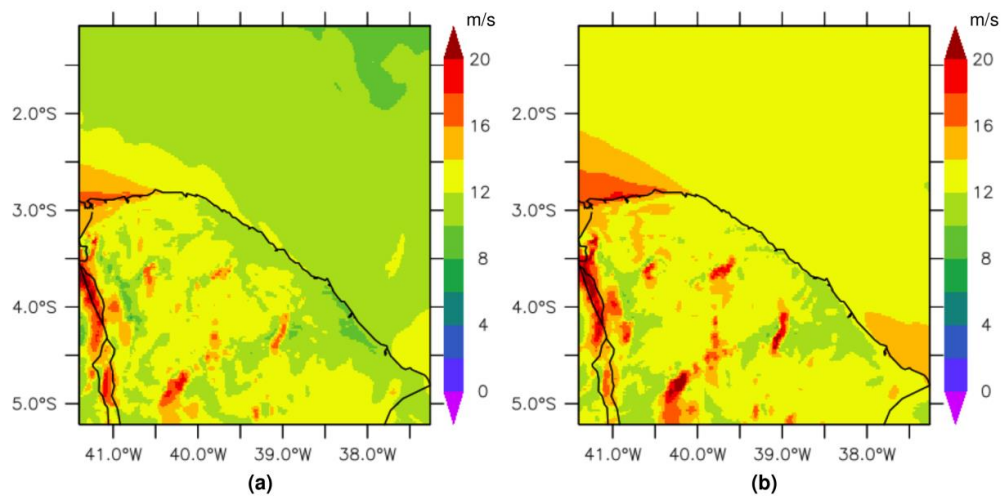


Figura 50 Velocidade média do vento (m/s) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

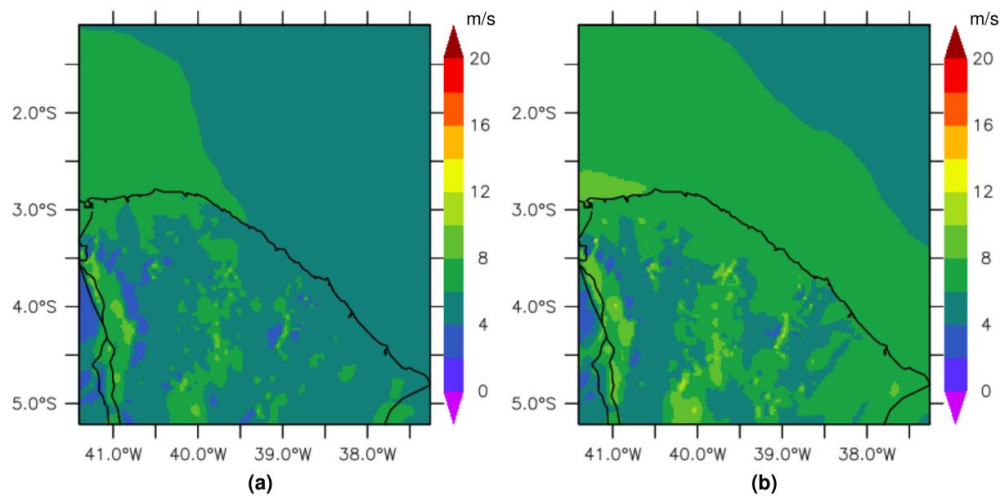


Figura 51 Velocidade máxima do vento (m/s) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

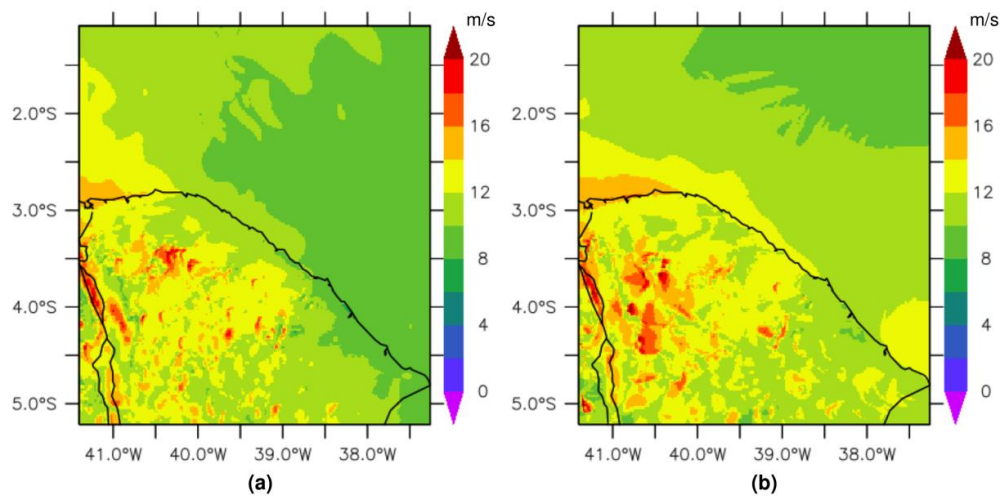


Figura 52 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

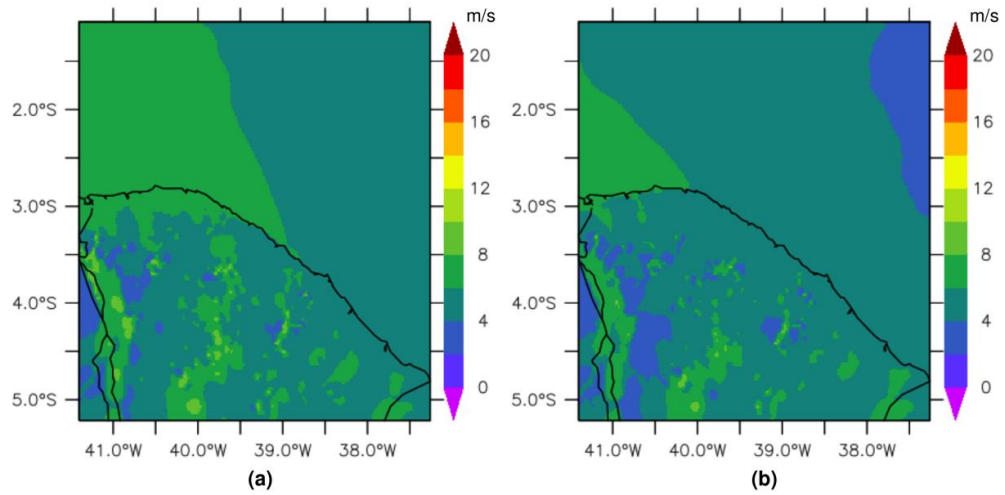


Figura 53 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

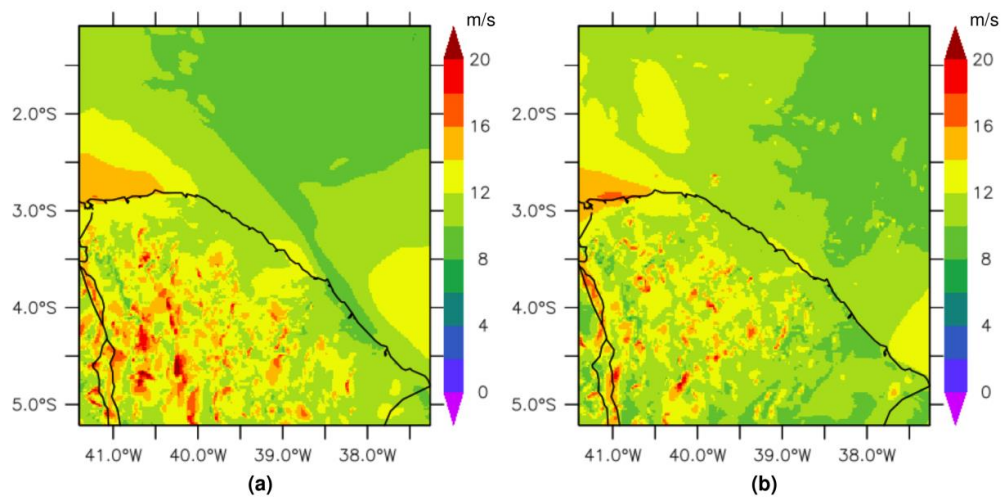


Figura 54 Velocidade média do vento (m/s) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

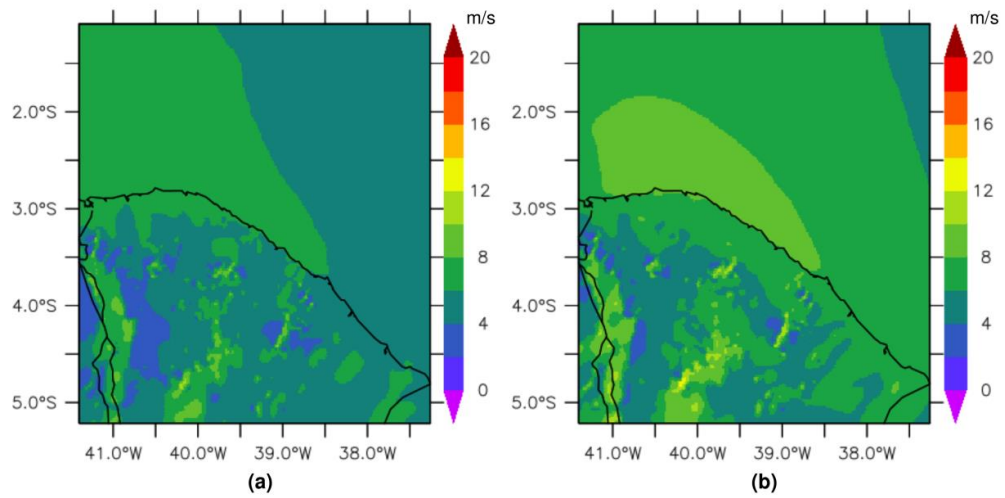
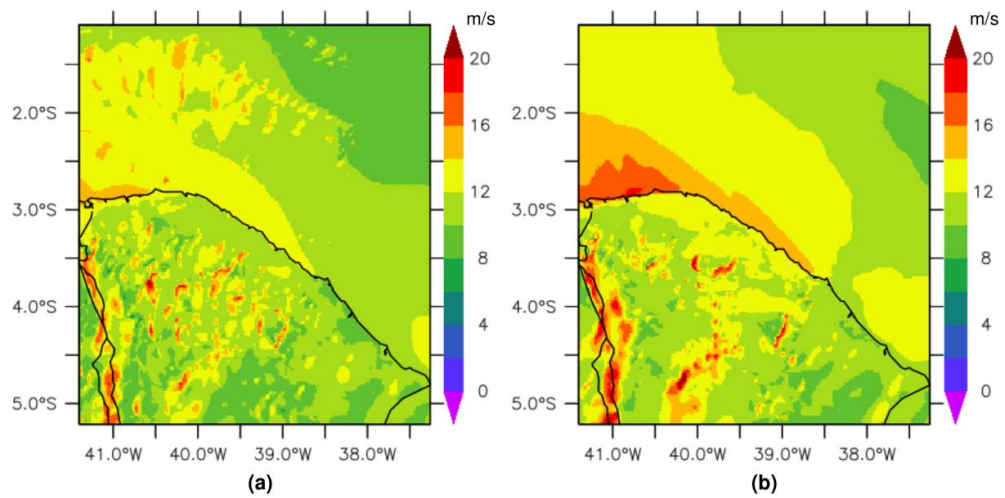


Figura 55 Velocidade máxima do vento (m/s) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.



Densidade de Potência Média e Máxima

Figura 56 Densidade de Potência Média (W/m^2) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

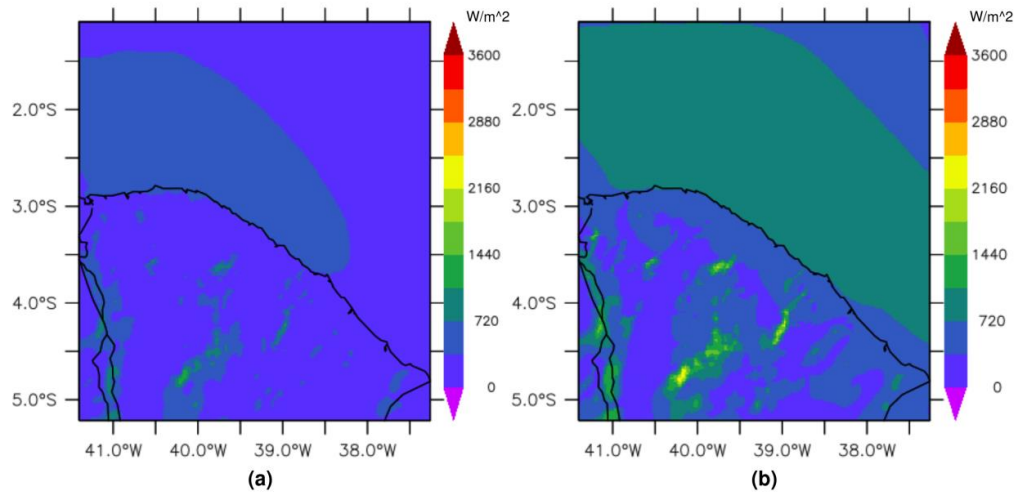


Figura 57 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

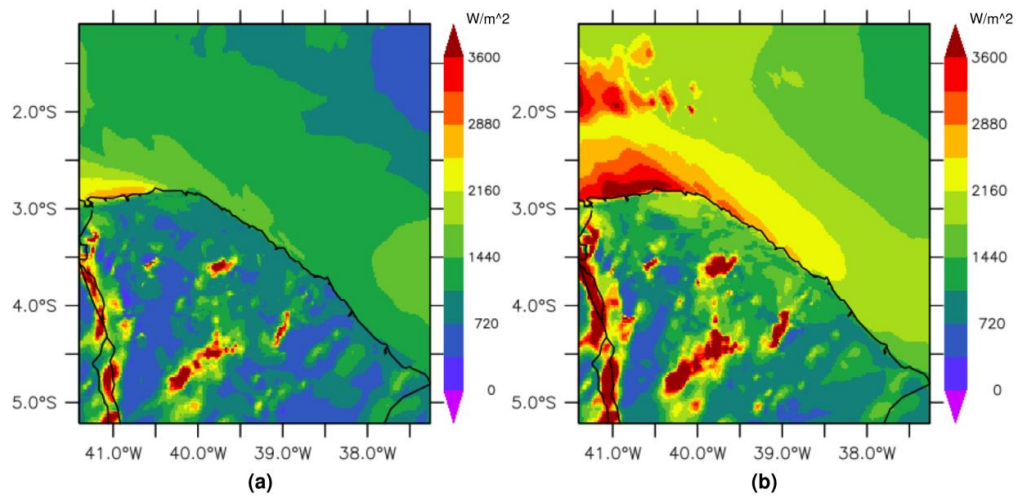


Figura 58 Densidade de Potência Média (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

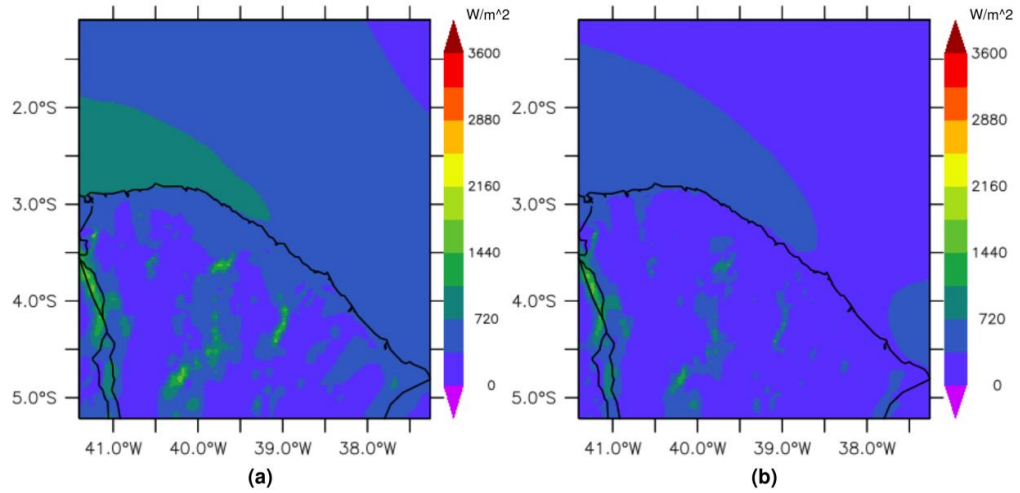


Figura 59 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

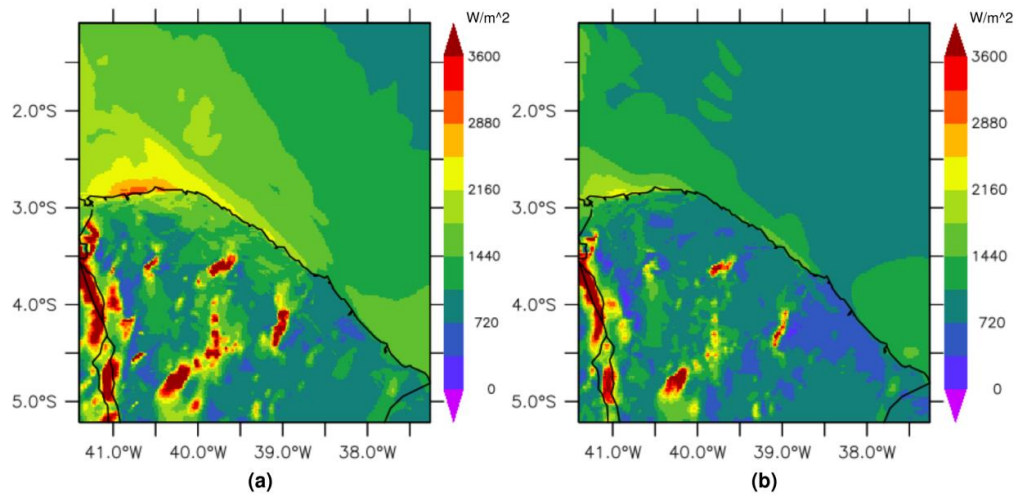


Figura 60 Densidade de Potência Média (W/m^2) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

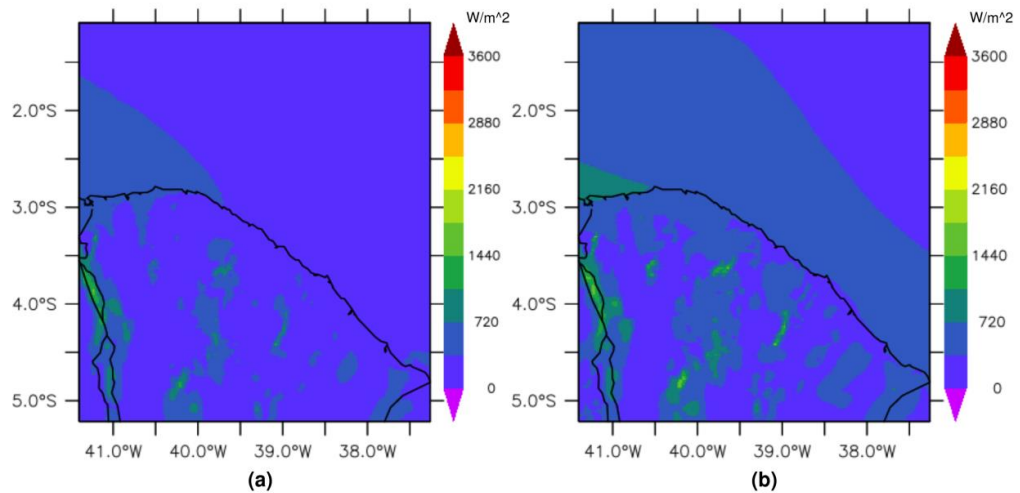


Figura 61 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

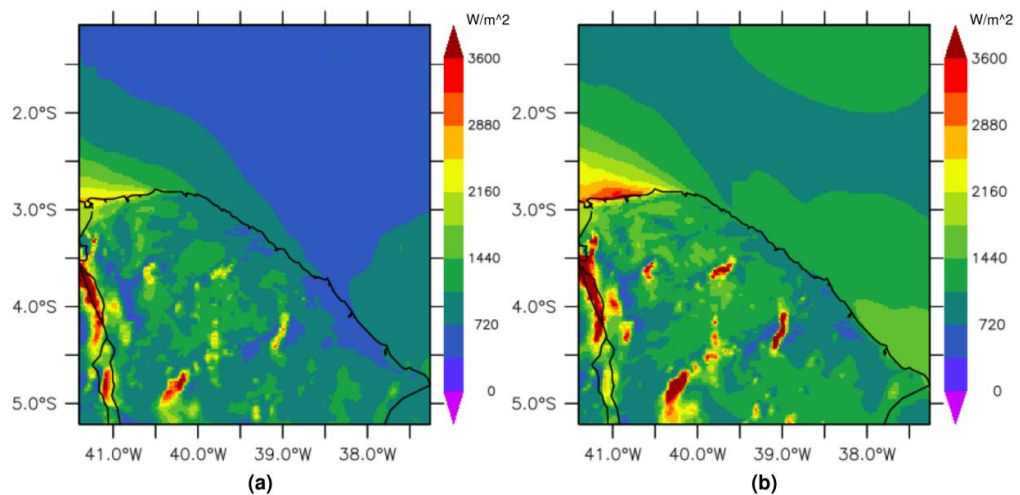


Figura 62 Densidade de Potência Média (W/m^2) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

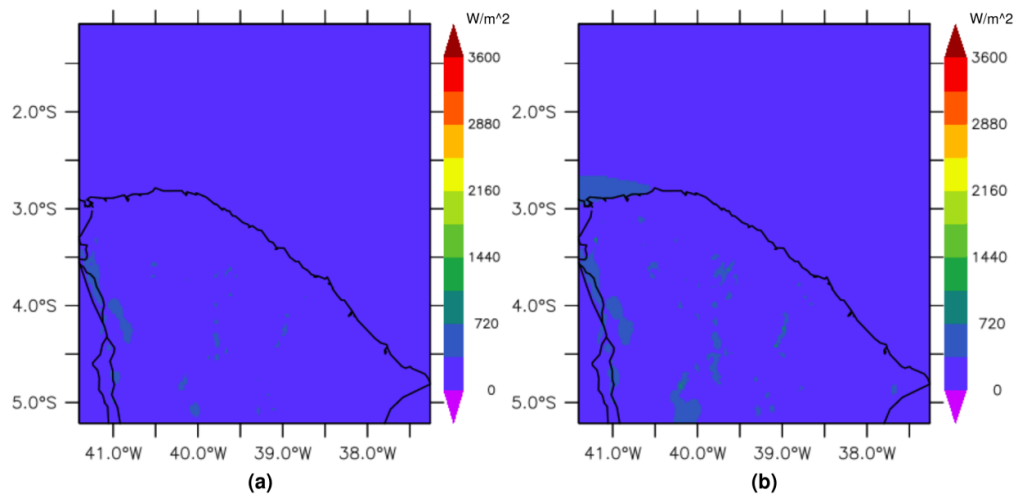


Figura 63 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

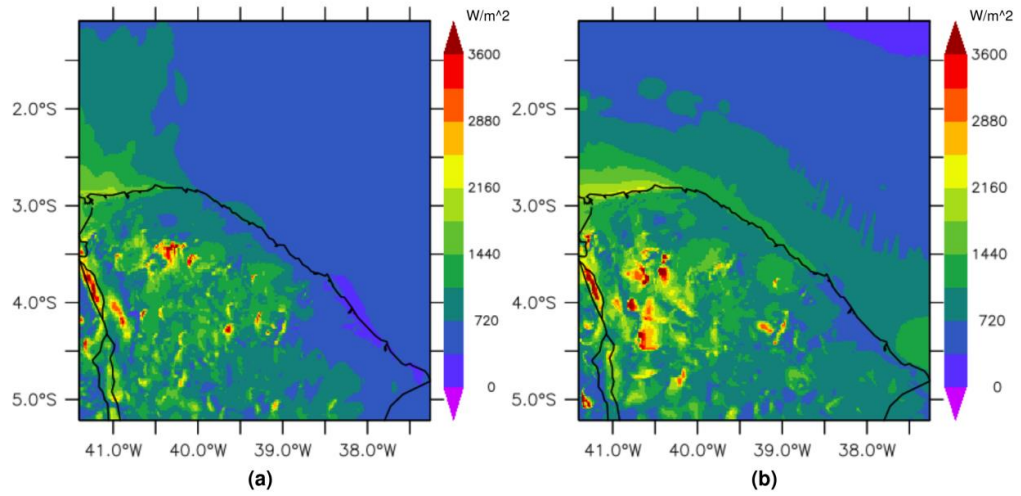


Figura 64 Densidade de Potência Média (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

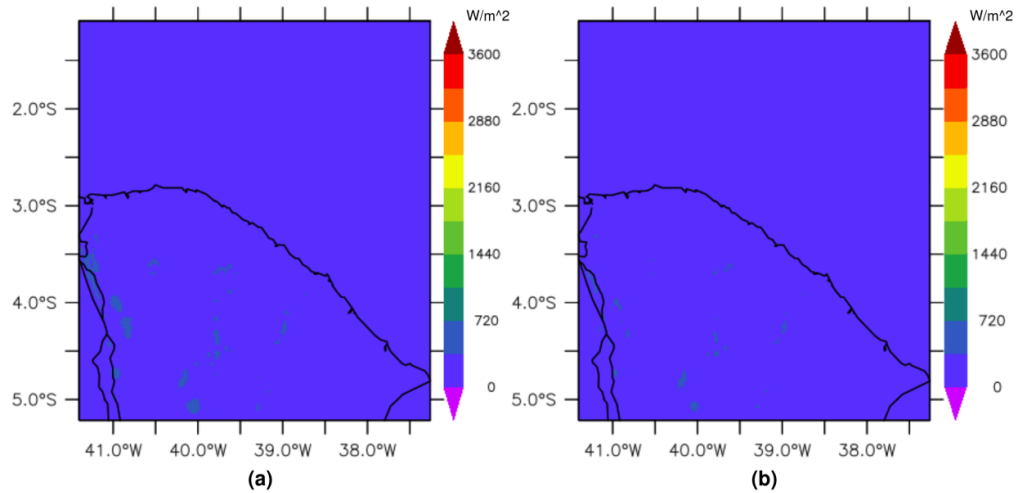


Figura 65 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

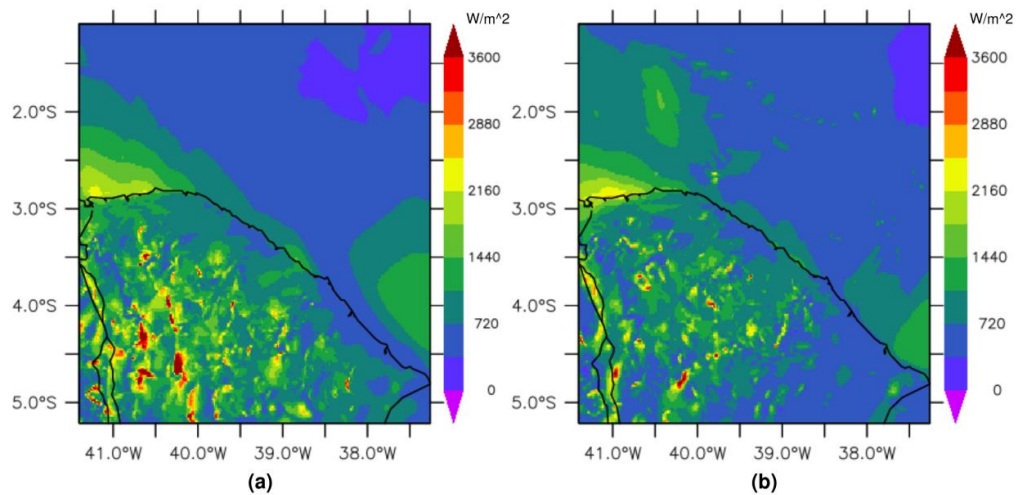


Figura 66 Densidade de Potência Média (W/m^2) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

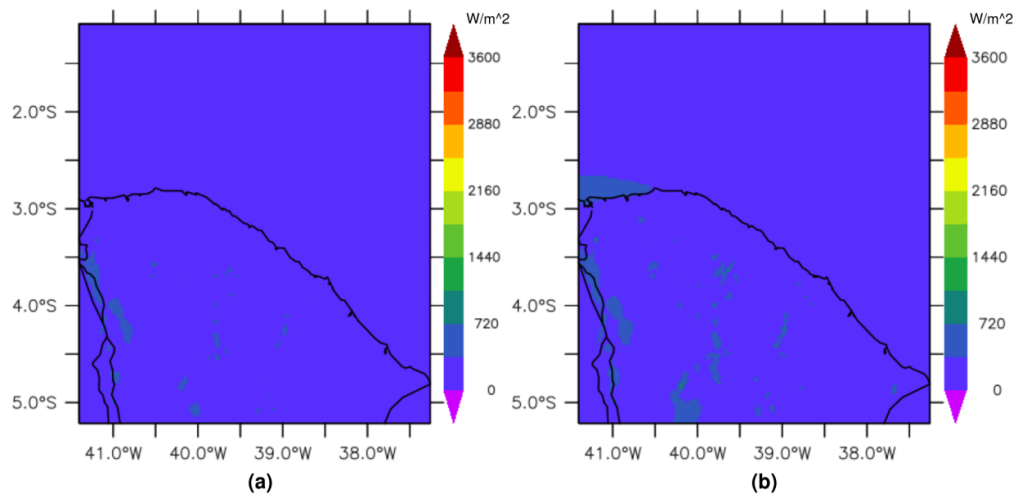
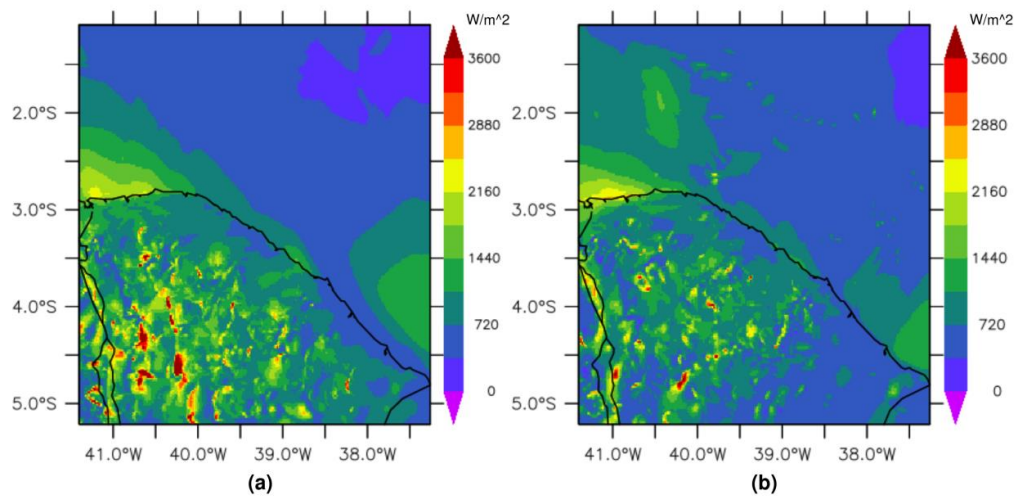


Figura 67 Densidade de Potência Máxima (W/m^2) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.



Direção Média

Figura 68 Direção média do vento em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

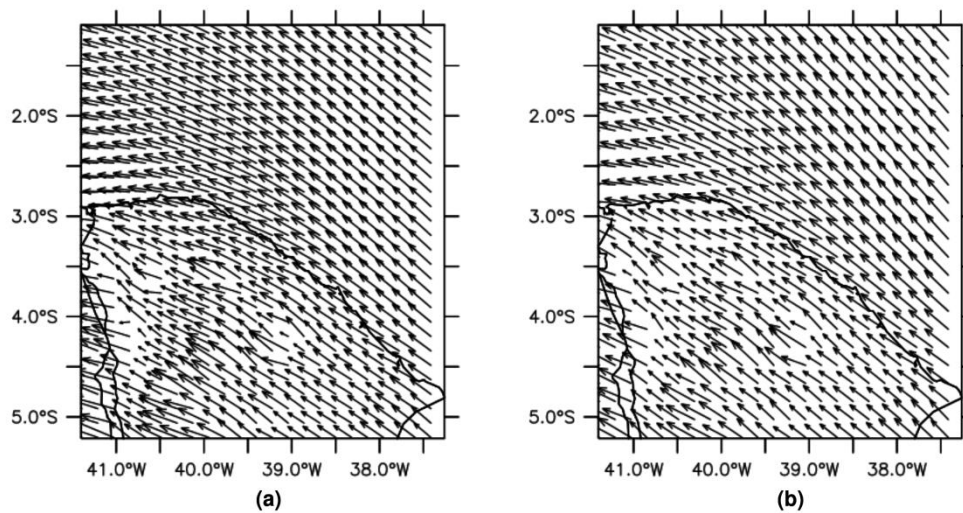


Figura 69 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

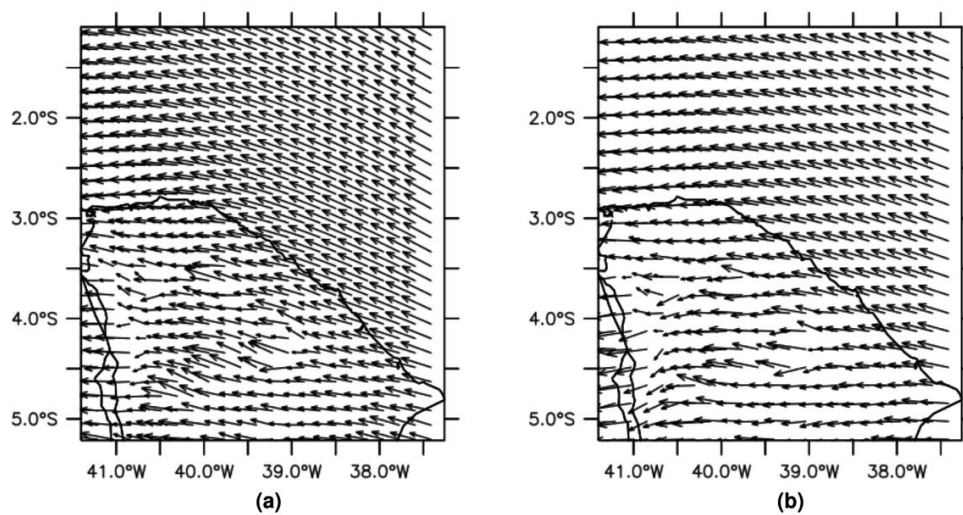


Figura 70 Direção média do vento em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

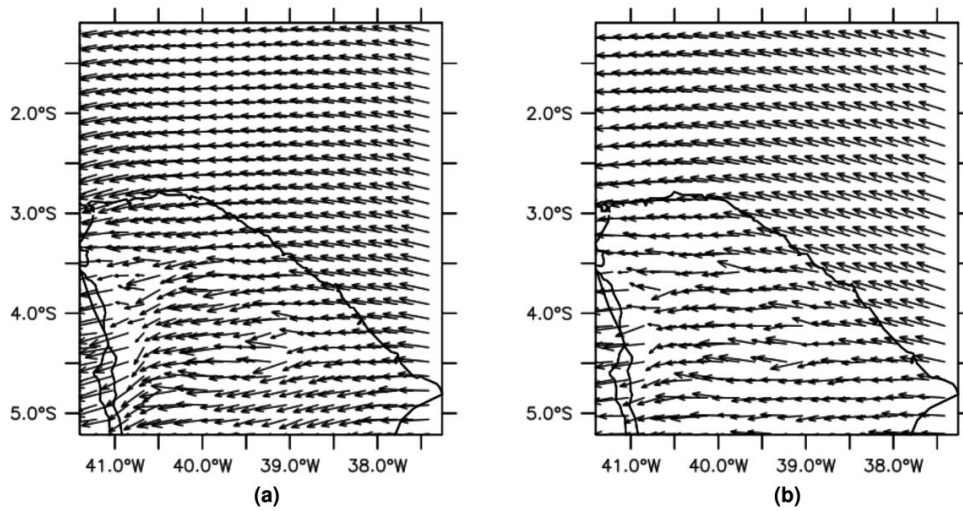


Figura 71 Direção média do vento em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

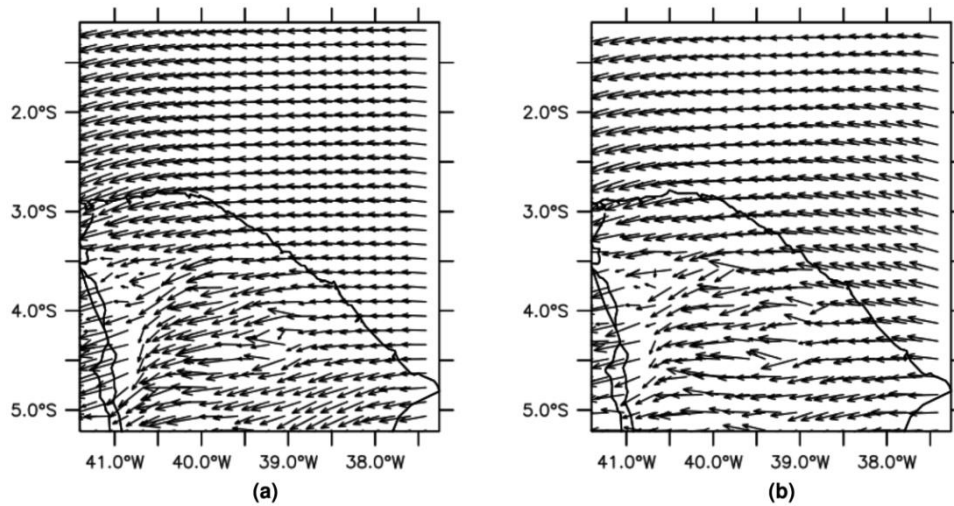


Figura 72 Direção média do vento em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

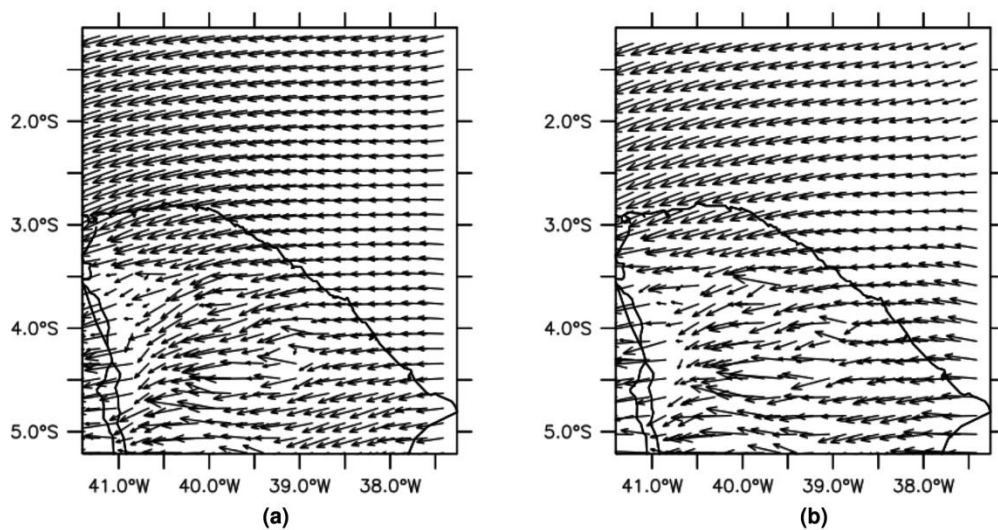
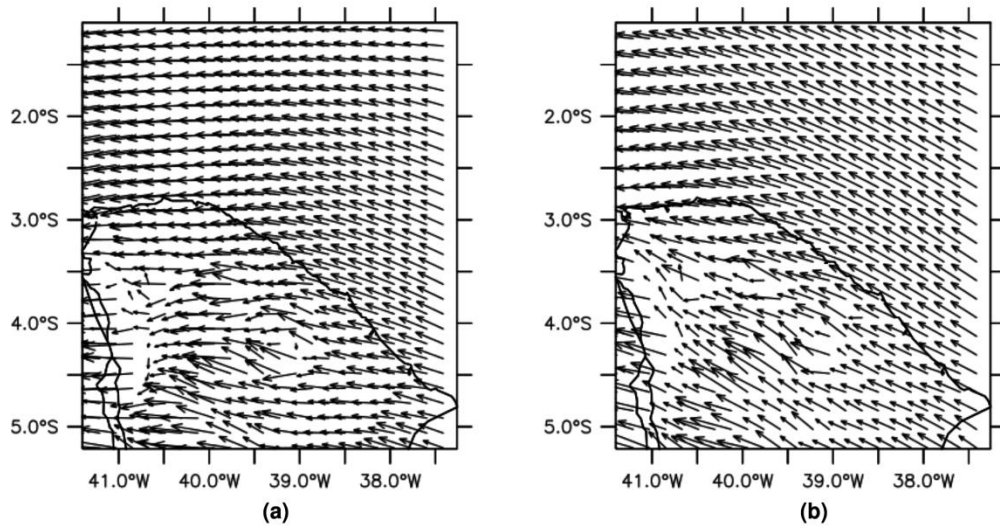


Figura 73 Direção média do vento em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.



Turbulência do Vento

Figura 74 Intensidade de Turbulência do vento em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

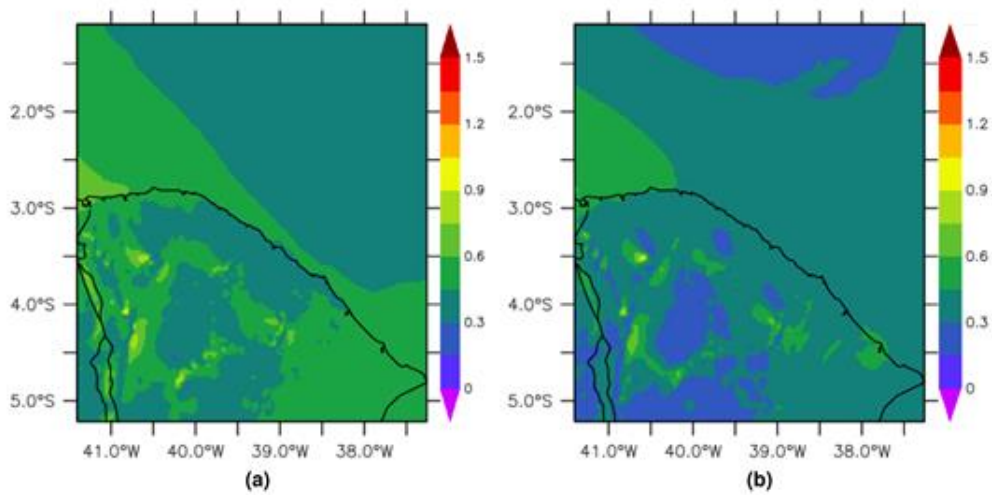


Figura 75 Intensidade de Turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

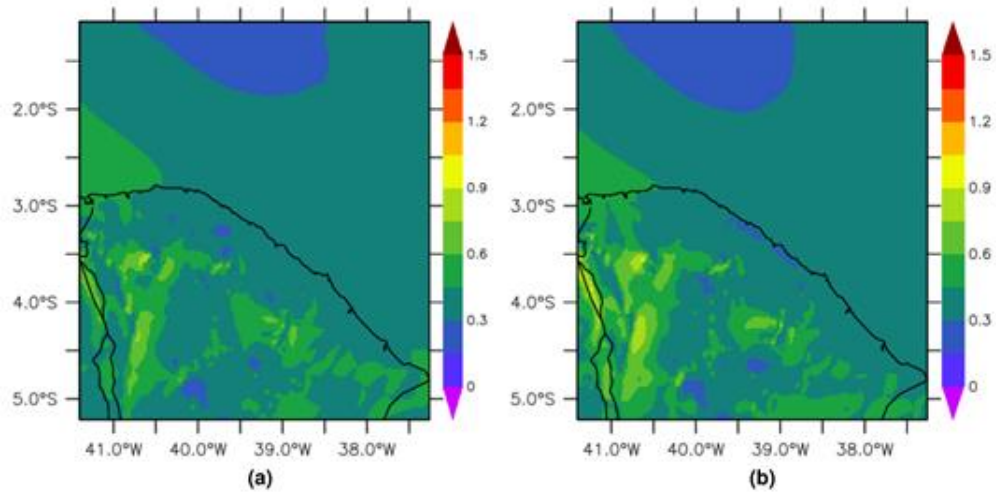


Figura 76 Intensidade de Turbulência do vento em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 120 m em um ano Neutro.

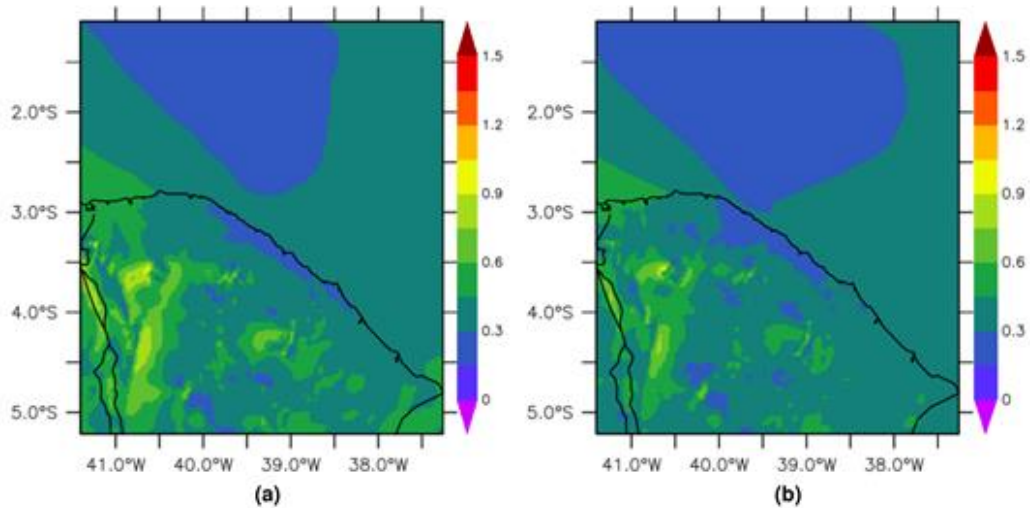


Figura 77 Intensidade de Turbulência do vento em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

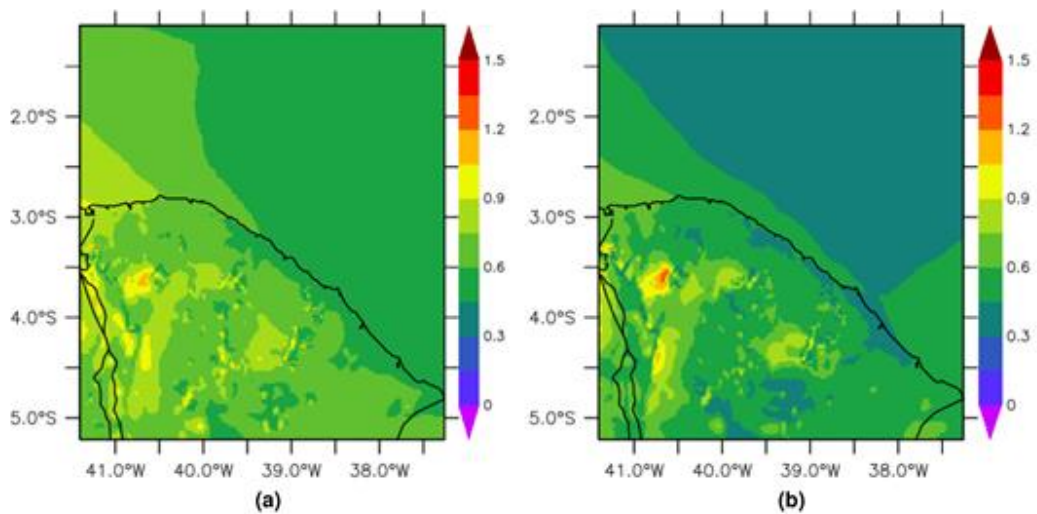


Figura 78 Intensidade de Turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.

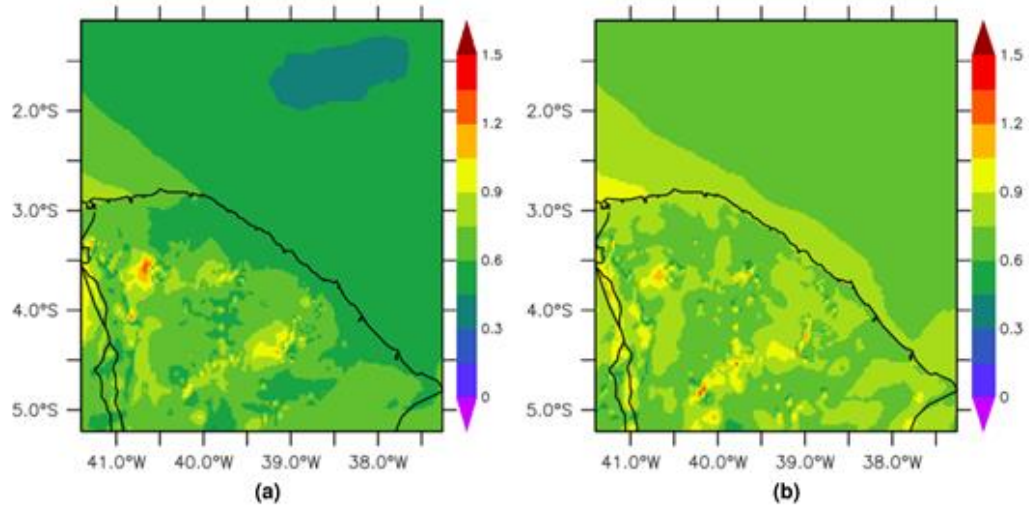
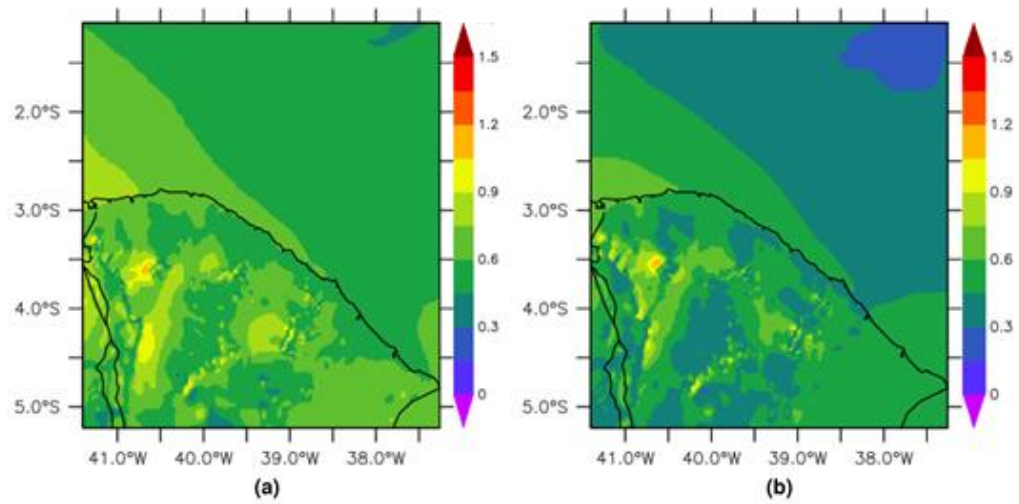


Figura 79 Intensidade de Turbulência do vento em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 120 m em um ano Neutro.



ANO NEUTRO – ALTURA DE 80 m**Dados de Velocidade Média**

Figura 80 Velocidade média do vento (m/s) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80m em um ano Neutro.

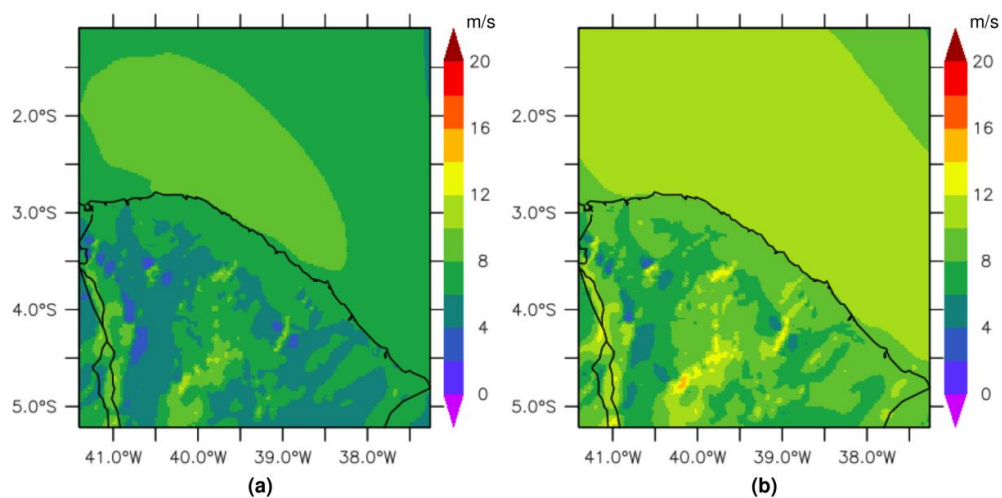


Figura 81 Velocidade máxima do vento (m/s) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

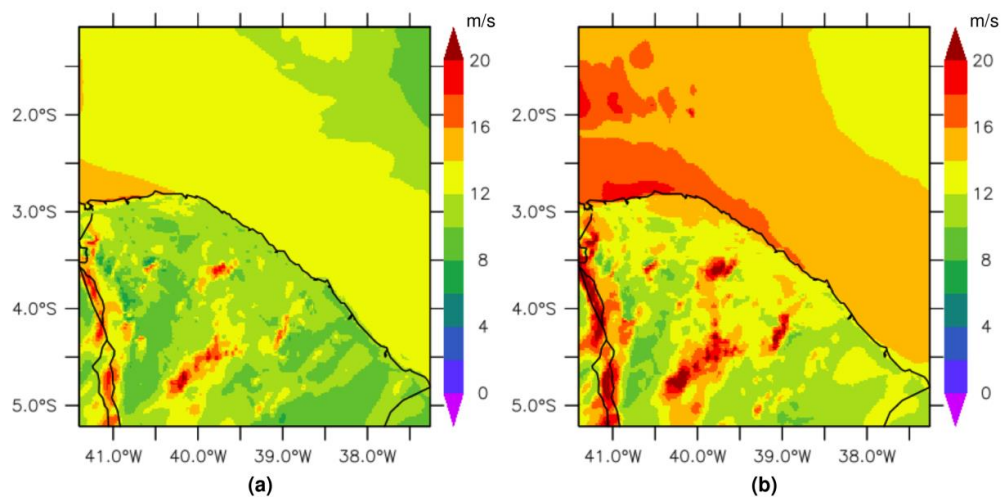


Figura 82 Velocidade média do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

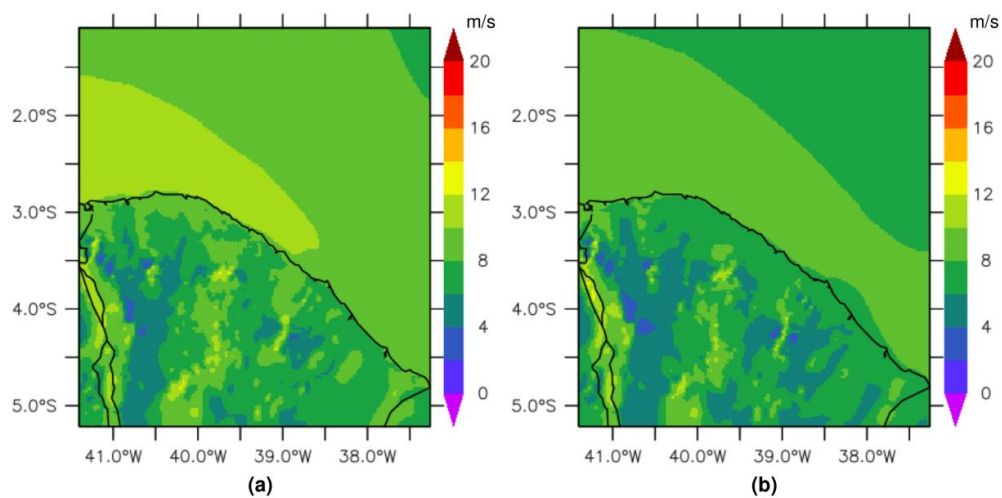


Figura 83 Velocidade máxima do vento (m/s) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

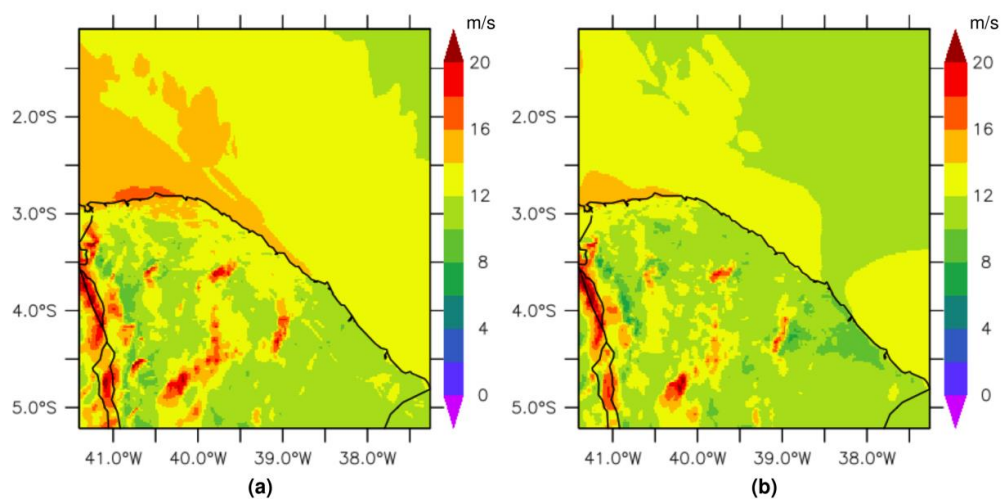


Figura 84 Velocidade média do vento (m/s) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

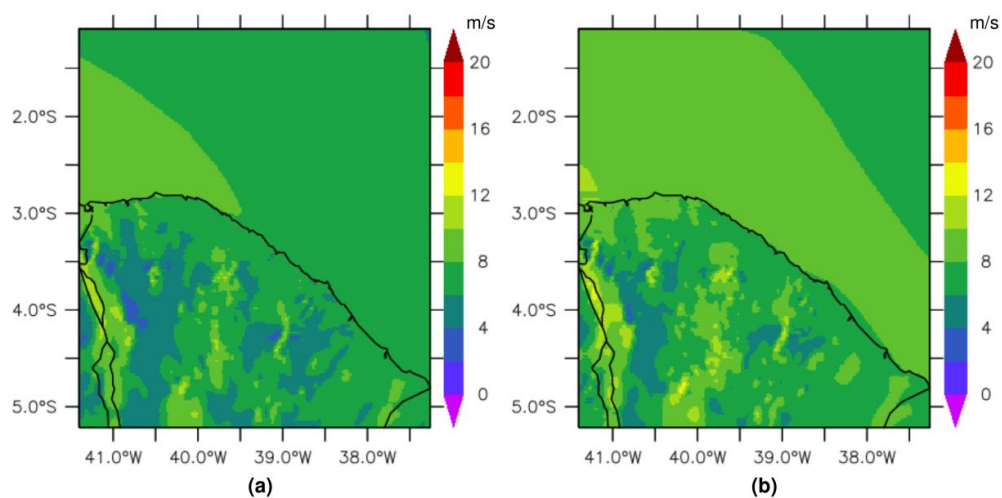


Figura 85 Velocidade máxima do vento (m/s) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

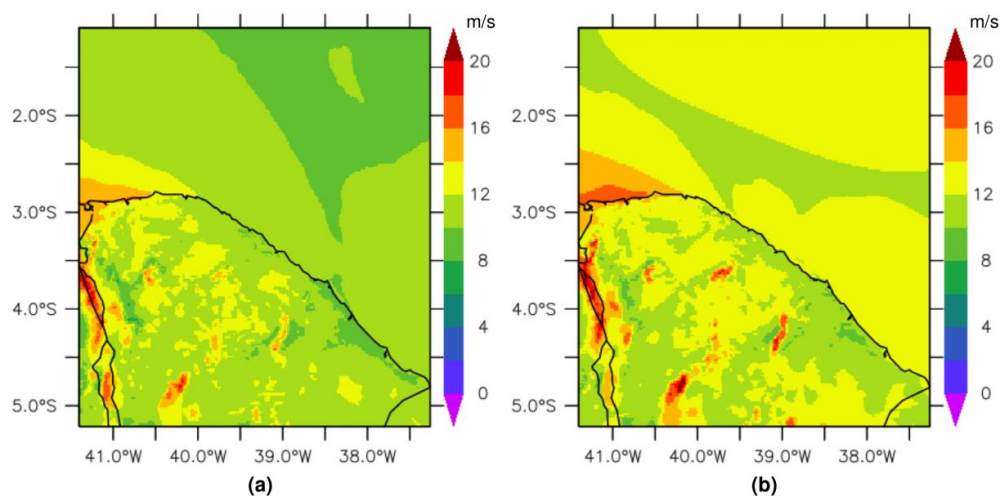


Figura 86 Velocidade média do vento (m/s) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

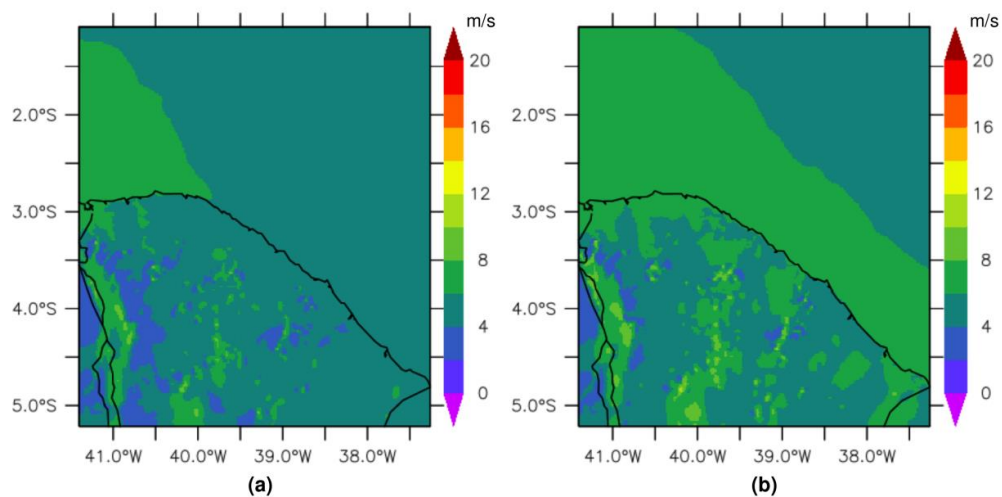


Figura 87 Velocidade máxima do vento (m/s) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

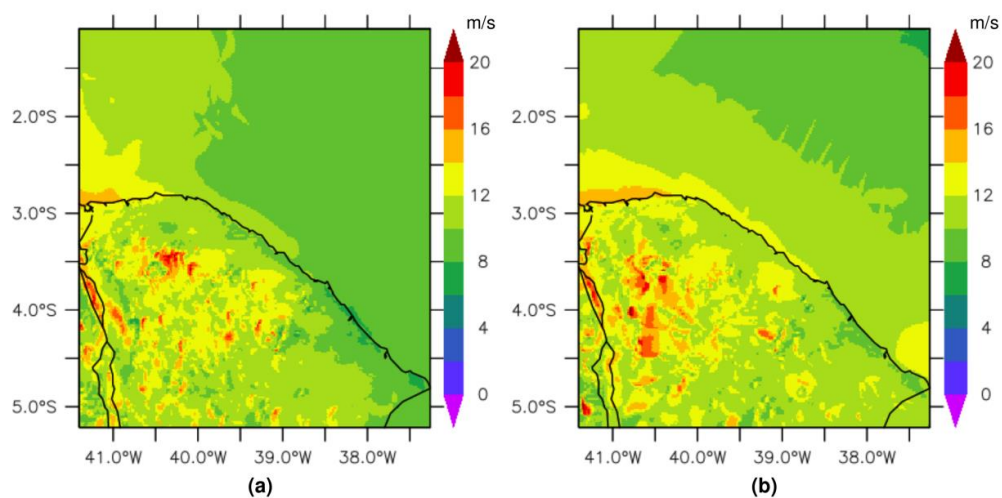


Figura 88 Velocidade média do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

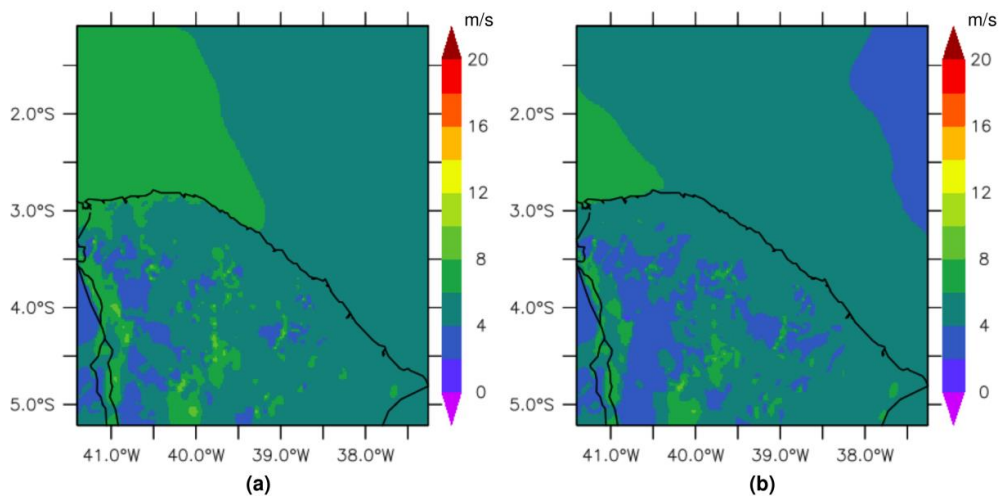


Figura 89 Velocidade máxima do vento (m/s) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

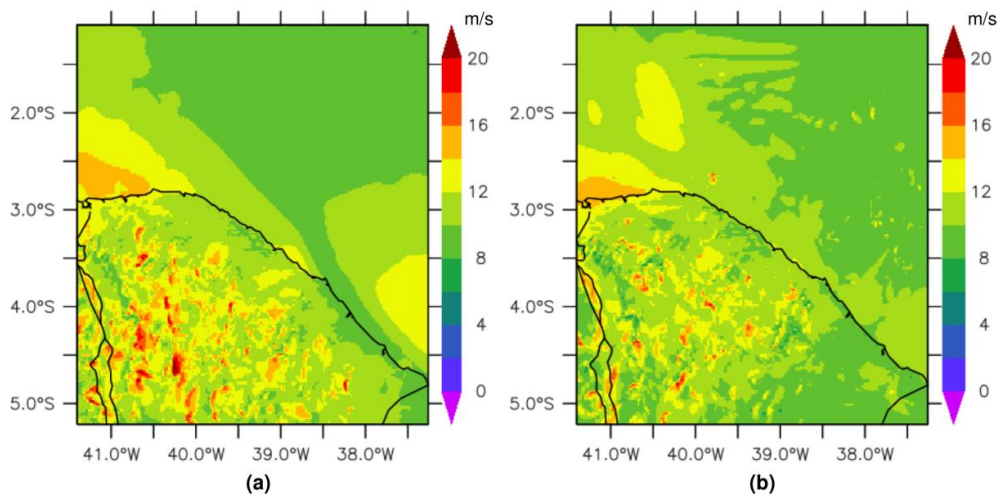


Figura 90 Velocidade média do vento (m/s) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

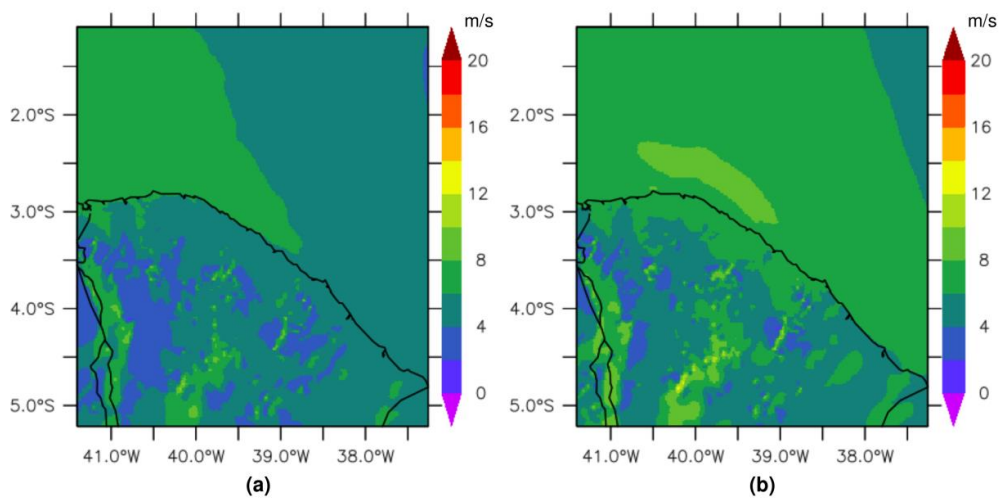
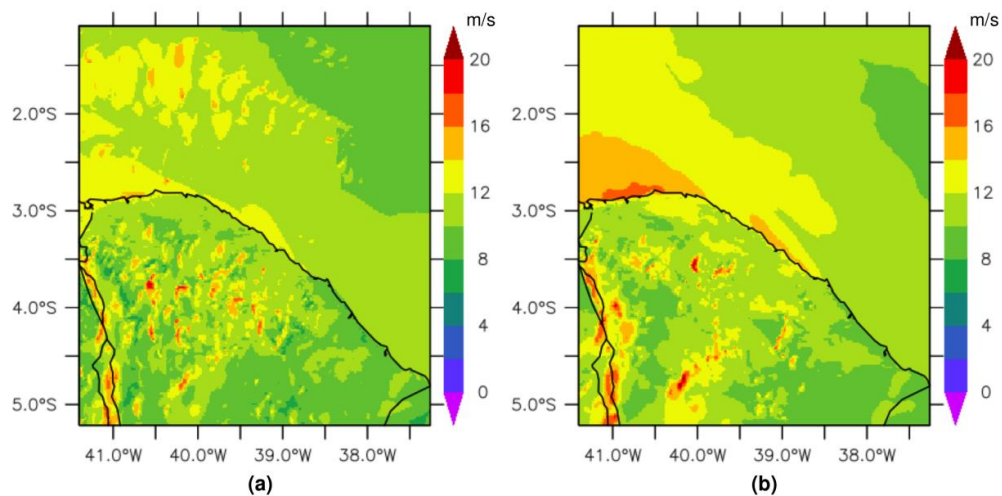


Figura 91 Velocidade máxima do vento (m/s) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.



Densidade de Potência Média e Máxima

Figura 92 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

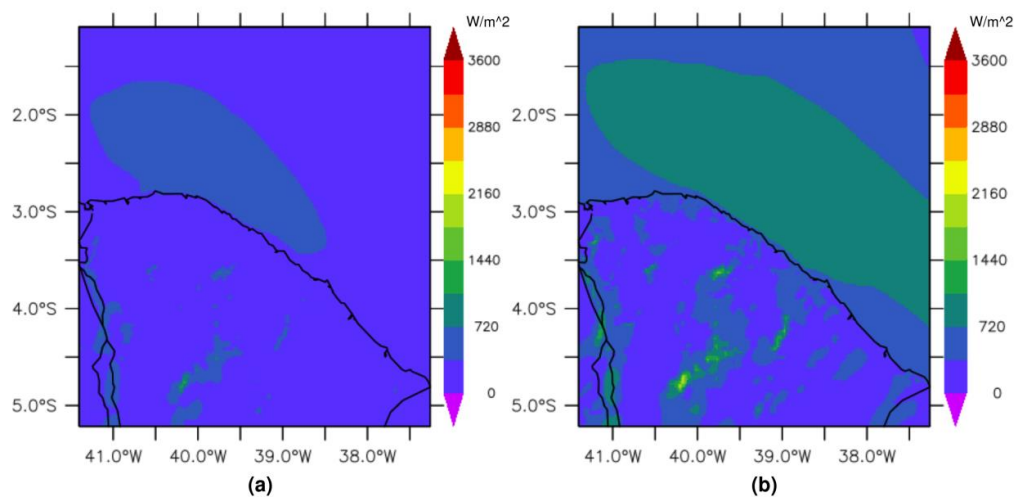


Figura 93 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

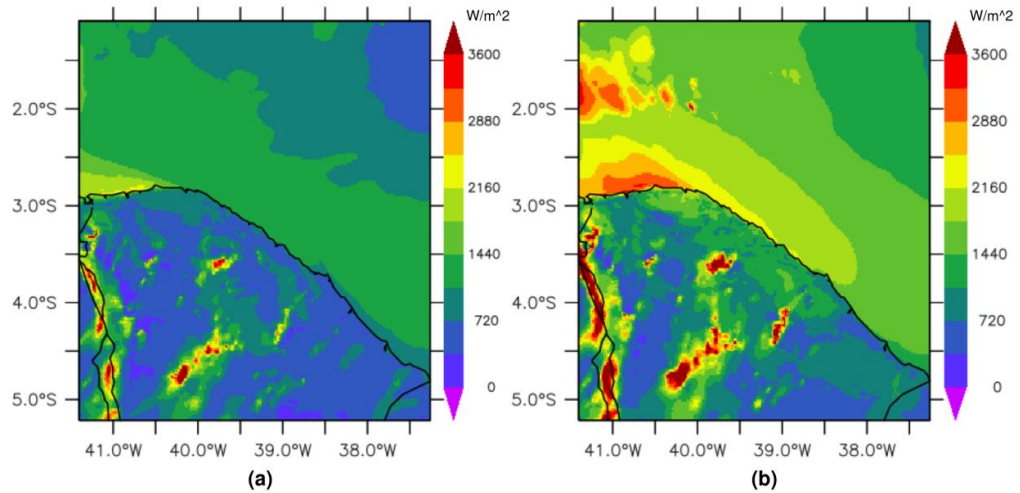


Figura 94 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

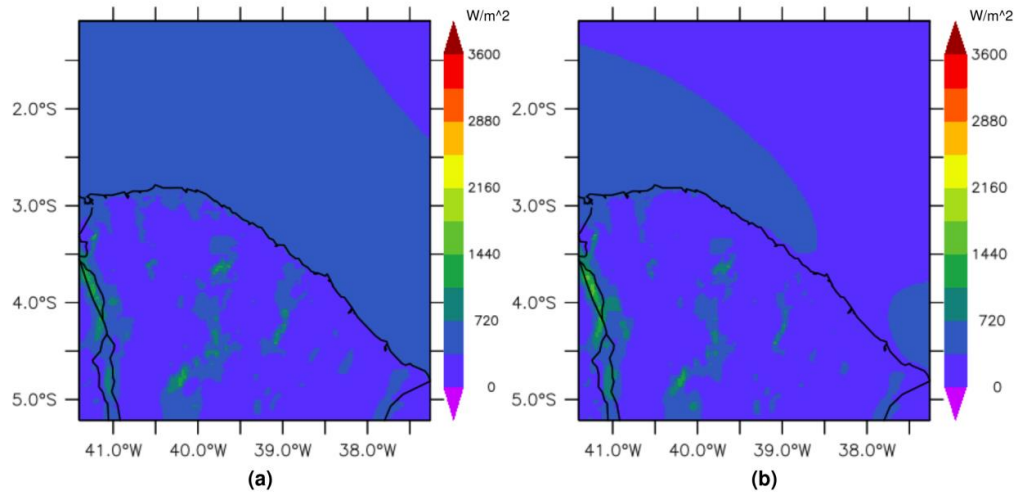


Figura 95 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

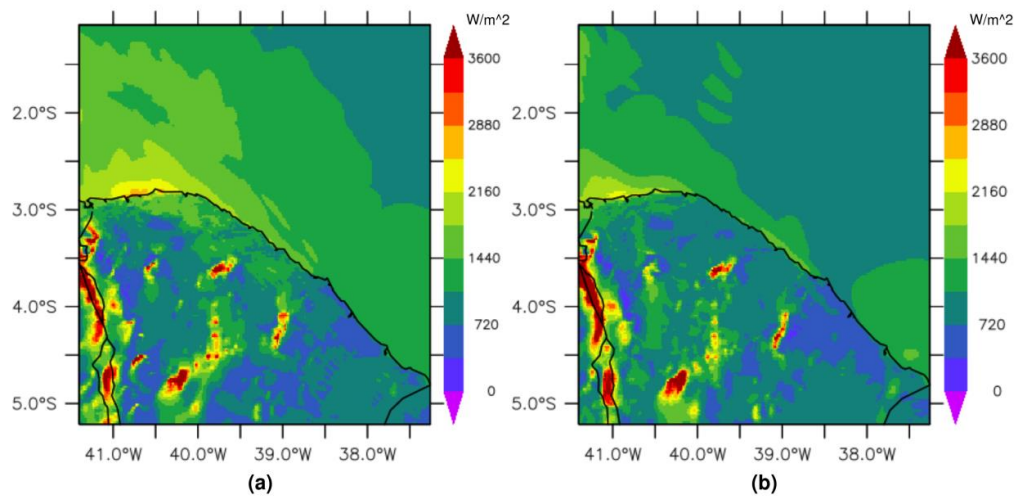


Figura 96 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

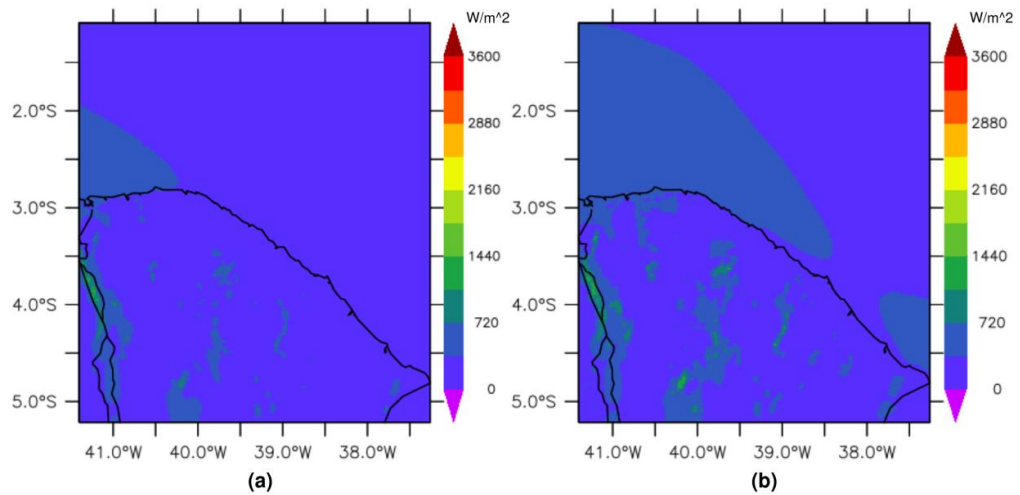


Figura 97 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

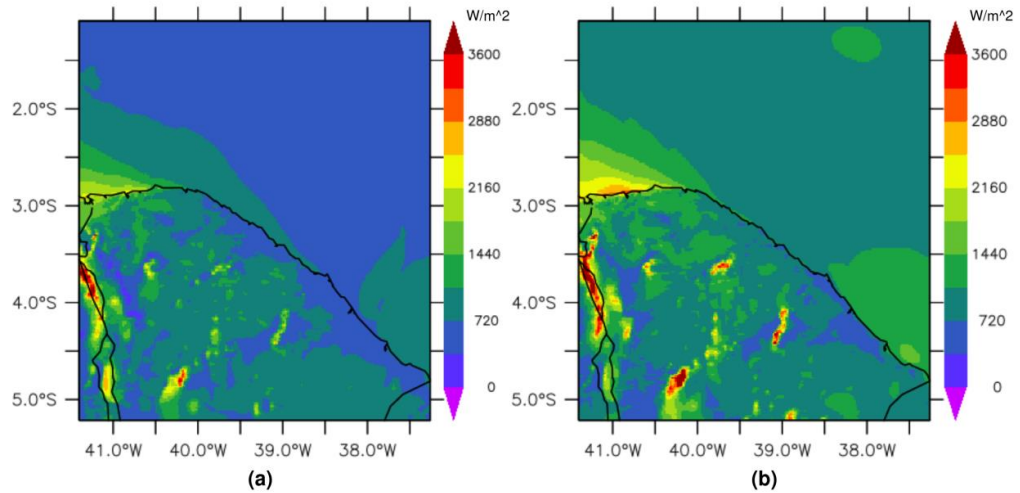


Figura 98 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

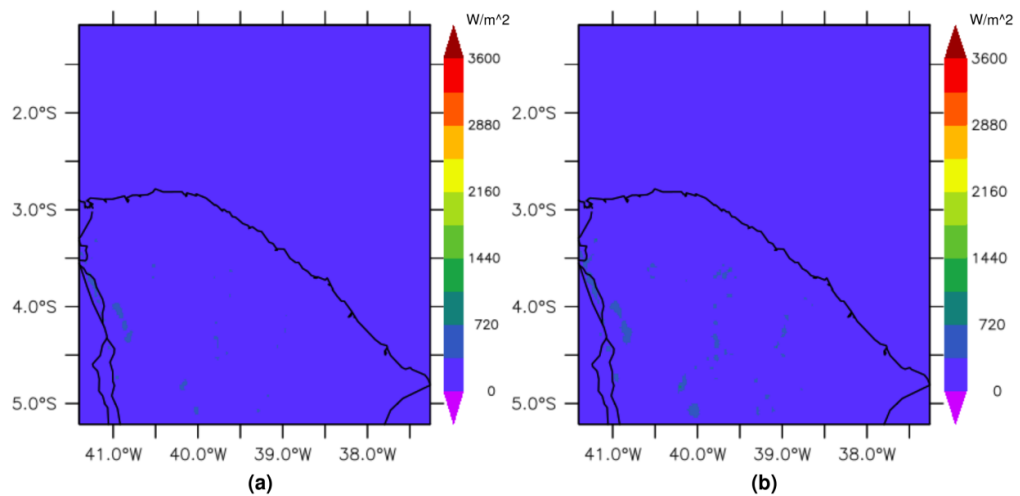


Figura 99 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

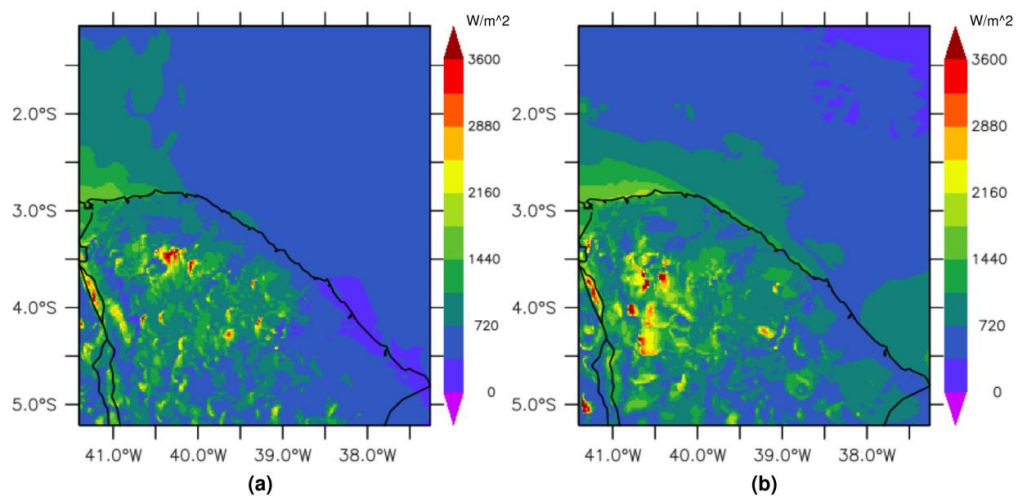


Figura 100 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

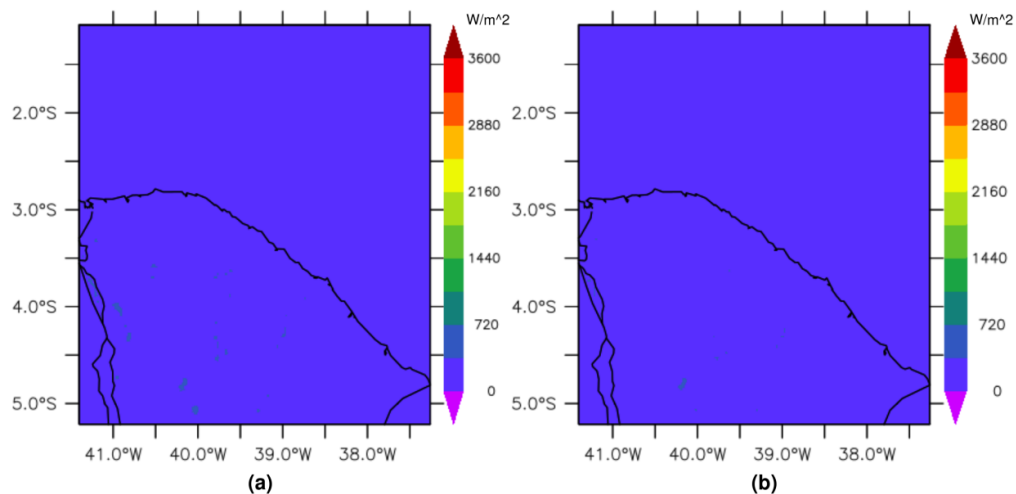


Figura 101 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

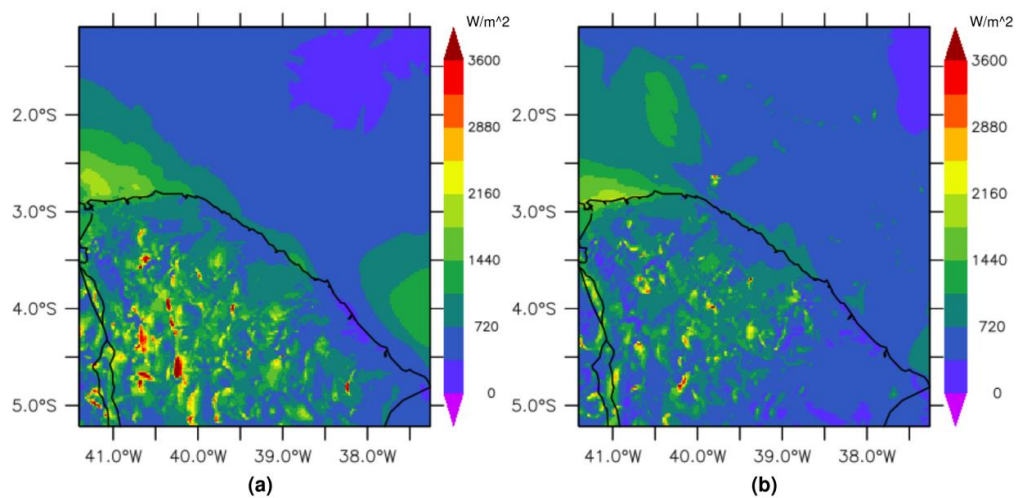


Figura 102 Densidade de Potência média do vento (W/m^2) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

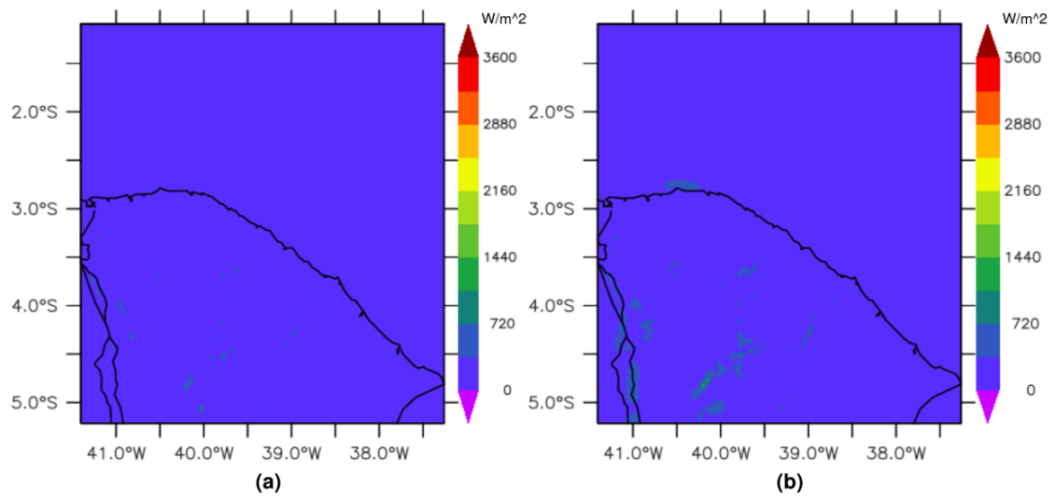
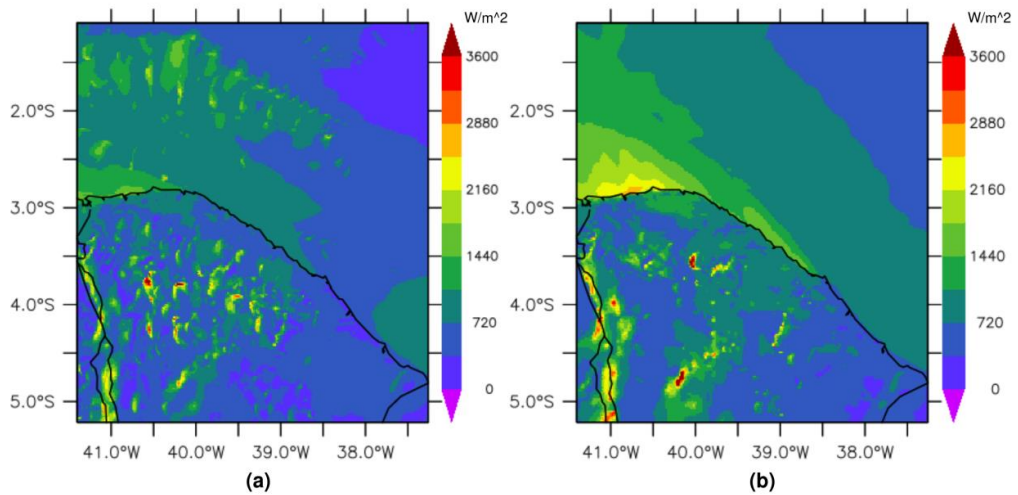


Figura 103 Densidade de Potência máxima do vento (W/m^2) em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.



Direção Média

Figura 104 Direção média do vento em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

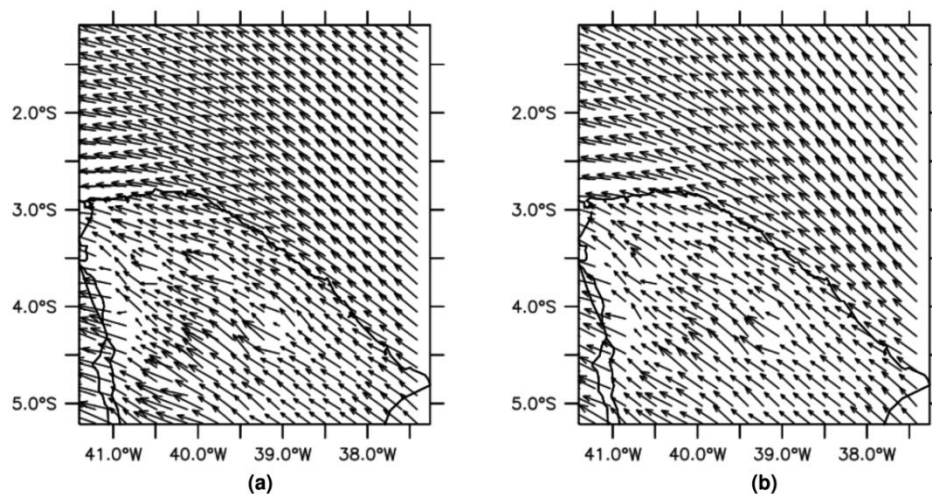


Figura 105 Direção média do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

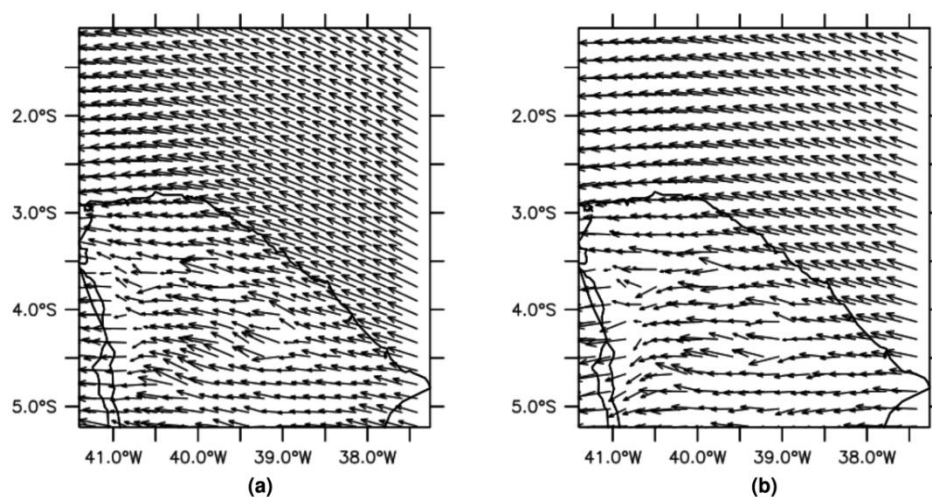


Figura 106 Direção média do vento em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

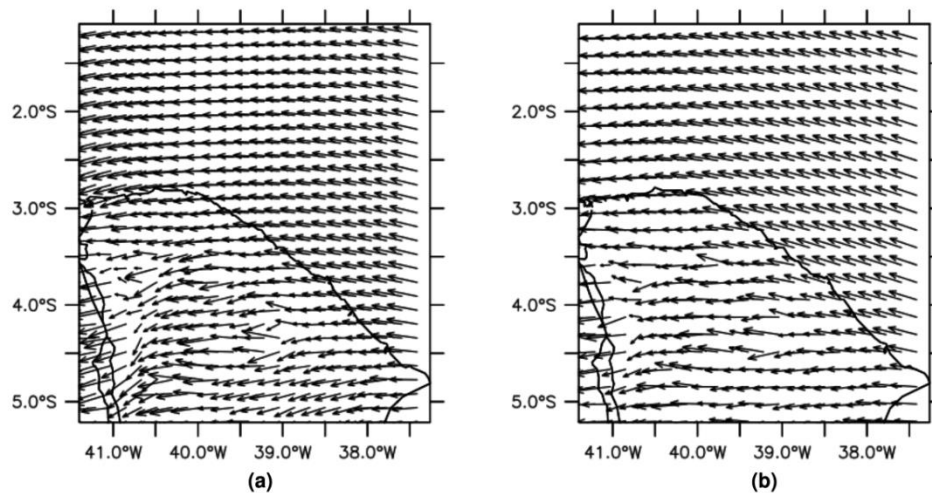


Figura 107 Direção média do vento em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

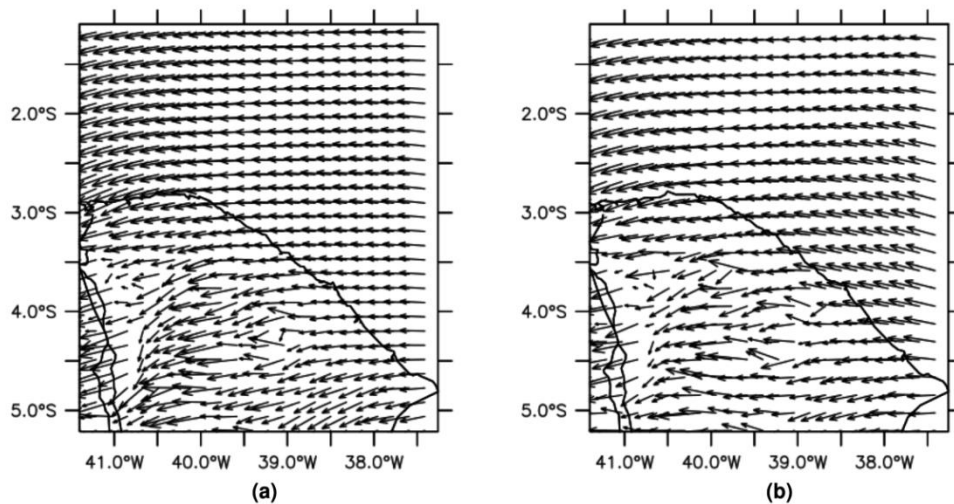


Figura 108 Direção média do vento em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

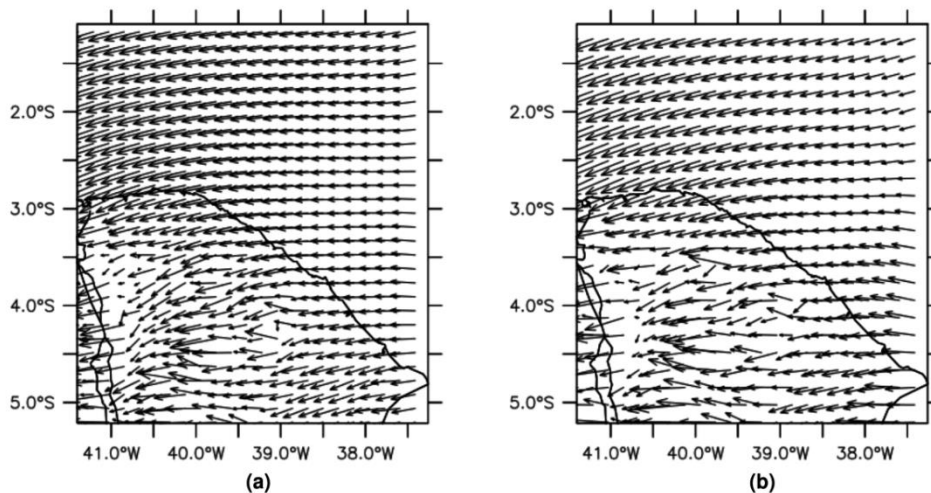
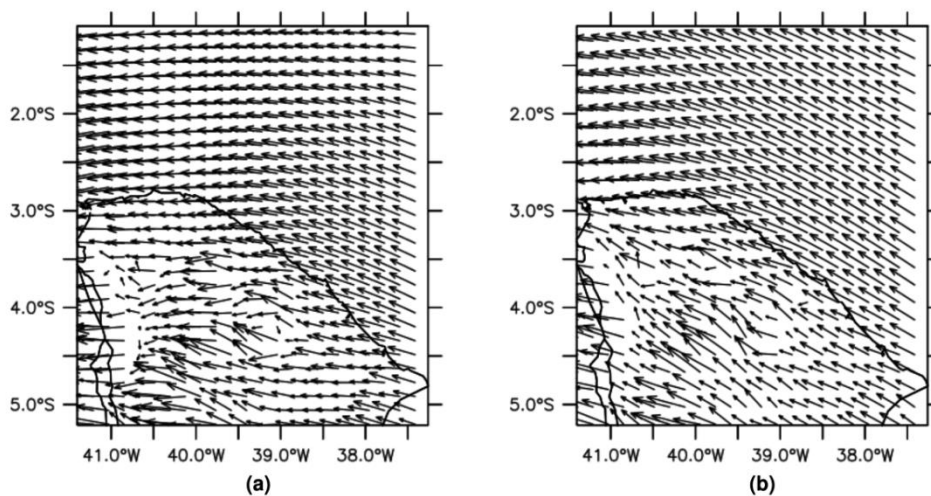


Figura 109 Direção média do vento em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.



Turbulência

Figura 110 Intensidade da Turbulência do vento em julho (a) e agosto (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

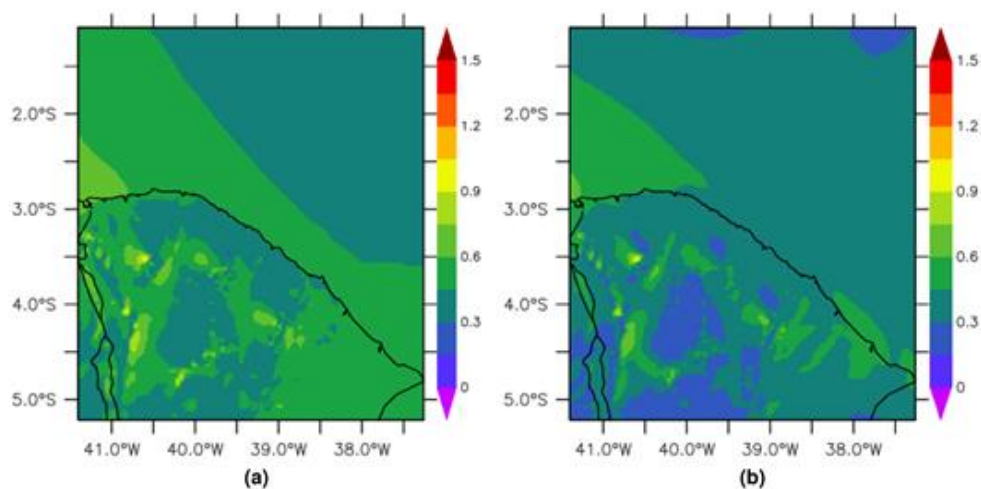


Figura 111 Intensidade da Turbulência do vento em setembro (a) e outubro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

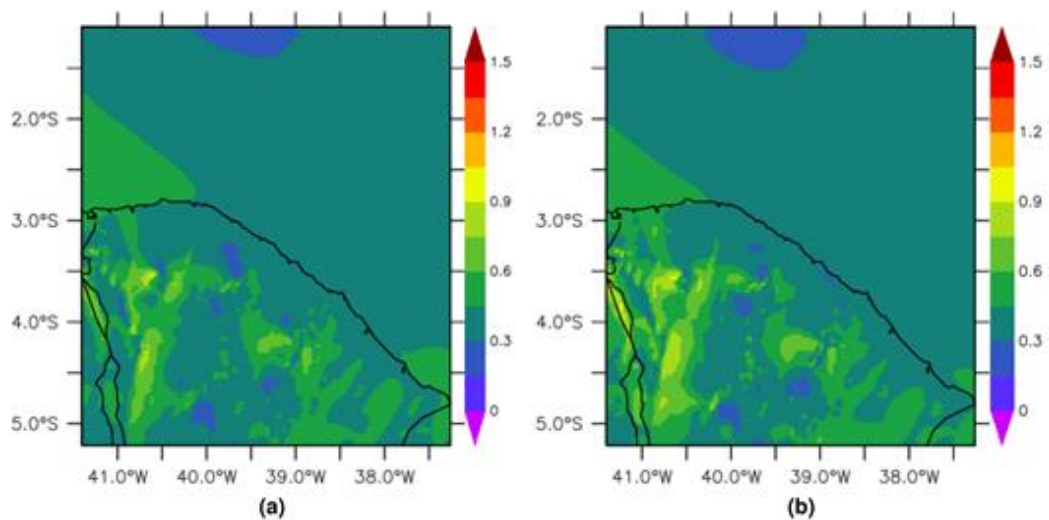


Figura 112 Intensidade da Turbulência do vento em novembro (a) e dezembro (b) de 2001 medida a 80 m em um ano Neutro.

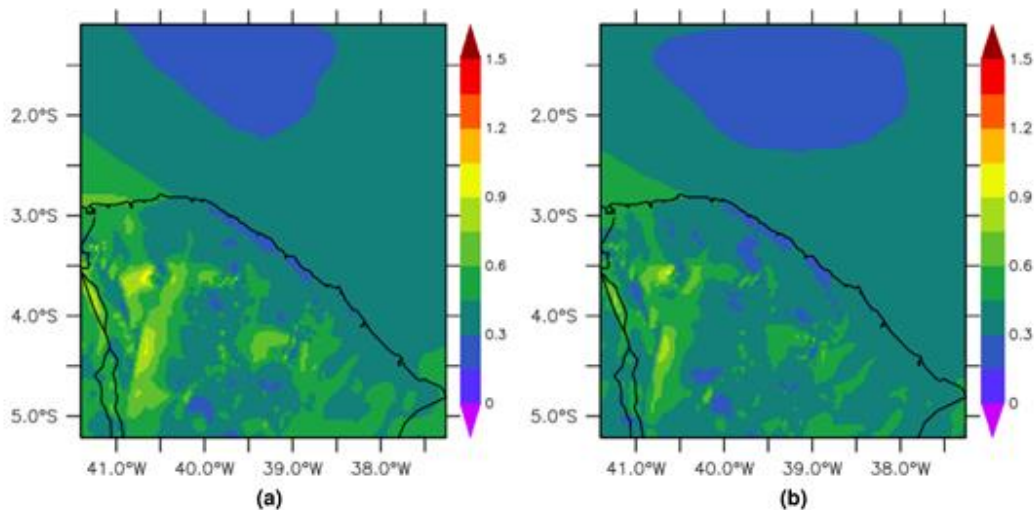


Figura 113 Intensidade da Turbulência do vento em janeiro (a) e fevereiro (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

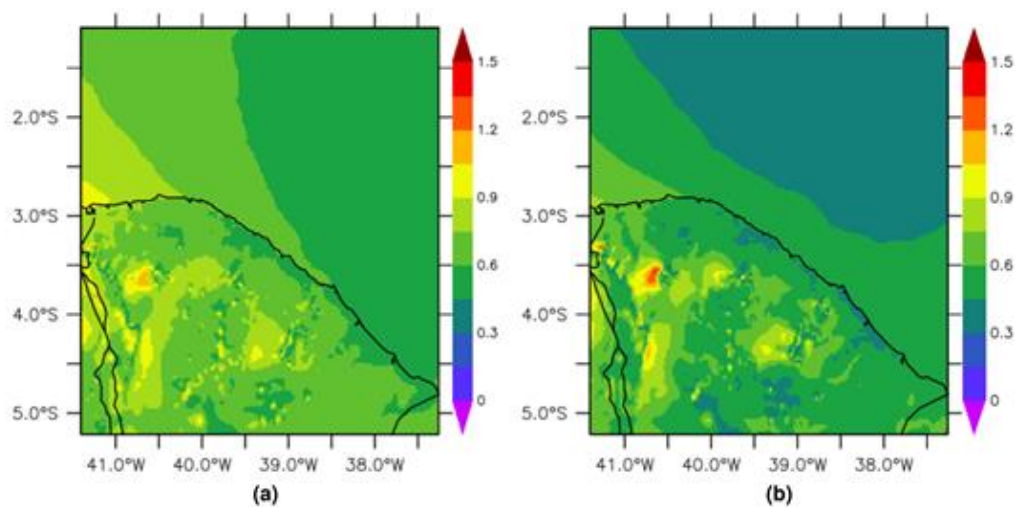


Figura 114 Intensidade da Turbulência do vento em março (a) e abril (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.

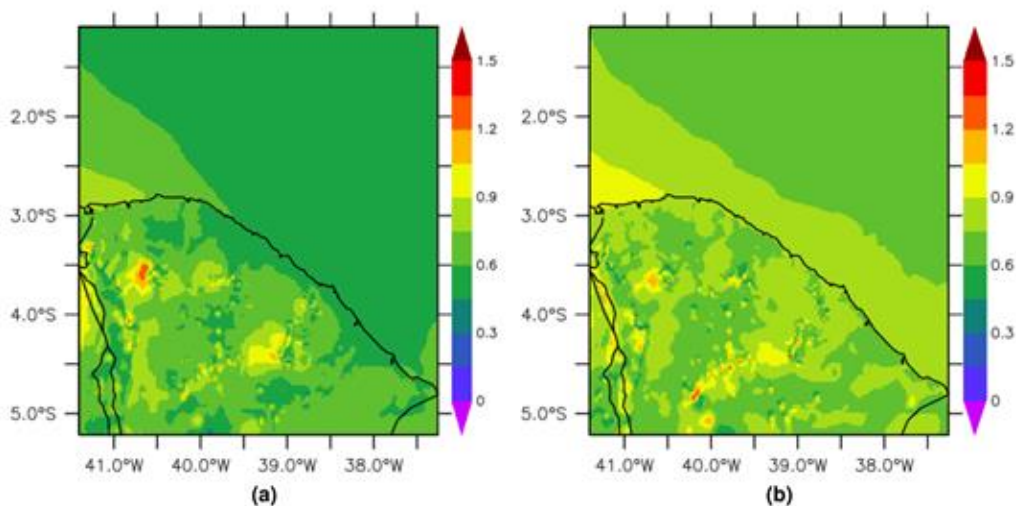
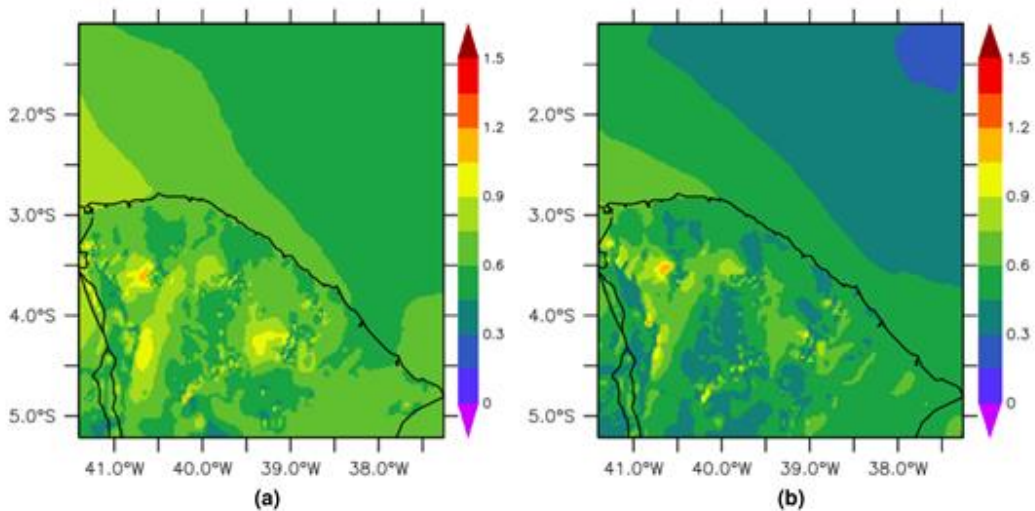
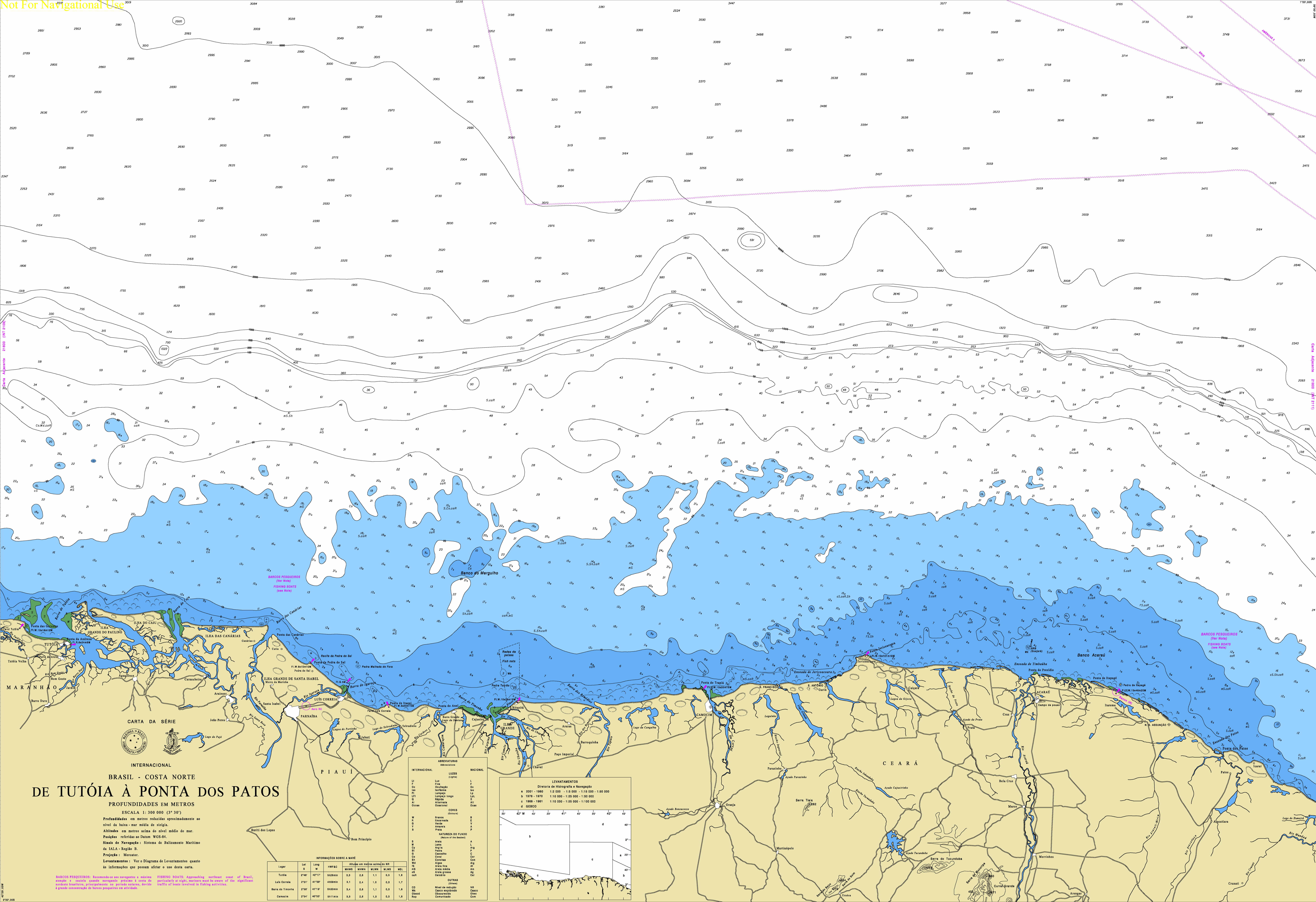


Figura 115 Intensidade da Turbulência do vento em maio (a) e junho (b) de 2002 medida a 80 m em um ano Neutro.



ANEXO – CARTAS NÁUTICAS

Neste Anexo estão as cartas Náuticas disponibilizadas pelo Capitão-de-Fragata Luiz Carlos Torres da Marinha do Brasil. Estas serviram como base para a análise da Batimetria do estado do Ceará.



Escala: 1:300 000 (3" 30")

Escala: 1:300 000 (3" 30")



BRASIL - COSTA NORTE

DE TUTÓIA À PONTA DOS PATOS

PROFUNDIDADES EM METROS

ESCALA 1:300 000 (3" 30")
 Profundidades em metros reduzidas aproximadamente ao nível da baixa-mar média de sizígia.
 Altitudes em metros acima do nível médio do mar.
 Posições referidas ao Datum WGS-84.
 Sistema de Navegação: Sistema de Balizamento Marítimo da IALA - Região B.
 Projeção: Mercator.
 Levantamentos: Ver o Diagrama de Levantamentos quanto às informações que possam afetar o uso desta carta.

INFORMAÇÕES SOBRE A MARÉ									
Lugar	Lat S	Long W	HVARC	MOM	MOMN	MOMV	MOMM	MOML	MOMH
Tutóia	7°46'	42°17'	538mm	5,3	2,6	1,1	0,5	0,3	1,8
Linha Correla	7°51'	41°59'	438mm	5,1	2,4	1,0	0,5	0,3	1,7
Baía de Timaná	7°56'	41°19'	538mm	5,4	2,6	1,1	0,5	0,3	1,8
Canoanã	7°54'	40°59'	511mm	5,3	2,6	1,0	0,5	0,3	1,8

ABREVIATURAS		NACIONAL	
INTERNACIONAL	Abreviatura	INTERNACIONAL	Abreviatura
LI	Luiz (Ilha)	LUZ	Ilha (Ilha)
OC	Ocupação	OC	Ocupação
IN	Ilha	IN	Ilha
PI	Ilha	PI	Ilha
LA	Ilha	LA	Ilha
AL	Ilha	AL	Ilha
OS	Ilha	OS	Ilha
DA	Ilha	DA	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha
CO	Ilha	CO	Ilha
CA	Ilha	CA	Ilha
CI	Ilha	CI	Ilha
CR	Ilha	CR	Ilha
CL	Ilha	CL	Ilha
CM	Ilha	CM	Ilha

