

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA  
CAMPUS ALEGRETE  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UTILIZAÇÃO DE DADOS DE REANÁLISE NA  
ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO BRUTO NO  
ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**Eduardo Stüker**

**Alegrete**

**2014**

**EDUARDO STÜKER**

**UTILIZAÇÃO DE DADOS DE REANÁLISE NA ESTIMATIVA  
DO POTENCIAL EÓLICO BRUTO NO ESTADO DO RIO  
GRANDE DO SUL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Felipe Denardin Costa

**Alegrete**

**2014**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

S934u Stüker, Eduardo

Utilização de dados de reanálise na estimativa do potencial  
eólico do Rio Grande do Sul / Eduardo Stüker.

82 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade  
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2014.

"Orientação: Felipe Denardin Costa".

1. Energia eólica. 2. Reanálise meteorológica. 3. Campo de  
vento. 4. Potencial eólico. I. Título.

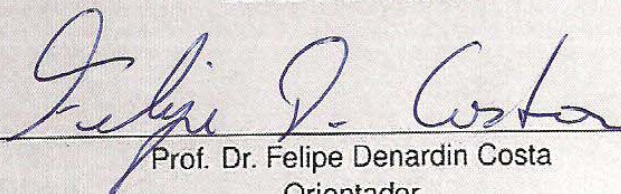
EDUARDO STÜKER


UTILIZAÇÃO DE DADOS DE REANÁLISE NA ESTIMATIVA  
DO POTENCIAL EÓLICO BRUTO NO ESTADO DO RIO  
GRANDE DO SUL


Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Graduação em Engenharia Elé-  
trica da Universidade Federal do Pampa (UNI-  
PAMPA, RS), como requisito parcial para ob-  
tenção do grau de **Bacharel em Engenharia  
Elétrica**.

Trabalho de conclusão de curso defendido e aprovado em: 18 de agosto de 2014.

Banca examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Felipe Denardin Costa  
Orientador  
(UNIPAMPA)

  
\_\_\_\_\_  
Prof.Dr. Franciano Scremin Puhales  
(UFSM)

  
\_\_\_\_\_  
Prof.Dr. Eduardo Machado Santos  
(UNIPAMPA)

Dedico este trabalho à minha família que sempre me deu apoio  
e força.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus pela minha vida e, principalmente, pela oportunidade que me deu de nascer e crescer em uma família que me deu todo o ensino e educação necessários para chegar até aqui.

Agradeço ao meu pai, Lotar, pelo exemplo de serenidade e honestidade, à minha mãe, Cláudia, pelo apoio, carinho e aconchego que sempre encontrei quando voltava para casa para repor as energias e à minha irmã, Mônica, pela competitividade sadia que nunca nos tirou o companheirismo e sempre nos deu força.

À minha namorada, Mônica, que sempre me apoiou e suportou nas horas de calma e também nas mais pesadas turbulências que passei. À você devo muito deste trabalho que tirou um pouco do nosso tempo juntos mas que, com certeza, será recompensado.

E, um muito obrigado ao meu orientador Prof. Felipe pela imensurável ajuda no desenvolvimento deste trabalho.

Só fazemos melhor aquilo que repetidamente insistimos em melhorar. A busca da excelência não deve ser um objetivo, e sim, um hábito.

Aristóteles

## RESUMO

O atual cenário mundial de energia se caracteriza pela busca de fontes alternativas de energia, e a energia eólica se consolida como uma das mais importantes fontes. Com grande potencial para crescimento o setor de energia eólica necessita de mais estudos, principalmente na localização das regiões com ventos apropriados para a instalação de sítios eólicos. A região do Pampa Gaúcho é alvo de muitas especulações sobre seu potencial eólico, no entanto, é baixo o número de pesquisas na região, assim como não existem muitos bancos de dados de vento consistentes. Diante disso, o presente trabalho analisa o banco de dados de vento da reanálise meteorológica *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR) do *National Center for Environmental Prediction* (NCEP). De acordo com a base teórica revisada é resgatada a história da energia eólica e analisada a sua situação atual, os mecanismos de geração e o funcionamento dos ventos que impulsionam as turbinas. Também, é realizada a validação dos dados de vento da reanálise do CFSR comparando-os com as bases de dados de seis estações convencionais do Instituto Brasileiro de Meteorologia (INMET) mais próximas da região do Pampa Gaúcho. Posteriormente é obtido através dos dados da reanálise meteorológica do CFSR os mapas de campo de vento para todo o estado do Rio Grande do Sul, sendo esses comparados com os mapas apresentados no atlas eólico do estado.

Palavras-chave: Energia eólica. Reanálise. Campo de vento. Potencial eólico



## ABSTRACT

The current global energy scenario is characterized by the search for alternative energy sources, among the options, wind power establishes itself as one of the most important sources. There is great potential for the growth of wind energy sector, but needs further study, particularly in regions with wind suitable location for the installation of wind sites. The region of Pampa Gaúcho is the subject of much speculation about his wind potential, however, is low number of surveys in the region, there are not many databases consistent wind. Therefore, this paper analyzes the wind database of meteorological reanalysis Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) of it National Center for Environmental Prediction (NCEP). According to the theoretical basis, is rescued the history of wind energy, analyzing your current situation, knowing the mechanisms of generation and working of winds that drive turbines. It is developed a methodology to validate the data reanalysis the CFSR compared with the wind database of six stations of the Brazilian Institute of Meteorology (INMET) nearest to the Pampa Gaúcho region. Later is obtained from the data of meteorological reanalysis of the CFSR wind field maps of the entire state of Rio Grande do Sul, and compared these with the maps of the wind atlas of the state.

Keywords: Wind power. Reanalysis. Wind field. Wind potential

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Antigo moinho de vento europeu. ....	20
Figura 2.2 – Primeiro aerogerador do mundo, construído por Charles F. Brush. ....	21
Figura 2.3 – Potência eólica anual instalada no mundo entre 1996 e 2013. ....	23
Figura 2.4 – Potência eólica anual acumulada instalada no mundo entre 1996 e 2013. ....	23
Figura 2.5 – Capacidade de energia eólica instalada por país ao final de 2013. ....	24
Figura 2.6 – Capacidade de energia eólica instalada por país durante 2013. ....	24
Figura 2.7 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil. ....	26
Figura 2.8 – Potência total em operação, em construção e contratada por estado. ....	26
Figura 2.9 – Potência instalada em operação por estado. ....	27
Figura 2.10 – Mapa com a localização das medições de vento realizada para elaboração do atlas eólico do estado do Rio Grande do Sul. ....	29
Figura 2.11 – Modelo de Rugosidade do estado do Rio Grande do Sul, em malha digital com resolução de 1 km por 1 km. ....	30
Figura 2.12 – Resolução espacial do modelo de mesoescala (MesoMAP), utilizada na elaboração do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul. ....	31
Figura 2.13 – Componentes de um aerogerador. ....	32
Figura 2.14 – Volume de controle ( $\forall = A V dt$ ), cujas as superfície de controle, com área de seção transversal $A$ , Apresentam um fluxo mássico ( $\dot{m}$ ) dado por $\rho V A$ . ....	34
Figura 2.15 – Perfis verticais de temperatura potencial, velocidade do vento e direção do vento, característicos de um escoamento com intensa mistura turbulenta na CLC. ....	36
Figura 2.16 – Perfil vertical logarítmico da magnitude do vento característico de uma CLN idealizada. Este perfil foi obtido utilizando a equação para o perfil logarítmico do vento que será apresentada em breve. ....	37
Figura 2.17 – Perfis verticais de temperatura potencial, velocidade do vento e direção do vento, característicos da camada limite estável. ....	37
Figura 2.18 – Cisalhamento adimensional em função do parâmetro de empuxo. Relação obtida a partir dos dados do experimento KANSAS (BUSINGER et al., 1971). ....	39
Figura 3.1 – Localização das estações convencionais do INMET no Rio Grande do Sul. ....	41
Figura 3.2 – Pontos da grade da reanálise do CFSR sobre o Rio Grande do Sul, para a configuração da grade gaussiana T382. ....	45
Figura 3.3 – Densidade de dados processados para a realização da reanálise do CFSR (para maiores informações ver Saha et al. (2010b)). ....	46
Figura 4.1 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação São Luiz Gonzaga no horário de 0000 UTC (figura 4.1). A figura 4.1b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	50
Figura 4.2 – Direção do vento na estação de São Luiz Gonzaga as 0000 UTC. A figura 4.2a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura 4.2b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de São Luiz Gonzaga. ....	51
Figura 4.3 – Mesmo que figura 4.1, porém para as 1200 UTC. ....	52

Figura 4.4 – Mesmo que figura 4.2, porém para as 1200 UTC. ....	52
Figura 4.5 – Mesmo que figura 4.1, porém para as 1800 UTC. ....	53
Figura 4.6 – Mesmo que figura 4.2, porém para as 1800 UTC. ....	53
Figura 4.7 – Distribuição espacial do parâmetro de rugosidade médio no estado do RS, obtido a partir dos dados da Reanálise do CFSR. ....	55
Figura 4.8 – Dependência do cisalhamento adimensional com a estabilidade atmosférica para os dados de reanálise do CFSR (pontos vermelhos). A clássica relação obtida por Businger et al. (1971) é representada pela linha azul. ....	56
Figura 4.9 – Mapa de magnitude média do vento a 10 m. A figura 4.9a foi obtida através dos dados das componentes $u$ e $v$ da reanálise do CFSR, para o período de 1979 a 2010, enquanto que a figura 4.9b mostra o mapa para a médias dos valores estimados utilizando a equação 2.6, no mesmo período. ....	57
Figura 4.10 – Dependência do erro para o valor estimado de vento em relação ao fornecido pelo CFSR em função do comprimento de rugosidade. ....	58
Figura 4.11 – Mapa de magnitude média do vento a 100 m. A figura 4.11a representa a velocidade média do vento calculada através dos dados da reanálise do CFSR, enquanto que a figura 4.11b mostra a velocidade média do vento apresentada pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002). A figura 4.11b é adaptada de Amarante e Silva (2002) ....	59
Figura 4.12 – Mapa do potencial eólico bruto a 100 m. A figura 4.12a representa o potencial eólico calculado a partir dos dados mostrados na figura 4.11b, enquanto que a figura 4.12b mostra o potencial eólico bruto fornecido pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002). A figura 4.12b é adaptada de Amarante e Silva (2002). ....	60
Figura A.1 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Bagé de 0000 UTC (figura A.1a). A figura A.1b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	63
Figura A.2 – Direção do vento na estação de Bagé as 0000 UTC. A figura A.2a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.2b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Bagé. ....	63
Figura A.3 – Mesmo que figura A.1, porém para as 1200 UTC. ....	64
Figura A.4 – Mesmo que figura A.2, porém para as 1200 UTC. ....	64
Figura A.5 – Mesmo que figura A.1, porém para as 1800 UTC. ....	64
Figura A.6 – Mesmo que figura A.2, porém para as 1800 UTC. ....	65
Figura A.7 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Cruz Alta de 0000 UTC (figura A.7a). A figura A.7b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	65
Figura A.8 – Direção do vento na estação de Cruz Alta as 0000 UTC. A figura A.8a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.8b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Cruz Alta. ....	66
Figura A.9 – Mesmo que figura A.7, porém para as 1200 UTC. ....	66
Figura A.10 – Mesmo que figura A.8, porém para as 1200 UTC. ....	67

Figura A.11 – Mesmo que figura A.7, porém para as 1800 UTC. ....	67
Figura A.12 – Mesmo que figura A.8, porém para as 1800 UTC. ....	67
Figura A.13 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Santa Maria de 0000 UTC (figura A.13a). A figura A.13b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	68
Figura A.14 – Direção do vento na estação de Santa Maria as 0000 UTC. A figura A.14a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.14b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Santa Maria. ....	68
Figura A.15 – Mesmo que figura A.13, porém para as 1200 UTC. ....	69
Figura A.16 – Mesmo que figura A.14, porém para as 1200 UTC. ....	69
Figura A.17 – Mesmo que figura A.13, porém para as 1800 UTC. ....	69
Figura A.18 – Mesmo que figura A.14, porém para as 1800 UTC. ....	70
Figura A.19 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Santana do Livramento de 0000 UTC (figura A.1a). A figura A.19b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	70
Figura A.20 – Direção do vento na estação de Santana do Livramento as 0000 UTC. A figura A.20a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.20b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Santana do Livramento. ....	71
Figura A.21 – Mesmo que figura A.19, porém para as 1200 UTC. ....	71
Figura A.22 – Mesmo que figura A.20, porém para as 1200 UTC. ....	72
Figura A.23 – Mesmo que figura A.19, porém para as 1800 UTC. ....	72
Figura A.24 – Mesmo que figura A.20, porém para as 1800 UTC. ....	72
Figura A.25 – Séries temporais de $v_{rean}$ (linha vermelha) e $v_{est}$ (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Uruguaiana de 0000 UTC (figura A.25a). A figura A.25b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise. ....	73
Figura A.26 – Direção do vento na estação de Uruguaiana as 0000 UTC. A figura A.26a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.26b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Uruguaiana. ....	73
Figura A.27 – Mesmo que figura A.25, porém para as 1200 UTC. ....	74
Figura A.28 – Mesmo que figura A.26, porém para as 1200 UTC. ....	74
Figura A.29 – Mesmo que figura A.25, porém para as 1800 UTC. ....	74
Figura A.30 – Mesmo que figura A.26, porém para as 1800 UTC. ....	75
Figura B.1 – Mesmo que figura 4.11, porém para 50 m acima da superfície. ....	76
Figura B.2 – Mesmo que figura 4.11, porém para 75 m acima da superfície. ....	76
Figura C.1 – Mapa do potencial eólico do Rio Grande do sul a 50 m, calculados com base nos dados da reanálise meteorológica do CFSR ....	77
Figura C.2 – Mapa do potencial eólico do Rio Grande do sul a 75 m, calculados com base nos dados da reanálise meteorológica do CFSR ....	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Usinas eólicas em operação no Rio Grande do Sul .....	28
Tabela 4.1 – Dados Estatísticos .....	54

## LISTA DE SIGLAS

<i>UNIPAMPA</i>	Universidade Federal do Pampa
<i>UFSM</i>	Universidade Federal de Santa Maria
<i>INMET</i>	Instituto Nacional de Meteorologia
<i>SONDA</i>	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
<i>CPTEC</i>	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
<i>INPE</i>	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
<i>CFSR</i>	Climate Forecast System Reanalysis
<i>a.C.</i>	Antes de Cristo
<i>ABEElica</i>	Associação Brasileira de Energia Eólica
<i>WWEA</i>	World Wind Energy Association
<i>CBEE</i>	Centro Brasileiro de Energia Eólica
<i>CELPE</i>	Companhia Energética de Pernambuco
<i>PROINFA</i>	Programa de Fontes Alternativas
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BIG</i>	Banco de Informações da Geração
<i>IBGE</i>	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<i>USGS</i>	United States Geological Survey
<i>CLA</i>	Camada limite atmosférica
<i>CLC</i>	Camada limite conectiva
<i>CLN</i>	Camada limite neutra
<i>CLE</i>	Camada limite estável
<i>BDMEP</i>	Banco de dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
<i>UTC</i>	Coordenada de Tempo Universal
<i>NCEP</i>	National Center for Environmental Prediction

<i>NCAR</i>	National Center for Atmospheric Research
<i>R2</i>	Reanalysis 2
<i>NASA</i>	National Aeronautics and Space Administration
<i>MERRA</i>	Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications
<i>GFS</i>	Global Forecast System
<i>FNL</i>	Final
<i>WRF</i>	Weather Research and Forecast

## LISTA DE SÍMBOLOS

$CO_2$	Dióxido de carbono
$SO_2$	Dióxido de enxofre
$NO_x$	Oxidos de azoto
$Hg$	Mercúrio
$NO_x$	Oxidos de azoto
$V$	Velocidade
$E_C$	Energia Cinética
$\dot{m}$	Fluxo mássico
$\forall$	Volume
$P$	Potência
$J$	Joule
$\rho$	Massa específica do ar
$u_*$	Velocidade de fricção
$\overline{u'w'}_0$	Componente do zonal do fluxo de momentum em superfície
$\overline{v'w'}_0$	Componente do meridional do fluxo de momentum em superfície
$\overline{w'\theta'}_0$	Fluxo de calor sensível em superfície
$g/\Theta$	Variável de empuxo
$g$	Aceleração da gravidade
$\Theta$	Temperatura de referência
$z$	Altura acima da superfície
$\phi_m$	Cisalhamento adimensional
$k$	Constante de von Kàrmàn
$\overline{M}$	Magnitude do vento
$\zeta$	Parâmetro de empuxo



$L$	Comprimento de Obukhov
$z_0$	Parâmetro de rugosidade
$\psi_m$	Função que depende do regime de estabilidade
$d_0$	Altura de deslocamento
$u$	Componente zonal do vento
$v$	Componente meridional do vento
$\phi_{MET}$	Ângulo Meteorológicos
$s$	Desvio padrão
$EM$	Erro médio
$EAM$	Erro absoluto médio
$EMQ$	Erro médio quadrático
$IC$	Índice de correlação
$VF$	Viés Fracionário
$\varepsilon$	Variável em questão
$v_{rean}$	Componente meridional do vento da reanálise do CFSR
$v_{est}$	Componente meridional do vento das estações INMET

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO TEÓRICA</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>História da Energia Eólica</b>	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Situação Atual da Energia Eólica</b>	<b>22</b>
2.2.1	Energia Eólica no Mundo	22
2.2.2	Energia Eólica no Brasil	25
2.2.3	Energia Eólica no Rio Grande do Sul	27
2.2.3.1	Atlas Eólico do Rio Grande do Sul	29
<b>2.3</b>	<b>O Gerador Eólico</b>	<b>31</b>
<b>2.4</b>	<b>Energia cinética do vento</b>	<b>34</b>
<b>2.5</b>	<b>Camada Limite Atmosférica</b>	<b>35</b>
2.5.1	Classificação da Camada Limite Atmosférica, quanto a estabilidade térmica	36
2.5.2	Determinação do perfil vertical do vento	38
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>41</b>
<b>3.1</b>	<b>Bases de Dados</b>	<b>41</b>
3.1.1	Estações Convencionais do INMET	41
<b>3.2</b>	<b>Reanálise Meteorológica</b>	<b>42</b>
3.2.1	Dados de Reanálise para Estimativa de Potencial Eólico	43
3.2.2	Climate Forecast System Reanalysis - CFSR	44
<b>3.3</b>	<b>Estatística</b>	<b>46</b>
3.3.1	Definição de Parâmetros Estatísticos	47
3.3.1.1	Média e Variância	47
3.3.1.2	Erro Médio - $EM$	48
3.3.1.3	Erro Absoluto Médio - $EAM$	48
3.3.1.4	Erro Quadrático Médio - $EQM$	48
3.3.1.5	Índice de Correlação - $IC$	49
3.3.1.6	Viés Fracionário - $VF$	49
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>50</b>
<b>4.1</b>	<b>Validação dos dados de reanálise</b>	<b>50</b>
<b>4.2</b>	<b>Estimativa do perfil vertical do vento</b>	<b>55</b>
<b>4.3</b>	<b>Potencial Eólico Bruto no Rio Grande do Sul</b>	<b>59</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>61</b>
<b>Anexo A – Comparação entre os dados da CFSR e das estações convencionais do INMET</b>		<b>63</b>
<b>Anexo B – Mapas de Vento</b>		<b>76</b>
<b>Anexo C – Mapas de potencial eólico</b>		<b>77</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>		<b>79</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Hoje, cerca de 90% da energia em nível mundial é proveniente de combustíveis fósseis, o que gera grandes quantidades de emissões de gases e partículas poluentes, como o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), dióxido de enxofre ( $SO_2$ ), óxidos de azoto ( $NO_x$ ) e mercúrio ( $Hg$ ) que proporcionam problemas ambientais globais. Além disso, projeções a longo prazo indicam que a demanda de energia no mundo pode aumentar, agravando os danos causados ao ambiente do mundo todo (SAHA et al., 2010b; CHANDRAMOWLI; FELDER, 2013). Diante disso, fica evidente a necessidade de proteger o ambiente, porém a sociedade necessita de energia para continuar evoluindo e gerando riquezas. A solução para esse impasse é a diversificação da matriz energética, gerando energia a partir de fontes limpas e renováveis.

Neste contexto, a energia eólica é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura, principalmente na Europa e nos Estados Unidos, onde as fontes de energia renováveis são, atualmente, uma das principais áreas de pesquisa e investimento. Além de trazer uma vantagem ambiental, na perspectiva econômica, a geração eólica também é promissora, pois tem apresentado custos competitivos quando comparados aos custos de fontes convencionais de energia (MONTEZANO, 2012; CARVALHO et al., 2013).

Ao produzir eletricidade limpa, os parques eólicos contribuem para a melhoria global da qualidade do ambiente, porém as restrições estão cada vez mais presentes na definição do *layout* de um parque eólico, incluindo a sua localização, e nos cuidados durante a sua construção e exploração.

No Brasil, a política energética impulsionada por interesses ambientais e pela busca da diversificação da matriz energética do país vem incentivando a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis, com destaque para a energia eólica, tanto para a conexão nos sistemas de transmissão e distribuição de grandes parques geradores como para a microgeração e minigeração distribuída interligada ao sistema de distribuição (PINTO, 2013).

Todavia, a identificação dos locais mais promissores em termos de potencial de energia eólica é um grande desafio para a indústria de energia eólica. Embora o uso dessa fonte de energia renovável seja promissora, a falta de informações confiáveis sobre o campo de vento em várias áreas do globo ainda prejudica a criação de novos projetos de parques eólicos, principalmente em países em desenvolvimento (CARVALHO et al., 2013).

A estimativa do potencial eólico é atualmente obtida por meio de medições locais de vento, que devem ser registradas por no mínimo dois anos. No entanto, um período de medições expandido em até cinco anos ainda é curto, se for comparado a períodos normais para a definição de uma média climatológica de no mínimo 30 anos. Assim, são grandes as incertezas quanto ao verdadeiro potencial eólico da região. Além disso, o planejamento, a instalação e a manutenção de antenas de medição de vento é um empreendimento caro, na hipótese da região não se mostrar um promissor local para geração eólica, uma quantidade considerável de investimento é irreversivelmente perdida (CARVALHO et al., 2013; PINTO et al., 2007).

Com excelente potencial eólico, o Rio Grande do Sul já sedia 22 parques eólicos totalizando 610 megawatts (MW) de potência instalada, localizados principalmente nas regiões litorânea e sul do estado. Em Santana do Livramento, região do Pampa Gaúcho, está localizado o Complexo Eólico do Cerro Chato, que é o único empreendimento eólico

de grande porte dessa região, sendo capaz de gerar 120 MW h de energia. Apesar disso, ainda existem muitas especulações quanto ao potencial de energia eólica da região do Pampa Gaúcho, porém não existem estudos que comprovam essas especulações, fazendo com que possíveis investidores optem por regiões onde já é comprovado o potencial eólico para geração de energia elétrica.

A escassez desses estudos para a região do Pampa se deve ao fato de não existirem muitos dados de vento disponíveis. Uma das fontes de dados disponíveis para o estudo do potencial eólico no Pampa são as estações convencionais do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, que apresentam dados reais de vento coletados desde 1961. Apesar disso, é baixa a densidade de estações de medições para a região. São apenas três localizadas nos municípios de Uruguaiana, Santana do Livramento e Bagé com uma distância média de cerca de 170 km entre as estações. Desse modo, grandes áreas estão sem cobertura de observações.

Outra fonte de dados para o setor de energia poderia ser o Projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) que é um projeto idealizado para implementação de uma rede de coleta de dados destinada a levantar e melhorar a base de dados sobre os recursos de energia solar e eólica no Brasil. Esse projeto foi desenvolvido pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE), com intuito de atender a demanda de dados confiáveis para o desenvolvimento de projetos, bem como o planejamento energético. Dados esses que poderiam fornecer suporte para o processo de tomada de decisões por investidores, empresas públicas e privadas e outras organizações (MARTINS et al., 2007). No entanto, a rede SONDA possui somente 25 estações de medições em todo o país. Esse é um número extremamente pequeno comparado as extensões continentais do Brasil. Cada região possui características orográficas e climatológicas diferentes, influenciando diretamente nas características do campo de vento. Assim, os dados das estações da rede SONDA não podem ser extrapolados para qualquer região.

Logo, encontrar uma região onde as características do vento são propícias para a geração de eletricidade é uma tarefa bastante difícil. Para essa localização, é muito importante ter um bom conjunto de dados de vento, que apresentem uma boa frequência de coleta e uma boa precisão. Hoje, a melhor e mais precisa indicação do potencial disponível é obtida através de campanhas de medição, usando anemômetros e sensores de direção do vento. No entanto, essas medições são bastante demoradas e onerosas, em função da altura da torre dos aerogeradores, que podem chegar a 120 metros, e da necessidade de medições de vento por um período de até cinco anos dependendo da rigidez do projeto e dos requisitos impostos pelas autoridades permissionárias locais (MONTEZANO, 2012).

Uma alternativa é o uso de uma base de dados em escala global que consiste em dados de variáveis atmosféricas gerados em projetos de reanálise de dados meteorológicos. Essas bases de dados contemplam um conjunto homogêneo de dados de vento para um longo período (mais de uma década) e são preparadas com o uso de modelos numéricos de previsão do tempo alimentados com dados coletados em estações sinóticas, boias oceânicas, radiosondas, satélites e embarcações (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2007). Os dados obtidos a partir desses modelos de circulação geral são combinados com os dados medidos, fornecendo uma síntese das observações disponíveis em todo o mundo no contexto de um modelo físico (TRENBERTH et al., 2010). Todos os dados concebidos nos modelos passam por um rígido controle de qualidade e são manipulados para alimentar cada um dos pontos de grade do modelo numérico.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar a possibilidade de utilização de

dados de reanálise meteorológica para se obter uma avaliação preliminar do potencial eólico bruto na região do Pampa Gaúcho. A avaliação é feita através da avaliação estatística dos dados da reanálise meteorológica do *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR), com os dados de seis estações convencionais do INMET, localizadas em Bagé, Cruz Alta, Santa Maria, Santana do Livramento, São Luiz Gonzaga e Uruguaiana.

No capítulo 2 é apresentada toda a revisão teórica necessária para o desenvolvimento deste trabalho e, também, uma revisão da história, atualidade e futuro da energia eólica no Mundo, no Brasil e no Rio Grande do Sul. Dentre os assuntos revisados estão: o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul; o gerador eólico e seus principais componentes; a energia cinética contida no vento e; camada limite atmosférica. A metodologia utilizada é descrita no capítulo 3, onde é descrito as bases de dados utilizadas, assim como, a metodologia estatística. E, no capítulo 4 é apresentado e discutido os resultados do trabalho, mostrando a validação dos dados da reanálise meteorológica do CFSR e os mapas de vento e de potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul.

## 2 REVISÃO TEÓRICA

### 2.1 História da Energia Eólica

Desde a antiguidade, a energia gerada pelo vento vem sendo utilizada em diversas atividades, como: navegação, moagem de grãos e bombeamento de água. Acredita-se que o primeiro uso da energia eólica tenha sido nos barcos à vela, no entanto, teve um grande e importante impacto no desenvolvimento de moinhos de vento do tipo vela. Os registros mais antigos dessas máquinas desenvolvidas para o aproveitamento do vento estão na China e na Pérsia em 644 a.C. Nessas sociedades foram empregados moinhos de vento, objetivando a moagem de grãos e a irrigação através do bombeamento de água (HEMERY; BEBIER; DELEAGE, 1993). Somente a partir do século XII, esse tipo de energia foi disseminado para a Inglaterra, França e Holanda e, logo depois, espalhado por toda a Europa.

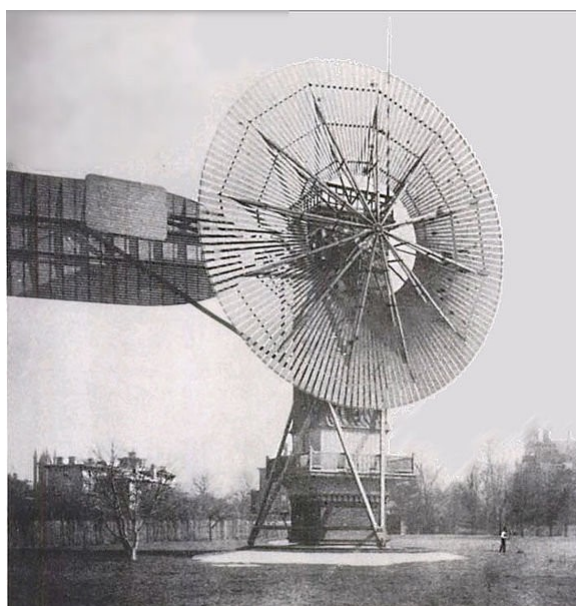
Os primeiros moinhos de vento da Europa Ocidental eram de eixo horizontal, ao contrário dos moinhos persas que tinham eixo vertical. A razão para esta mudança pode ser explicada pelo fato de que os europeus usavam rodas de água de eixo horizontal, que aparentemente serviram de modelo para os moinhos de vento. Os mais antigos documentos e ilustrações europeias, descrevem um moinho de quatro pás, montado em um poste central. Eles usavam uma engrenagem de madeira que transmitia o movimento do eixo horizontal para o eixo vertical que movimentava a mó. Em meados do século XIV, surgiu um novo e moderno modelo de moinho. O eixo do moinho era fixado no alto de uma torre com múltiplos andares, o andar superior moía o grão, o seguinte retirava o debulho, o próximo armazenava os grãos e no térreo moravam o moleiro e sua família, a figura (2.1) ilustra esse modelo de moinho. Uma das grandes melhorias dos moinhos europeus era a posição aerodinâmica das pás, que aproveitavam a força de sustentação do vento, permitindo o aumento da velocidade do rotor. Alguns, também, podiam ter o rotor orientado na direção do vento, através de uma alavanca na parte de trás do moinho (RIO, 2008). Contudo, diante da Revolução Industrial, os moinhos, bastante utilizados até então, perderam espaço para a máquina a vapor.

Figura 2.1: Antigo moinho de vento europeu.



As primeiras turbinas eólicas destinadas à conversão de energia cinética dos ventos diretamente em energia elétrica surgiram com o uso crescente da eletricidade no final do século XIX. Em 1888, Charles F. Brush, um industrial ligado ao setor de eletrificação no campo, instalou o primeiro catavento gerador de eletricidade na cidade de Cleveland, em Ohio, nos Estados Unidos. Em funcionamento, a primeira turbina eólica automática (fig.2.2) gerava 12kW em corrente contínua. O aerogerador possuía um rotor de 17 metros de diâmetro, com 144 pás de madeira e uma cauda gigantesca para direcionar o aerogerador na direção do vento.

Figura 2.2: Primeiro aerogerador do mundo, construído por Charles F. Brush.



Fonte: Rio (2008).

Em 1891, o dinamarquês Dane Poul La Cour, desenvolveu um novo aerogerador que incorporava os princípios aerodinâmicos usados nos melhores moinhos de vento europeus. O aerogerador de Cour conseguia maiores velocidades que o aerogerador de Brush, mostrando melhores resultados na geração de eletricidade. Pouco antes da Primeira Guerra Mundial, esses aerogeradores de 25 kW estavam distribuídos principalmente pela Dinamarca, mas o baixo custo da eletricidade gerada por combustíveis fósseis fez com que essa tecnologia fosse deixada de lado.

No início do século passado, vários experimentos foram elaborados, um dos mais importantes foi realizado em 1931, na antiga União Soviética, em que foi posto em funcionamento um aerogerador de 30 metros de diâmetro e 100 kW. Instalado na costa do Mar Cáspio, gerou em dois anos um total de 200.000 kWh de energia elétrica. Após este experimento, vários outros foram realizados nos Estados Unidos, Dinamarca, França, Alemanha e Reino Unido, verificando que aerogeradores de grande porte poderiam funcionar. Durante grande parte do século XX, existiu pouco interesse na energia eólica, que era utilizada em lugares isolados e logo era abandonada quando a rede elétrica chegava (RIO, 2008).

A geração de energia elétrica, através de aerogeradores de grande porte, em grande escala, alimentando de forma suplementar o sistema elétrico, evoluiu muito nas últimas décadas. A moderna tecnologia das turbinas eólicas surgiu na Europa na década de 1950 já com pás fabricadas com materiais compostos, controle de passo e torres na forma

tubular. Diante da crise do petróleo nos anos 1970, governos de vários países, inclusive o Brasil, criaram fundos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Em 1975, nos Estados Unidos, foram construídos vários protótipos de turbinas, inicialmente com diâmetro de 38 metros e 100 kW de potência, em 1987 já existiam aerogeradores de 2,5 MW de potência e diâmetro de 97,5 metros. Experimentos desse tipo também foram realizados na Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Suécia, tornando a geração eólica mais eficiente e competitiva. O grande desenvolvimento tecnológico passou a ser financiado pela emergente indústria do setor, em regime de competição e estimuladas por mecanismos institucionais de incentivo. Diante desse avanço tecnológico e do crescimento da produção em escala foi possível se desenvolver novas técnicas de construção dos aerogeradores, permitindo aumentar a capacidade unitária das turbinas e possibilitando graduais e significativas reduções nos custos do quilowatt instalado, reduzindo o custo geral de geração de energia eólica (RIO, 2008).

## **2.2 Situação Atual da Energia Eólica**

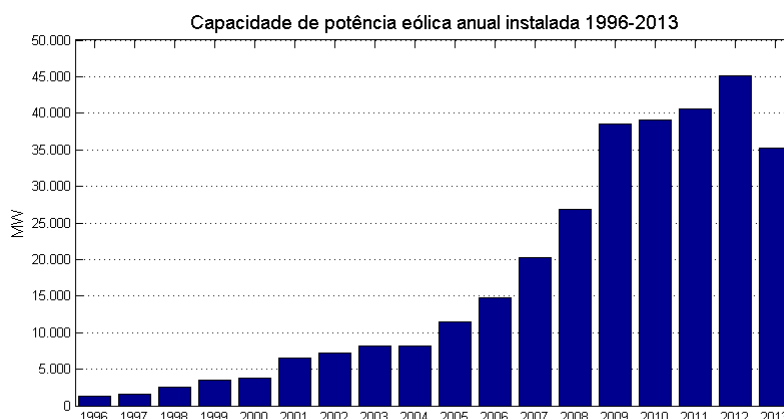
### **2.2.1 Energia Eólica no Mundo**

Como já dito na seção 2.1, após a crise do petróleo intensificaram os esforços para o desenvolvimento de tecnologias alternativas para a geração de energia. Surgiram, então, novos programas para o desenvolvimento e implantação de energia eólica. O aumento do preço do petróleo tornou a energia eólica mais competitiva e, em alguns casos, economicamente viável, levando ao desenvolvimento de sistemas de menor custo e mais eficientes (SIMAS, 2012).

Mesmo com o preço do petróleo estável no final da década de 1990 existiram muitos programas de incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis, devido principalmente às preocupações com os problemas ambientais. A figura (2.3) ilustra o quanto cresceu a utilização da energia eólica no mundo desde 1996 até 2013. Pode-se visualizar a potência, em MW, de aerogeradores instalados a cada ano. A figura (2.4), apresenta a potência de energia acumulada.

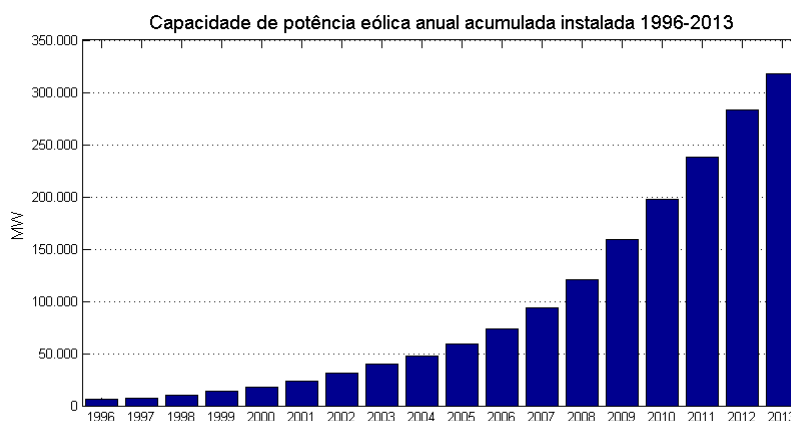


Figura 2.3: Potência eólica anual instalada no mundo entre 1996 e 2013.



Fonte: Adaptado de Rave e Sawyer (2014).

Figura 2.4: Potência eólica anual acumulada instalada no mundo entre 1996 e 2013.

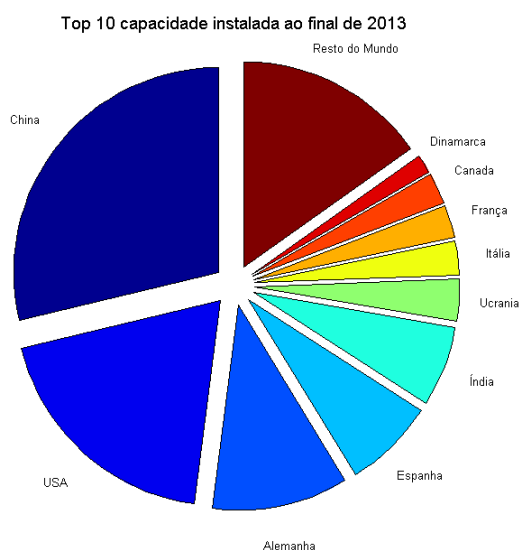


Fonte: Adaptado de Rave e Sawyer (2014).

Dados atuais apresentados pela *World Wind Energy Association* (WWEA) (RAVE; SAWYER, 2014), apontam que em 2013, em todo o planeta, houve um acréscimo de 35 GW de potência eólica em operação, 10 GW a menos que no ano anterior. Entretanto, no acumulado, houve um acréscimo de mais de 12,5% da capacidade instalada, chegando a 318.105 MW. A figura 2.5 mostra a divisão, por país, de toda a potência eólica instalada ao final de 2013.

Até o final de 2013, existiam 24 países com mais de 1.000 MW de capacidade instalada: dezesseis na Europa, três na Ásia (China, Índia e Japão), Austrália na Oceania e Brasil na América do Sul. Em seis países com mais de 10.000 MW: China (91.412 MW), Estados Unidos (61.091 MW), Alemanha (34.250 MW), Espanha (22.959 MW), Índia (20.150 MW) e Reino Unido (10.531 MW).

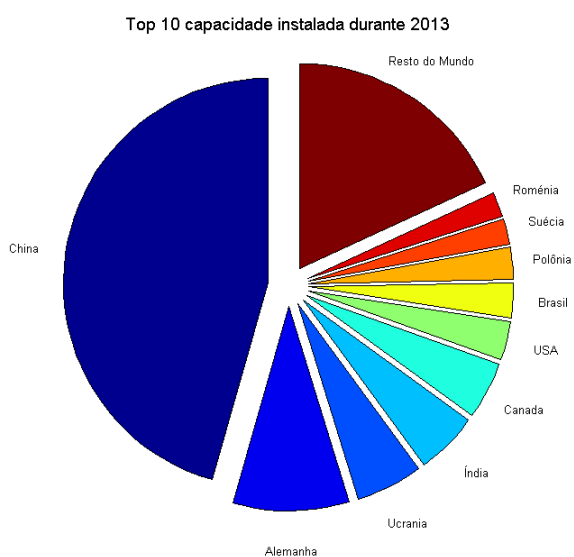
Figura 2.5: Capacidade de energia eólica instalada por país ao final de 2013.



Fonte: Adaptado de Rave e Sawyer (2014).

Em breve, a Ásia deve ultrapassar a Europa em potência de energia eólica instalada, em razão de que a China em 2014 deve ultrapassar a marca de 100.000 MW. Como mostra a figura 2.6, em 2013 a China foi o país que mais implantou aerogeradores com 16.088 MW e 45,6% do total mundial, seguido de Alemanha com 3.238 MW e 9,2% e Ucrânia com 1.883 MW e 5,3% (RAVE; SAWYER, 2014).

Figura 2.6: Capacidade de energia eólica instalada por país durante 2013.



Fonte: Adaptado de Rave e Sawyer (2014).

## 2.2.2 Energia Eólica no Brasil

Em 1992, a energia eólica no Brasil teve seu primeiro marco importante com a operação comercial do primeiro aerogerador, possível graças a um financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter* e da parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). Essa turbina eólica de 225 kW de potência foi instalada no arquipélago de Fernando de Noronha, Pernambuco. Durante muito tempo, porém, pouco foi feito no desenvolvimento da energia eólica no país.

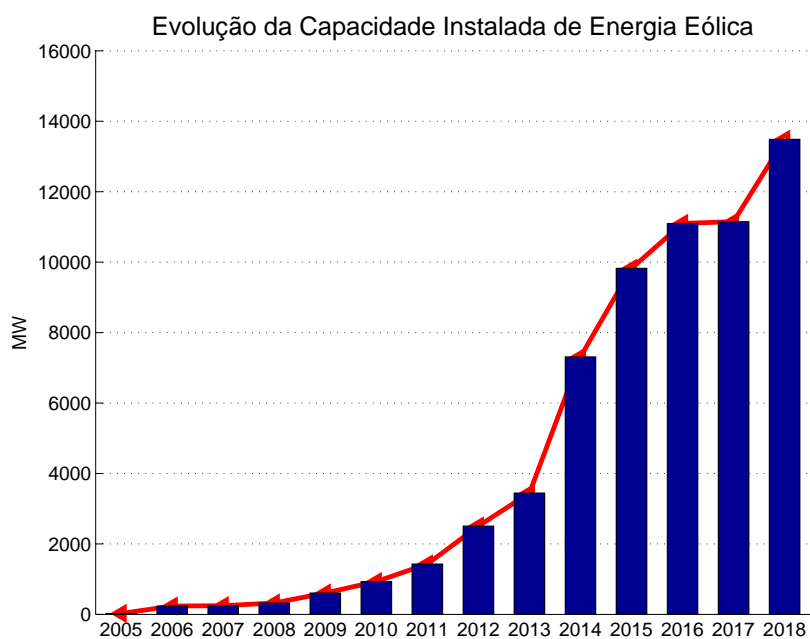
Em 2004, com o lançamento do Programa de Fontes Alternativas (PROINFA), a energia eólica do Brasil passou a se consolidar e crescer rapidamente. Com uma estrutura baseada em um modelo de financiamentos e de políticas regionais, o PROINFA foi responsável pela contratação de 1.422,9 MW, por meio de preços subsidiados. Entre os anos de 2009 e 2011, a energia eólica obteve um crescimento exponencial, em seis leilões, onde a fonte eólica participou, foram contratados 6,8 GW em novos projetos, atraindo mais de 20 bilhões de dólares em investimento até 2016. Já o ano de 2011 foi marcado pela consolidação da energia eólica na matriz energética brasileira, foram contratados 2.905 MW de energia eólica nos leilões e o preço de MWh chegou a R\$ 100,00 (cem reais) se firmando definitivamente como a segunda fonte mais competitiva do país (MELO, 2014).

Em 2012, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 5.050 GWh, o que representa um aumento de 86,7% em relação ao ano anterior, quando se alcançou 2.705 GWh. Nesse mesmo ano, segundo o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional cresceu 463 MW, alcançando 1.886 MW ao final de 2012. Hoje, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), existem 181 usinas eólicas com 4,5 GW de potência instalada, o que equivale uma redução de 3.858.813 T/ano de  $CO_2$  despejados na atmosfera.

A figura 2.7 apresenta o gráfico da evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil que demonstra um crescimento virtuoso no decorrer dos anos, ao final de 2018 serão 13,8 GW instalados em território brasileiro. Já a figura 2.8 ilustra a potência total, que representa a potência em operação, em construção e contratada em cada estado brasileiro. Até o final de 2018 espera-se que a potência eólica instalada no Brasil ultrapasse os 13 GW, distribuídos, principalmente, pelo nordeste brasileiro. A figura 2.9 apresenta a capacidade instalada em operação por estado, o Rio Grande do Sul é outro destaque em potencial eólico, atualmente é o segundo estado em potência eólica instalada, ficando atrás somente do Ceará (ABEEOLICA, 2014).

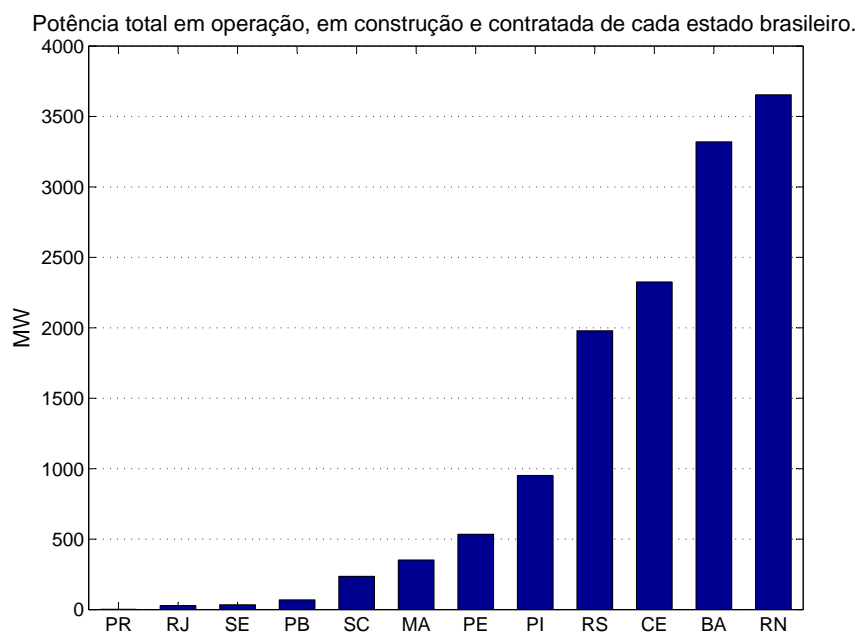
Diante da figura 2.9 nota-se uma polaridade da geração de energia eólica no Brasil, sendo o nordeste (principalmente Piauí, Ceará, Bahia e Rio Grande do Norte) e o sul (principalmente o Rio Grande do Sul) os grandes geradores. Isso pode ser explicado analisando os aspectos da circulação geral planetária da atmosfera próxima que controla a distribuição geral dos ventos sobre o Brasil. Dentre esses aspectos, sobressaem os sistemas de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e a faixa de baixas pressões da Depressão equatorial.

Figura 2.7: Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil.



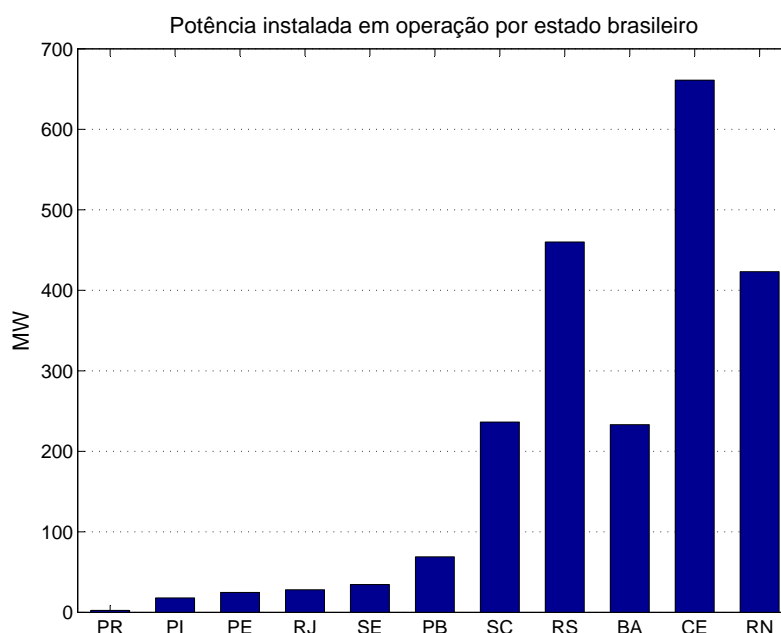
Fonte: Adaptado de ABEEólica (2014).

Figura 2.8: Potência total em operação, em construção e contratada por estado.



Fonte: Adaptado de ABEEólica (2014).

Figura 2.9: Potência instalada em operação por estado.



Fonte: Adaptado de ABEEólica (2014).

### 2.2.3 Energia Eólica no Rio Grande do Sul

A partir da análise das figuras 2.8 e 2.9 nota-se o grande potencial eólico do Rio Grande do Sul, que está em segundo lugar na classificação dos estados produtores com 460 MW de potência instalada em 15 parques em operação até o primeiro bimestre de 2014. Ao final de 2018, o Estado deverá ter 78 parques de energia eólica com uma capacidade instalada de 1.826,9 MW, grande parte dessa potência já está em construção, são os parques eólicos Garibatu em Santa Vitória do Palmar, o de Chuí e o de Hermenegildo, que estão em construção no sul do estado, juntos formarão o maior complexo de energia eólica da América Latina com 550 MW de potência, o suficiente para abastecer mais de 3,4 milhões de pessoas.

Na Tabela 2.1 são apresentadas todas as usinas eólicas em operação no Rio Grande do Sul até o dia 27 de Julho de 2014, sendo esses dados mais atuais que os dados das figuras 2.8 e 2.9. Podemos observar que a maior parte dos empreendimentos eólicos do Rio Grande do Sul estão localizados no litoral do estado. A exceção é Santana do Livramento, município localizado na Região da Fronteira Oeste e Pampa Gaúcho. Suas seis unidades geradoras têm 120 MW de potência instalada, representando 19,67% do total instalado no estado, confirmando o potencial da região.

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002) destaca a região de Santana do Livramento (Coxilha de Santana) como uma das seis principais áreas favoráveis para geração de energia eólica e, define a região como extensa área de coxilhas com

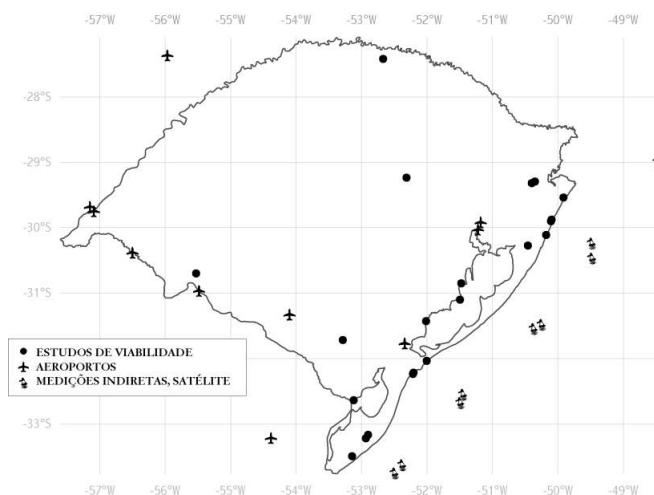
Tabela 2.1: Usinas eólicas em operação no Rio Grande do Sul

<b>Usina</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>
Cidreira 1	70.000	Elebrás	Tramandaí
Osório	50.000	Ventos do Sul	Osório
Sangradouro	50.000	Ventos do Sul	Osório
Palmares	8.000	P. Eólicos Palmares	Palmares do Sul
Índios	50.000	Ventos do Sul	Osório
Osório 2	24.000	Ventos do Litoral	Osório
Sangradouro 3	24.000	Ventos da Lagoa	Osório
Fazenda Rosário 3	14.000	P. Eólicos Palmares	Palmares do Sul
Fazenda Rosário	8.000	P. Eólicos Palmares	Palmares do Sul
Cerro Chato I	30.000	Eletrosul	Santana do Livramento
Cerro Chato II	30.000	Eletrosul	Santana do Livramento
Cerro Chato III	30.000	Eletrosul	Santana do Livramento
Sangradouro 2	26.000	Ventos da Lagoa	Osório
Osório 3	26.000	Ventos do Litoral	Osório
Atlântica I	30.000	Atlântica I	Palmares do Sul
Atlântica IV	30.000	Atlântica IV	Palmares do Sul
Atlântica II	30.000	Atlântica II	Palmares do Sul
Fazenda Rosário 2	20.000	P. Eólicos Palmares	Palmares do Sul
Atlântica V	30.000	Atlântica V	Palmares do Sul
Cerro dos Trindade	8.000	Cerro dos Trindade	Santana do Livramento
Cerro Chato IV	10.000	Cerro Chato IV	Santana do Livramento
Cerro Chato V	12.000	Cerro Chato V	Santana do Livramento

Fonte: BIG/ANEEL

ventos médios de 7,0 a 7,5 m s<sup>-1</sup> nas maiores elevações. Contudo, analisando o atlas e sua metodologia, retomamos um problema: a baixa densidade de dados para a região do Pampa Gaúcho. A figura 2.10 mostra os pontos de medições de vento utilizados na construção do Atlas eólico do Rio Grande do Sul.

Figura 2.10: Mapa com a localização das medições de vento realizada para elaboração do atlas eólico do estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: Adaptado de Amarante e Silva (2002).

### 2.2.3.1 Atlas Eólico do Rio Grande do Sul

O Atlas eólico gaúcho contém informações sobre o regime dos ventos do estado, tendo como base medições realizadas entre os anos de 2000 e 2002. Todas as medições foram realizadas com anemômetros tipo concha em 21 torres estaiadas com altura de 40 a 50 m, abrangendo um período superior a 12 meses validados por comparações climatológicas e filtragem de efeitos locais de rugosidade e topografia.

Os regimes de vento foram interpolados por Amarante e Silva (2002) para o restante do estado utilizando o modelo de mesoescala - MesoMap - uma simulação computacional dos principais processos físicos atuantes na movimentação da atmosfera, balizada por banco de dados meteorológicos validados e consolidados, representativos para 15 anos. O mapeamento final, com resolução de 1 km x 1 km, foi realizado pelo *software* WindMap, que é um modelo tridimensional de escoamento, constituído principalmente pelas equações de camada-limite - considerando a estabilidade térmica vertical da atmosfera - e equações da conservação de massa.

As influências locais de terreno sobre a camada limite proporcionam grande influência nos regimes de vento locais como relevo e rugosidade, dessa forma, foram consideradas através de modelos digitais de alta resolução.

Relevo do Estado do Rio Grande do Sul foi desenvolvido na resolução horizontal de 1 km x 1 km, a partir de: diversas bases de dados globais; modelos digitais de alta resolução (100m x 100m) para uma extensão de 10 km x 10 km no entorno das principais estações anemométricas e; aferições adicionais realizadas por comparações com cartas topográficas de áreas identificadas previamente como potencial para geração eólica. O Modelo Digital de Rugosidade foi elaborado na resolução horizontal de 1 km x 1 km, a partir de: interpretação do mosaico de imagens do satélite LANDSAT 5 na resolução horizontal de 90 m x 90 m; aferição por comparações com o Mapa de Vegetação brasileiro do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e com o Modelo de Uso do Solo desenvolvido pela *United States Geological Survey* (USGS), Universidade de Nebraska e o *Joint Research*

Centre da Comissão Européia; aferição, nas áreas de maior interesse para aproveitamento energético, através de amostragens em campo, realizadas em seis locais nas regiões mais representativas; aferição da rugosidade a partir das medições de gradiente vertical de vento, nos locais com torres altas e medições em duas alturas e; na análise dos efeitos de subescala, no entorno das principais estações anemométricas do projeto. A figura 2.11 mostra o o modelo digital de rugosidade sobreposto pelo relevo sombreado do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul.

Figura 2.11: Modelo de Rugosidade do estado do Rio Grande do Sul, em malha digital com resolução de 1 km por 1 km.



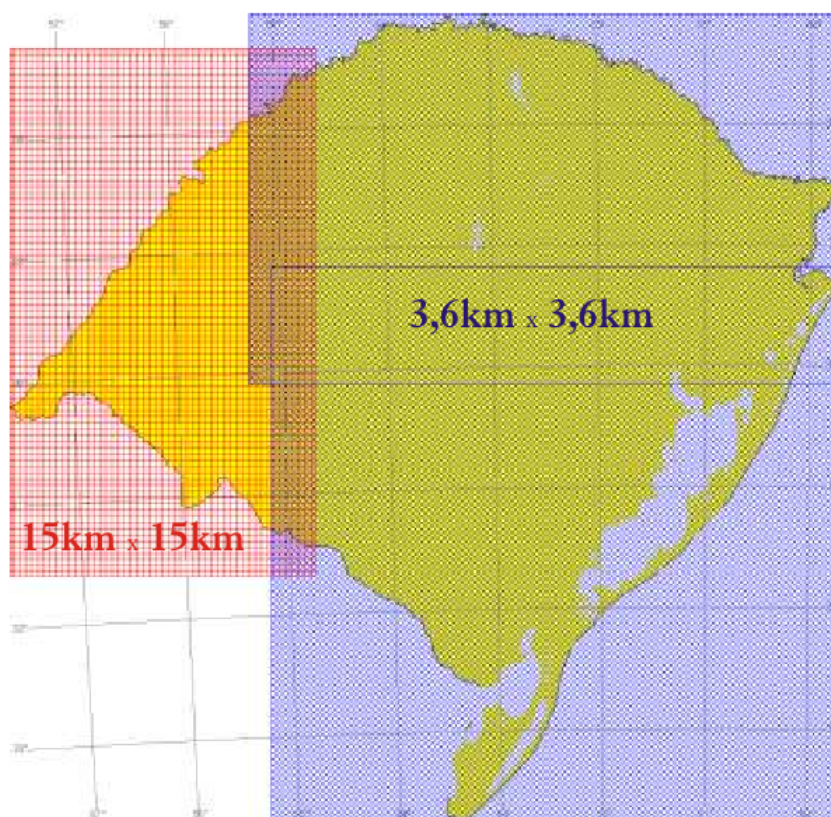
Fonte: Adaptado de Amarante e Silva (2002).

O modelo de escoamento atmosférico foi realizado a partir de dados de medições anemométricas disponíveis, e a sua interpolação para todo o estado, foi obtida por simulações numéricas de mesoescala MesoMap. Também, uma análise das variações interanuais do regime de vento foi realizada e alguns ajustes climatológicos foram incluídos.

Segundo Amarante e Silva (2002), é razoável supor que parâmetros atmosféricos e regimes de ventos sejam distintos nas diferentes regiões do Rio Grande do Sul. No desenvolvimento do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul foi utilizado um modelo atmosférico do MesoMap em alta resolução, que inclui de forma intrínseca todas as diferenças micro-regionais. Como pode ser visto na figura 2.12, a região oeste do estado foi modelada em mesoescala na resolução de 15 km x 15 km, que, de acordo com Amarante e Silva (2002), é uma resolução adequada às condições relativamente homogêneas de relevo e rugosidade dessa região.



Figura 2.12: Resolução espacial do modelo de mesoescala (MesoMAP), utilizada na elaboração do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul.

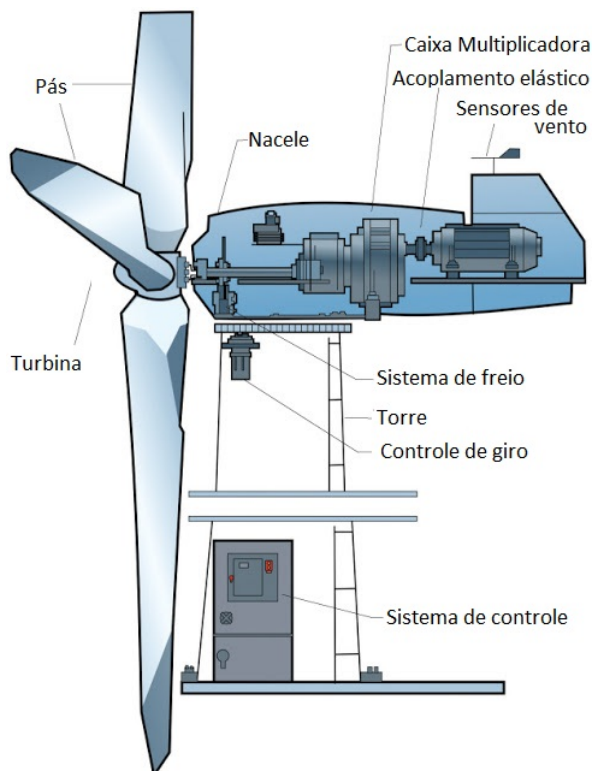


Fonte: Adaptado de Amarante e Silva (2002).

### 2.3 O Gerador Eólico

O aproveitamento da energia do vento através de uma turbina eólica que realiza trabalho convertendo a energia cinética do escoamento atmosférico em energia elétrica. O conhecimento das condições climatológicas, localização e destinação propiciam um melhor rendimento final. Para uma visão geral da conversão da energia cinética em energia elétrica, deve ser considerado os principais componentes de um grupo gerador eólico - turbina, gerador, caixa multiplicadora e a torre - ilustrados, entre outros, na figura 2.13.

Figura 2.13: Componentes de um aerogerador.



Fonte: Adaptado de wordpress (Julho 2014).

### Turbina

Basicamente existem dois tipos de turbinas, classificadas quanto a posição do eixo de rotação, as turbinas de eixo horizontal e as turbinas de eixo vertical. As turbinas de eixo vertical são muito raras e produzidas por pouquíssimas empresas no mundo. Atualmente, em todo o mundo, todas as turbinas eólicas conectadas à rede elétrica são turbinas de eixo horizontal (MARQUES, 2004).

As turbinas de eixo vertical possuem suas pás girando em um plano paralelo à direção do vento e são divididas em dois tipos: Darrieus e Savonius. A turbina Darrieus possui suas pás em formato de "C" que lembram uma bate-deira, ela funciona de acordo com o princípio da variação cíclica de incidência de vento. Já as turbinas Savonius possuem formato de "S" e são utilizadas em locais que não possuem ventos com grandes velocidades. Essas turbinas funcionam a partir do acionamento diferencial, que ocorre devido a diferença dos esforços do vento em cada concha (MATHEW, 2006).

As turbinas de eixo horizontal são normalmente compostas de uma hélice que é formada por uma, duas ou até mesmo múltiplas pás, sendo a de três pás a mais usual, pois apresenta a maior estabilidade. Uma desvantagem do eixo horizontal é que a caixa de engrenagens e o gerador são ligados diretamente ao eixo, sendo necessário içá-los para serem acoplados ao eixo no topo da torre, aumentando os custos de instalação e de manutenção.

Quanto à posição do rotor em relação à torre ou a incidência do vento nas pás, essas

turbinas são classificadas em *upwind* (a montante do vento) e *downwind* (a jusante do vento). Nas turbinas *downwind* o vento incide pela retaguarda das pás e não necessita de sistema de direcionamento das pás, pois o rotor é flexível e de orientação automática. Essa vantagem é utilizada somente para turbinas pequenas, pois para turbinas de grande escala, devido maior flexibilidade do rotor, durante fortes rajadas de vento as pás podem colidir com a torre. A grande desvantagem desse tipo de turbina é a turbulência causada no vento pela torre, gerando ruídos audíveis, dificultando assim, sua aceitação. Nas turbinas *upwind*, a turbina recebe o vento pela frente da turbina. A principal vantagem desse tipo de turbina é que se evitam distúrbios que poderiam ser causados pela torre. Por esse motivo, a maioria das turbinas eólicas utilizadas é *upwind*. Suas desvantagens são: a passagem das pás pela torre causando pulsações de torque na turbina e; a necessidade de mecanismos de orientação direcional provocando uma maior carga na torre (MATHEW, 2006).

### Gerador Elétrico

O gerador elétrico é um dos componentes mais importantes de um sistema de conversão de energia eólica. Diferentemente dos geradores utilizados em fontes convencionais de energia, como hidráulica ou térmica, o gerador de energia eólica tem de trabalhar sob níveis de potência flutuantes, em sintonia com as variações na velocidade do vento. Diferentes tipos de geradores podem ser utilizados em máquinas eólicas. Pequenas turbinas eólicas são equipadas com geradores de corrente contínua de até poucos quilowatts de capacidade. Sistemas maiores utilizam geradores de corrente alternada monofásicos ou trifásicos. As usinas eólicas são geralmente ligadas a rede de energia elétrica, por esse motivo os geradores trifásicos de corrente alternada são a melhor opção (MATHEW, 2006). O tipo de gerador mais utilizado é o gerador de indução síncrono em gaiola de esquilo, pois o mesmo é simples e robusto na construção, oferecendo uma eficiência impressionante em diferentes condições de operação. Máquinas de indução são relativamente baratas e exigem pouquíssima manutenção e cuidado (PINTO, 2013).

### Caixa Multiplicadora

A caixa multiplicadora é o conjunto de engrenagens do gerador eólico e um dos itens de maior importância, uma vez que conecta o eixo da turbina ao gerador elétrico. Possui a função de aumentar a velocidade de rotação do rotor que é baixa e regula a faixa de rotações por minuto de acordo com a velocidade necessária para a geração de eletricidade pelo gerador (BREEZE, 2005).

### Torre

A torre deve suportar o *nacelle*, que é a carcaça onde são instalados a turbina, o gerador elétrico, a caixa de engrenagens, todo o sistema de controle, os motores para rotação do sistema e outros componentes. Podem ser construídas em aço tubular, concreto, treliças de aço e haste firmada por cabos. O principal tipo de torre utilizada nas turbinas modernas é a torre de estrutura de aço tubular. Essas torres são fabricadas unindo seções

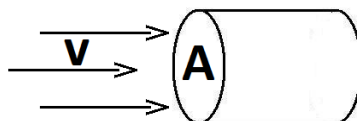
tubulares de 10 a 20 metros de comprimento. A torre completa pode ser montada no local dentro de dois ou três dias. A torre tubular, com sua seção transversal circular, oferece uma boa resistência ao vento em todas as direções. Também são esteticamente aceitáveis e representam menor risco para as aves que conseguem visualizar a torre e desviar dela (MATHEW, 2006).

## 2.4 Energia cinética do vento

A partir da informação da velocidade do vento em uma determinada altura é possível estimar a quantidade de energia cinética que pode ser convertida por um gerador ideal (sem perdas). A energia eólica é definida como a energia cinética produzida pelo ar em movimento. O vento tem natureza estocástica, ou seja, existe uma variação constante tanto na sua direção quanto em sua velocidade. A figura 2.14 mostra uma parcela de ar, com massa  $m$  e volume  $A V dt$ , que atravessa um cilindro de área transversal  $A$  sob a ação de um fluxo de velocidade  $V$  é dada pela Equação 2.1 (PINTO, 2013).

$$E_C = \frac{1}{2} m V^2 . \quad (2.1)$$

Figura 2.14: Volume de controle ( $\forall = A V dt$ ), cujas as superfície de controle, com área de seção transversal  $A$ , Apresentam um fluxo mássico ( $\dot{m}$ ) dado por  $\rho V A$ .



Fonte: Adaptado de Pinto (2013).

Caso ocorra variação temporal da energia cinética , esta variação está associado ao trabalho realizado por uma força, cujo o módulo é igual a variação de  $E_c$ . A potência é definida como a capacidade de realizar trabalho em um determinado intervalo de tempo, logo, como mostra a equação 2.2, a potência  $P$  disponível no escoamento pode ser determinada simplesmente através da derivada temporal da energia cinética.

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left[ \frac{m V^2}{2} \right] , \quad (2.2)$$

substituindo  $m$  por  $\rho \forall$ , tem-se a equação 2.3.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 . \quad (2.3)$$

Na expressão acima  $E_c$  é a energia cinética do vento (J),  $P$  é a potência disponível do vento (W),  $\rho$  é a massa específica do ar ( $1,225 \text{ Kg m}^3$ ).

Segundo (PINTO, 2013), em uma situação idealizada, onde as perdas de energia são desprezíveis, o trabalho realizado por uma turbina eólica converteria a energia cinética da massa de ar em energia elétrica a uma taxa igual a potência disponível do vento. Esta taxa é conhecida como potencial eólico bruto. Apesar do potencial eólico bruto ser de fácil obtenção a partir da equação (2.3), Montezano (2012) diz que a dificuldade na sua determinação consiste em obter informações confiáveis sobre o campo de vento em uma dada região. Do ponto de vista dinâmico, diferentes fatores podem influenciar a variabilidade espacial do campo de vento, tais como: a topografia, a complexidade do clima da região, a estação do ano e até mesmo o período do dia. Montezano (2012) também fala que encontrar uma região com características do vento propícias para a geração de eletricidade é uma tarefa bastante difícil. É muito importante para essa localização ter um bom conjunto de dados de vento, que tenham uma boa frequência de coleta e uma boa precisão. Hoje, a melhor e mais precisa indicação do potencial disponível é obtida através de campanhas de medição, usando anemômetros e sensores de direção do vento. No entanto, essas medições são bastantes demoradas e onerosas, em função da altura da torre dos aerogeradores, que podem chegar a 120 metros e, da necessidade de medições de vento por um período de até cinco anos dependendo da rigidez do projeto e dos requisitos impostos pelas autoridades permissionárias locais. Justificando, dessa forma, o uso de dados de reanálise para análise preliminar do potencial eólico de uma dada região.

Para a análise de um possível local de geração eólica uma das variáveis determinantes é o nível vertical do vento no qual serão instalados os aerogeradores, a qual está diretamente associada a potência do eixo da turbina e ao potencial eólico local. Conforme já descrito, para a determinação do potencial eólico bruto é necessário o conhecimento da velocidade do vento e consecutivamente do comportamento do escoamento atmosférico na região.

## **2.5 Camada Limite Atmosférica**

Em mecânica dos fluidos, camada limite é a região adjacente a uma superfície sólida na qual os efeitos das tensões de cisalhamento são relevantes, diferentemente da região de corrente livre, onde os efeitos de viscosidade são desprezíveis (FOX; MCDONALD, 1995). Em um fluido newtoniano a tensão de cisalhamento é diretamente proporcional ao gradiente de velocidade, logo a camada limite pode ser definida, grosseiramente, como a região do escoamento, acima da superfície limítrofe, onde o perfil vertical de velocidade aumenta até que seja atingida a velocidade da corrente livre. A região mais baixa da atmosfera terrestre é influenciada diretamente pela superfície do planeta, dando origem a uma camada limite que se estende até algumas centenas de metros, acima da superfície, denominada de camada limite atmosférica (CLA) (STULL, 1988; ARYA, 2001).

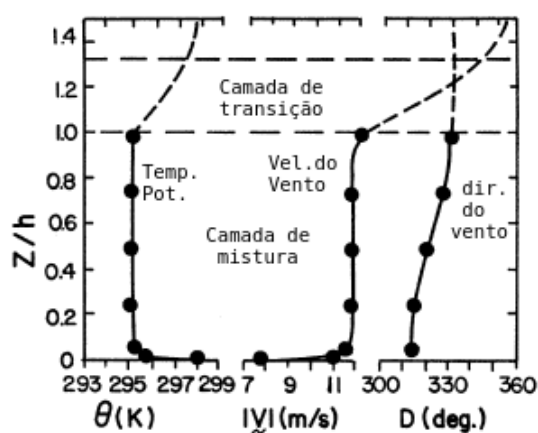
O conhecimento a respeito do escoamento na CLA é muito importante, pois nessa região ocorrem a maioria das atividades antropogênicas e em particular, para este estudo, é a região do planeta que fornece a maior parte da energia convertida em energia eólica pelos aerogeradores existentes. A CLA é influenciada diretamente pelos forçantes superficiais, principalmente mecânicos e térmicos, tais como arrasto, topografia, transferências de energia na forma de calor e de massa (STULL, 1988). Segundo Stull (1988) o escoamento atmosférico, na CLA, é predominantemente turbulento. Dessa forma, os níveis mais afastados da superfície estão diretamente conectados com os níveis inferiores, sendo a

turbulência o elo entre eles. A CLA pode ser classificada de três formas de acordo com a influência dos efeitos térmicos: camada limite instável, camada limite neutra e camada limite estável, dependendo do gradiente vertical de temperatura.

### 2.5.1 Classificação da Camada Limite Atmosférica, quanto a estabilidade térmica

Durante o dia a radiação proveniente do Sol aquece a superfície, que por condução aquece a camada de ar adjacente a ela, a qual se expande e começa a subir, devido sua massa específica ser menor do que a da vizinhança. À medida que a parcela de ar sobe ela continua a se expandir devido a diminuição da pressão, e desta forma esta passa a se resfriar adiabaticamente. Se o resfriamento não for suficiente para reestabelecer o equilíbrio, a parcela de ar continua a subir estabelecendo assim um processo convectivo, que dá origem a uma camada limite que pode ter espessura de alguns quilômetros. Sob estas condições, a camada limite é denominada camada limite convectiva (CLC), e é caracterizada pela intensa mistura turbulenta e presença de grandes turbilhões. Devido à turbulência ser um processo altamente difusivo, nestas condições as grandes variações verticais de velocidade e temperatura são restritas aos primeiros metros acima da superfície (fig. 2.15).

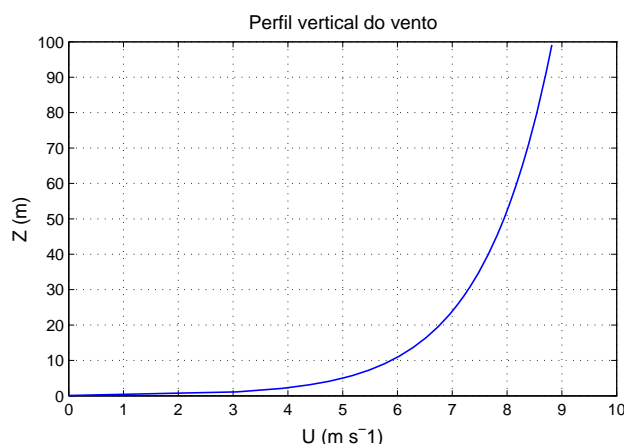
Figura 2.15: Perfis verticais de temperatura potencial, velocidade do vento e direção do vento, característicos de um escoamento com intensa mistura turbulenta na CLC.



Fonte: Adaptado de Arya (2001).

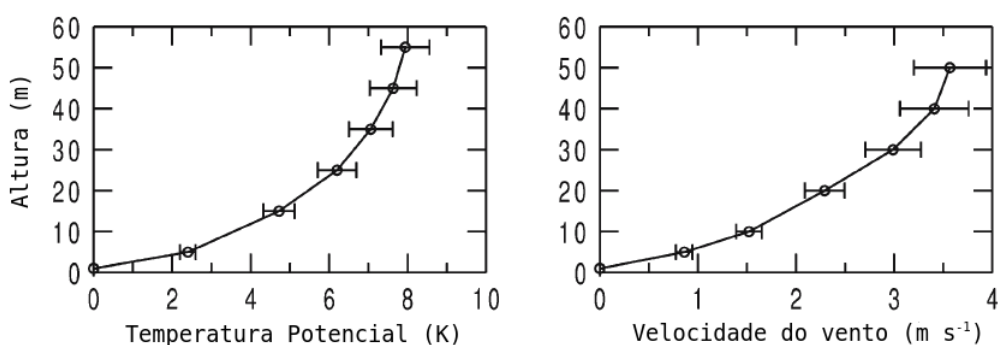
A camada limite neutra (CLN) ocorre quando a turbulência do escoamento é gerada somente de forma mecânica, devido ao cisalhamento do vento com a superfície. A ocorrência de uma CLN perfeita no mundo real é muito improvável, todavia, em algumas condições especiais, como dias com grande cobertura de nuvens e noites, ambos com ventos de grande intensidade, que apresentam condições próximas as da CLN ideal. Uma das principais características da CLN é que a magnitude do vento aumenta logarithmicamente com a altura (fig. 2.16).

Figura 2.16: Perfil vertical logarítmico da magnitude do vento característico de uma CLN idealizada. Este perfil foi obtido utilizando a equação para o perfil logarítmico do vento que será apresentada em breve.



Durante à noite, a superfície se resfria através da emissão de radiação de onda longa, e por condução resfria a camada adjacente dando origem a uma situação de estratificação térmica. Nestas condições a CLA usualmente é denominada camada limite estável (CLE). A ocorrência da CLE não é restrita somente ao período noturno, mas também a situações nas quais as camadas de ar são mais frias que a vizinhança e desta forma o movimento ascendente, característico da convecção, não ocorre. A CLE é caracterizada pela fraca intensidade turbulenta e pelos intensos gradientes verticais, seja de quantidades escalares, como temperatura, seja da magnitude do vento (fig. 2.17).

Figura 2.17: Perfis verticais de temperatura potencial, velocidade do vento e direção do vento, característicos da camada limite estável.



Fonte: Adaptado de Mahrt e Vickers (2006).

Como discutido anteriormente, a descrição apropriada do escoamento atmosférico é muito importante para a geração eólica. Para a geração, o regime de escoamento ideal é o neutro devido a presença de vento de grande intensidade. Já condições instáveis podem ser importantes, devido à velocidade do vento se intensificar logo nos primeiros metros acima da superfície (BURTON et al., 2011). O principal problema para geração é o regime estável, nestas condições podem ocorrer grandes cargas sobre os aerogeradores devido ao

cisalhamento, o que pode causar fadiga, diminuindo assim a vida útil do equipamento. Além disso, é comumente observado em condições estáveis à mudança de direção do vento com a altura, o que acarreta na diminuição da eficiência da turbina (BURTON et al., 2011).

Contudo, o papel da descrição do regime de escoamento é muito importante desde muito antes da geração de energia propriamente dita. Atualmente, grande parte dos aerogeradores em operação em parques eólicos tem diâmetros de aproximadamente 100 m. Logo, para a determinação do local de construção de uma fazenda eólica é necessário a informação sobre a velocidade do vento nesta altitude. A realização de medidas *in situ* em tal altura é muito caro, assim uma alternativa é estimar a velocidade do vento a uma determinada altitude, utilizando a aproximação para o perfil vertical de velocidade do vento baseada na teoria de similaridade de Monin-Obukhov (STULL, 1988).

### 2.5.2 Determinação do perfil vertical do vento

A teoria da similaridade supõe que qualquer variável na camada limite superficial (usualmente definida como a região da CLA onde os fluxos turbulentos decresceram cerca de 10% de seu valor em superfície) depende apenas de quatro variáveis: A velocidade de fricção ( $u_*$ ), definida como:  $u_* = (-\overline{u'w'_0} + \overline{v'w'_0})^{-1/4}$ , onde  $\overline{u'w'_0}$  e  $\overline{v'w'_0}$  são as componentes do fluxo de momentum em superfície; do fluxo de calor sensível em superfície ( $\overline{w'\theta'_0}$ ); da variável de empuxo ( $g/\Theta$ ), onde  $g$  é a aceleração da gravidade e  $\Theta$  é a temperatura de referência; e finalmente, da altura  $z$  acima da superfície (MONIN; OBUKHOV, 1954).

Através da análise dimensional, utilizando o teorema Pi de Buckingham, pode-se chegar a um cisalhamento adimensional de velocidade ( $\phi_m$ ), definido como:

$$\phi_m = \frac{\kappa z}{u_*} \frac{\partial \overline{M}}{\partial z}, \quad (2.4)$$

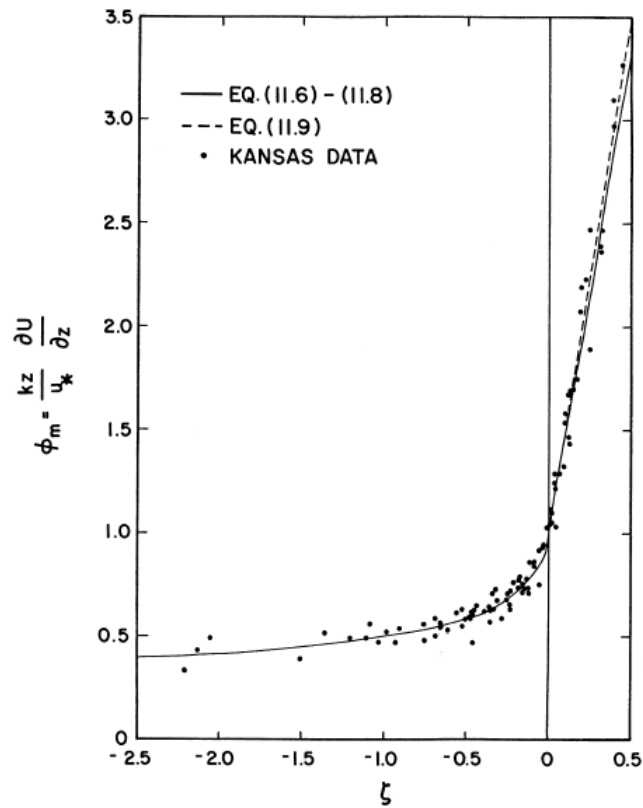
sendo  $\kappa = 0,4$  a constante de von Kàrmàn e  $\overline{M}$  a magnitude do vento. Em condições neutras  $\phi_m$  é unitário, todavia, é observada forte dependência do cisalhamento adimensional com a estabilidade atmosférica (figura 2.18).

A figura 2.18, mostra a dependência de  $\phi_m$  com o parâmetro de empuxo ( $\zeta$ ) que é um importante parâmetro indicador do regime de estabilidade atmosférico. O parâmetro de empuxo é definido como:  $\zeta = z/L$ , sendo  $L$  o comprimento de Obukhov. O comprimento de Obukhov é uma escala de comprimento originada da combinação da velocidade de fricção, do fluxo de calor em superfície e da variável de empuxo ( $L = -u_*^3/[\kappa(g/\Theta)\overline{w'\theta'_0}]$ ), cujo significado físico é que sua magnitude indica a distância a acima da superfície onde os efeitos de fricção são sempre importantes (ARYA, 2001).

A análise do regime de estabilidade do escoamento depende do sinal do fluxo de calor sensível, portanto, se o fluxo de calor sensível é positivo logo  $L < 0$  logo  $\zeta < 0$ , já para o caso estável o fluxo de calor em superfície inverte o sinal, assim:  $L > 0$  e portanto  $\zeta > 0$ . Enquanto no limite neutro,  $\overline{w'\theta'_0} \approx 0$ , desta forma  $L \rightarrow \infty$  e  $\zeta = 0$ .



Figura 2.18: Cisalhamento adimensional em função do parâmetro de empuxo. Relação obtida a partir dos dados do experimento KANSAS (BUSINGER et al., 1971).



Fonte: Adaptado de Arya (2001).

Businger et al. (1971) obtiveram a partir da análise adimensional dos dados do experimento KANSAS (para maiores informações ver (BUSINGER et al., 1971)) as seguintes expressões para o cisalhamento adimensional:

$$\phi_m = \begin{cases} (1 - 15\zeta)^{-1/4} & , \text{ se } \zeta < 0 \\ (1 + 4,7\zeta) & , \text{ se } \zeta \geq 0 \end{cases}$$

Utilizando as relações acima e integrando a equação 2.4, chega-se a seguinte expressão para o perfil vertical da magnitude do vento:

$$\overline{M} = \frac{u_*}{\kappa z} \left[ \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) + \psi_m \right] , \quad (2.5)$$

onde  $z_0$  é definido como a altura acima da superfície onde a velocidade do vento é nula, conhecido como parâmetro de rugosidade (ou comprimento de rugosidade, ou ainda coeficiente de rugosidade) e  $\psi_m$  é uma função que depende do regime de estabilidade dada por:

$$\psi_m = \int_{z_0/L}^{z/L} \frac{[1 - \phi_m]}{\zeta} d\zeta ,$$

logo, a expressões para os diferentes regimes de estabilidade são:

- Instável ( $\zeta < 0$ ):

$$\psi_m = \left[ \left( \frac{1+x^2}{2} \right) \left( \frac{1+x}{2} \right)^2 \right] - 2 \tan^{-1} \left( x + \frac{x}{2} \right),$$

com  $x = (1 - 15\zeta)^{-1/4}$

- Neutro ( $\zeta = 0$ ):

$$\psi_m = 0.$$

- Estável ( $\zeta < 0$ ):

$$\psi_m = 4,7\zeta.$$

Finalmente, como exemplo, a expressão para o perfil do vento em condições neutras é dado por:

$$\overline{M} = \frac{u_*}{\kappa z} \ln \left( \frac{z}{z_0} \right), \quad (2.6)$$

A equação 2.6, é conhecido como o perfil logarítmico do vento.

A teoria de similaridade diz que as equações 2.4 e 2.6 são válidas somente para a camada superficial, entretanto, aproximações para todo o domínio vertical da camada limite são permitidas (STULL, 1988; ARYA, 2001). Ademais, quando tal aproximação é feita deve-se levar em consideração se existe cisalhamento do vento geostrófico, condições baroclínicas, e também a altura média dos obstáculos situados acima da superfície (altura de deslocamento  $d_0$ ), porém por simplicidade e por se tratar de um trabalho inicial, ambas considerações não são verificadas.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Bases de Dados

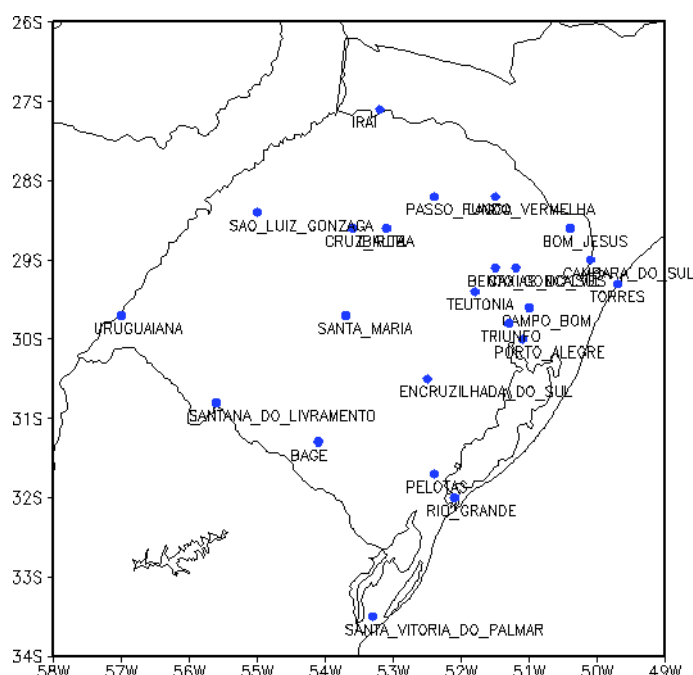
##### 3.1.1 Estações Convencionais do INMET

O INMET disponibiliza, além dos dados em tempo real das estações convencionais e automáticas, um banco de dados denominado Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP, destinado a apoiar as atividades de ensino e pesquisa e outras aplicações em meteorologia, hidrologia, recursos hídricos, saúde pública e meio ambiente. Esse banco de dados abriga dados meteorológicos diários em formato digital, referente às medições diárias, de acordo com as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial.

No BDMEP estão disponíveis dados a partir de 1961 das estações do INMET para as quais ofereçam, em formato digital, 80% dos dados que foram registrados nesse período. Segundo o INMET, são 291 estações convencionais distribuídas pelo Brasil no total de três milhões de informações. As variáveis meteorológicas disponíveis no BDMEP são: precipitação ocorrida nas últimas 24 horas, temperatura do bulbo seco, temperatura do bulbo úmido, temperatura máxima, temperatura mínima, umidade relativa do ar, pressão atmosférica ao nível da estação, insolação, direção e velocidade do vento.

No Rio Grande do Sul são 23 estações convencionais do INMET. A figura 3.1 mostra a localização dessas estações no mapa do estado, onde nota-se uma baixa densidade de estações na Região do Pampa Gaúcho, o que justifica a busca de novas fontes de dados de vento para a região.

Figura 3.1: Localização das estações convencionais do INMET no Rio Grande do Sul.



Neste trabalho foram utilizados os dados de direção e velocidade do vento das seis estações convencionais do INMET mais próximas da região do pampa Gaúcho, já citadas na seção 3.1, que estão amostradas em três horários durante o dia (UTC - Coordenada de Tempo Universal, com referência ao Meridiano de Greenwich (Inglaterra), equivalente ao horário de Londres, que corresponde a 3 horas a mais em relação ao horário de Brasília): 0000 UTC, 1200 UTC e 1800 UTC.

Para proceder com as análises de comparação de dados, é necessário decompor a magnitude do vento em suas componentes zonal (leste-oeste, denotada por  $u$ ) e meridional (norte-sul, denotada por  $v$ ), a partir do ângulo meteorológico ( $\phi_{MET}$ ) que indica a direção de onde o vento sopra, como segue:

$$u = -\overline{M} \cos(\phi_{MET}) \quad (3.1)$$

$$v = -\overline{M} \sen(\phi_{MET}) \quad (3.2)$$

O BDMEP é uma base de dados muito importante, mas a baixa resolução espacial, e em especial em um estado, como o RS, caracterizado por grandes diferenças de relevo entre suas regiões é um problema considerável. Entretanto, conforme já foi discutido anteriormente, a solução alternativa para este problema é a utilização de dados de reanálise meteorológica.

### 3.2 Reanálise Meteorológica

Antes de definir reanálise meteorológica é necessário definir análise meteorológica, que consiste em um estudo para projetar as condições atmosféricas a partir de um conjunto finito de observações com dados irregulares e imperfeitos sobre uma malha regular ou, para representar o estado da atmosfera pela amplitude de funções matemáticas padrão. Reanálise meteorológica difere de análise meteorológica por duas diferenças básicas importantes: primeira, que não é feita em tempo real e, segunda, o plano de fundo é feito por um modelo que não muda durante todo o período de reanálise. Neste trabalho, daqui em diante, o termo reanálise é utilizado para se referir a reanálise meteorológica.

Uma reanálise forma uma base de dados que contempla um conjunto homogêneo de dados para um longo período (mais de uma década) e são preparadas com o uso de modelos numéricos de previsão do tempo alimentados com dados coletados em estações sinóticas, boias oceânicas, radiosondas, satélites e embarcações (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2007). Os dados obtidos a partir de modelos de circulação geral são combinados com os dados medidos, fornecendo uma síntese das observações disponíveis em todo o mundo no contexto de um modelo físico (TRENBERTH et al., 2010). Todos os dados concebidos nos modelos passam por um rígido controle de qualidade e são manipulados para alimentar cada um dos pontos de grade do modelo numérico. Em síntese, reanálise é um conjunto de dados em grade que, combinam os dados obtidos a partir de modelos de circulação global com dados medidos, sintetizando todos os dados disponíveis em um contexto físico.

As bases de dados de reanálise permitem uma visão geral do campo de vento e

podem ser utilizadas como estimativas para regiões onde a quantidade de dados coletados em superfície é muito pequena. Uma vantagem da reanálise é que suas bases de dados não apresentam falhas, ou seja, os dados estão disponíveis em todo o período de tempo englobado pelo projeto.

### 3.2.1 Dados de Reanálise para Estimativa de Potencial Eólico

A ideia de utilizar dados de reanálises para o estudo do campo de vento e potencial eólico de uma região não é totalmente nova. Muitos estudos vêm sendo realizados desde as primeiras séries de reanálises, sempre à procura de um conjunto de dados confiável referente a um período de tempo longo e, que possa ser usado para qualquer região do globo terrestre. Trabalhos recentes têm procurado validar dados de reanálises comparando-as com dados medidos e com outras séries de dados, tentando chegar no melhor conjunto para estudos de potencial eólico.

Montezano (2012) mostra estratégias para a identificação de regiões com potencial eólico promissor usando sistemas de informação geográfica e algoritmos evolutivos. Além disso, o autor destaca que no cenário atual o desenvolvimento da energia eólica tem sido motivado por duas grandes preocupações: a ameaça de mudanças climáticas e o efeito do aquecimento global e; a necessidade dos países de reduzirem a dependência externa de combustíveis fósseis e garantir o abastecimento energético nacional.

Já Rio (2008) faz estimativas preliminares do potencial eólico na ausência de dados de vento locais para duas regiões distintas e com diferentes orografias em Portugal. Deixando claro a importância, no âmbito da conversão de energia eólica, saber com rigor o potencial eólico de uma região. E que o conhecimento dos dados locais de vento são, preferencialmente, utilizados para essa análise, porém, em locais onde não existe tais dados isso não é possível. Com isso, Rio (2008) propõe a utilização de séries de reanálise para se obter dados de vento e então fazer a análise do potencial de energia eólica da região escolhida. O autor dá ênfase as séries de reanálise do NCEP/NCAR pois são de fácil acesso e gratuitas e explica a sua elaboração e organização. O projeto das séries de reanálise foi elaborado pelo *National Center for Environmental Prediction* (NCEP) em conjunto com o *National Center for Atmospheric Research* (NCAR), tendo início em 1991. As séries de reanálise do NCEP/NCAR foram concebidas, desenvolvidas e implementadas entre os anos de 1990 e 1994, sendo a ideia inicial, a realização de 40 anos de reanálise. Segundo o autor, os principais problemas encontrados foram a assimilação de dados, pois estes chegavam de diversas fontes e em formatos diferentes, e o controle de qualidade.

A fim de validar a utilização das séries de reanálise NCEP/NCAR, Rio (2008) compara os resultados obtidos através dessas séries com os calculados através dos dados de vento locais, que são bem conhecidos para as regiões escolhidas. Após o estudo, o autor constatou algumas discrepâncias, tanto a potência quanto a velocidade média do vento previstas através das séries de reanálise encontravam-se bastante longe dos valores esperados. Contudo, mediante os valores da potência e da velocidade média obtidos através das análises, é possível identificar os locais com melhores condições de potencial eólico. Vale ressaltar que, quando realizado o estudo de Rio (2008), não havia sido divulgado o novo conjunto de dados de reanálise da NCEP, o CFSR divulgado em 2009.

Como foi dito, existem duas gerações de séries de reanálises, sendo a última lançada recentemente. Segundo Carvalho et al. (2013) a nova geração de reanálises deverá proporcionar um progresso significativo, devido aos avanços operacionais na previsão do

tempo e também nos esforços feitos para melhoria das reanálises com base nas reanálises anteriores. Destacando, também, que atualmente o NCEP-*Reanalysis 2* (R2), o ERA-Interim, o NCEP-CFSR e o *The Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Application* (MERRA) da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) são os únicos conjuntos de dados disponíveis que estão livremente e publicamente disponíveis.

Uma comparação e avaliação do desempenho de base de dados de reanálise para estimativa do potencial de energia eólica é realizado, também, por Carvalho et al. (2013). Seis conjuntos de dados foram usados para conduzir simulações de vento em Portugal (NCEP-R2, ERA-Interim, NASA-MERRA, NCEP-CFSR, *Global Forecast System* (GFS) do NCEP e *Final* (FNL) do NCEP), seus resultados foram comparados com dados de vento coletados em treze estações de medições espalhadas ao longo do território português. O trabalho teve como objetivo comparar o conjunto de dados de reanálise mais antigo, o NCEP-R2 ainda amplamente usado, com três conjuntos de dados recentemente divulgados que representam a nova geração de reanálise - ERA-Interim, NASA-MERRA e NCEP-CFSR. Embora sendo o NCEP-GFS e NCEP-FNL conjuntos de dados diferentes dos de reanálises tradicionais, os mesmos foram ainda utilizados para análise. Com o estudo pode-se concluir que as reanálises de nova geração ERA-Interim, NASA-MERRA e NCEP-CFSR são capazes de proporcionar uma melhoria significativa na simulação do vento quando comparada com a reanálise anterior, oferecendo simulações com erros menores tanto em termos de velocidade do vento quanto de direção, mas principalmente em termos de coeficientes de correlação, que traduz a precisão das simulações em termos de representatividade e variabilidade temporal de vento. A reanálise ERA-Interim foi aquela que apresentou os dados iniciais e de contorno mais realistas, oferecendo as melhores estimativas dos regimes de vento locais e de potencial de produção de energia eólica.

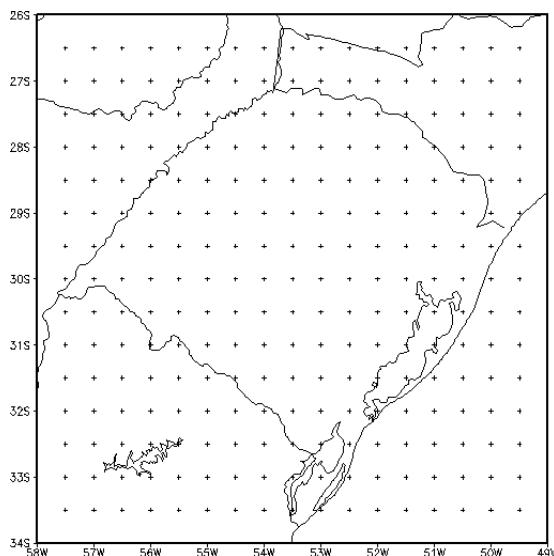
Na Suécia, Liléo e Petrik (2011) analisaram três conjuntos de dados de reanálise: NCEP/NCAR, NASA-MERRA e o NCEP-CFSR. O NCEP/NCAR foi muito utilizado na análise de recursos eólicos durante a última década, enquanto MERRA e NCEP-CFSR foram liberados recentemente. Nesse trabalho o autor concluiu que as boas resoluções espaciais e temporais do MERRA e do NCEP-CFSR contribuíram com melhorias consideráveis no grau de correlação com as medidas locais de vento. Em relação ao NCAR, uma melhoria média de 16% foi obtida com os dados do MERRA e de 16% usando o NCEP/CFSR, chegando a uma melhoria máxima de 33% com o MERRA e 31% com o NCEP-CFSR.

### 3.2.2 Climate Forecast System Reanalysis - CFSR

O CFSR é uma reanálise do NCEP que é uma reanálise meteorológica de última geração que teve um processo de desenvolvimento demorado e cuidadoso, foram dois anos de reanálise, muitas vezes interrompida para verificar se algo estava errado, muitas correções, *backups* e reinicializações foram realizadas.

Completada em agosto de 2010, a reanálise do CFSR compreende um período de 31 anos entre 1979 e 2010. Possui uma resolução vertical e horizontal da atmosfera superior comparado a reanálises anteriores. São aproximadamente 38 km na horizontal com 64 níveis na vertical e resolução temporal de seis horas. A Fig. (3.2) apresenta o mapa do Rio Grande do Sul com os pontos de grade da reanálise do CFSR.

Figura 3.2: Pontos da grade da reanálise do CFSR sobre o Rio Grande do Sul, para a configuração da grade gaussiana T382.



Um grande avanço dessa reanálise meteorológica foi o monitoramento em tempo real que ocorreu durante a sua execução. Milhares de gráficos foram gerados automaticamente no final de cada mês reanalisados e foram exibidos no site do CFSR em tempo real.

Para poder ser concluída a reanálise do CFSR foi produzida pela execução de seis transmissões simultaneas de análises, abrangendo os períodos de:

Fluxo 1: 01 de dezembro de 1978 a 31 de dezembro de 1986

Fluxo 2: 01 de novembro de 1985 a 31 de dezembro de 1989

Fluxo 3: 01 de janeiro de 1989 a 31 de dezembro de 1994

Fluxo 4: 01 de janeiro de 1994 a 31 de março de 1999

Fluxo 5: 01 de abril de 1998 a 31 de março de 2005

Fluxo 6: 01 de abril de 2004 a 31 Dezembro de 2009

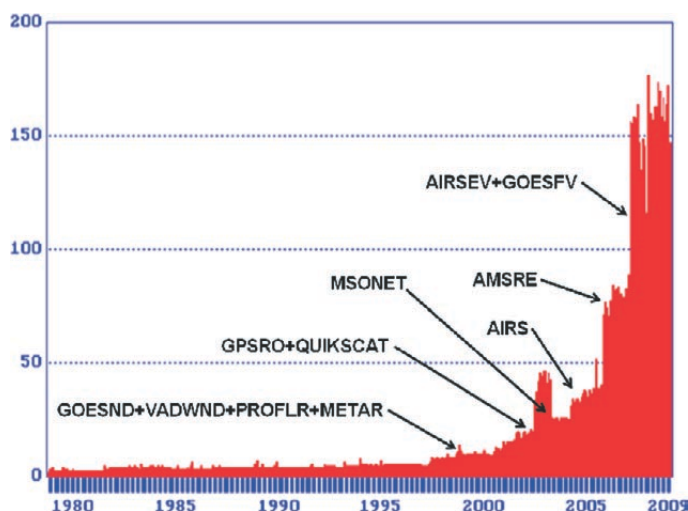
Percebe-se que há uma sobreposição de um ano entre os períodos de dois fluxos, assim a reanálise do CFSR cobre 31 anos, acrescido de cinco anos de sobreposição.

Várias fontes de dados foram utilizadas para o desenvolvimento dessa reanálise meteorológica. Muitos arquivos históricos, operacionais e conjuntos de observações recém processadas que estão sendo produzidos em centro de pesquisas em todo o mundo. As observações históricas são muitas vezes encontradas armazenadas em formatos obsoletos além de serem encontradas em vários estágios de desordem e incompletas. Uma grande garimpagem foi realizada em diversos institutos de meteorologia, pesquisa e militar. Além disso, uma série de conjuntos de dados modernos e importantes foram reprocessados, o que melhorou o resultado final da reanálise.

A maior parte do trabalho desenvolvido na preparação de dados foi realizada na movimentação de dados e arquivamento de conjuntos de dados de grande volume, especialmente os de sistemas de observação por satélite e, também, a fusão de conjuntos de

dados que continham conteúdos sobrepostos. A Fig.(3.3) mostra a densidade de dados nos trinta anos de reanálise.

Figura 3.3: Densidade de dados processados para a realização da reanálise do CFSR (para maiores informações ver Saha et al. (2010b)).



Fonte: (SAHA et al., 2010b)

Neste trabalho os dados oriundos da reanálise do CFSR foram as séries temporais das componentes do vento a 10 m, utilizados na validação e as séries temporais das componentes do fluxo de momento em superfície e do fluxo de calor sensível em superfície, utilizados na estimativa do parâmetro de rugosidade e do perfil vertical do vento. Para a comparação entre as séries temporais da direção do vento de ambas as bases de dados, é necessário calcular a direção do ângulo meteorológico do vento a partir de suas componentes  $u$  e  $v$ :

$$\phi_{MET}(deg) = \frac{180}{\pi} \text{actg}(-u/-v) \quad (3.3)$$

### 3.3 Estatística

Na engenharia problemas de interesse da sociedade são resolvidos através da aplicações eficientes de princípios científicos. Esses métodos científicos, também chamados de métodos de engenharia, são abordagens para formular e resolver problemas. Algumas etapas desses métodos são bem definidas, tais como: desenvolver uma descrição clara e concisa do problema, identificar os fatores importantes que afetam o problema, propor um modelo para o problema, conduzir experimentos apropriados e coletar dados para testar ou validar o modelo ou conclusões, conduzir experimentos apropriados para confirmar que a solução proposta para o problema é efetiva e eficiente e, por fim, tirar conclusões ou fazer recomendações baseadas na solução do problema (MONTGOMERY; RUNGER; HUBELE, 2004).



O campo da estatística trabalha com a coleta, a apresentação, a análise e o uso dos dados. Os métodos estatísticos são usados para ajudar a entender a variabilidade desses dados. Dessa forma, neste trabalho é utilizado alguns parâmetros e métodos estatísticos afim de comparar os dados de vento medidos pelas estações meteorológicas convencionais do INMET com os dados de reanálise mostrando a comparação através de diagramas, tabelas e gráficos.

### 3.3.1 Definição de Parâmetros Estatísticos

Neste estudo, os critérios estatísticos utilizados para descrever o desempenho dos dados de reanálise em relação aos dados observacionais são o desvio-padrão ( $s$ ), o erro médio ( $EM$ ), o erro absoluto médio ( $EAM$ ), o erro médio quadrático ( $EMQ$ ), o índice de correlação ( $IC$ ) e o Viés Fracionário ( $VF$ ) (HANNA, 1988). Esses parâmetros foram aplicados à componente  $u$  e  $v$  do vento e à sua magnitude. Sendo  $\varepsilon$  a variável em questão,  $\varepsilon_o$  o valor observado (dados no INMET) e  $\varepsilon_s$  o valor do dado de reanálise.

#### 3.3.1.1 Média e Variância

Pode-se resumir uma amostra de dados pela média e variância, resumindo a distribuição de probabilidade de  $X$  por sua média e variância. Sendo que para os dados amostrais quaisquer  $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$ , a média amostral pode ser escrita pela Equação 3.4.

$$\bar{\varepsilon} = \frac{1}{n}\varepsilon_1 + \frac{1}{n}\varepsilon_2 + \dots + \frac{1}{n}\varepsilon_n. \quad (3.4)$$

Isto é,  $\bar{\varepsilon}$  usa iguais pesos de  $1/n$  como o multiplicador de cada valor medido  $\varepsilon$ . A média de uma variável aleatória  $x$  usa o modelo de probabilidade para ponderar os valores possíveis de  $\varepsilon$ , sendo  $\bar{\varepsilon}$  o ponto de equilíbrio quando um peso igual é colocado na posição de cada medida ao longo de uma linha numérica.

Já a variância é um resumo da dispersão ou espalhamento nos dados definida pela Equação 3.5.

$$s^2 = \frac{1}{n}(\varepsilon_1 - \bar{\varepsilon})^2 + \frac{1}{n}(\varepsilon_2 - \bar{\varepsilon})^2 + \dots + \frac{1}{n}(\varepsilon_n - \bar{\varepsilon})^2. \quad (3.5)$$

Ou seja,  $s^2$  usa pesos iguais de  $1/n$  como o multiplicador de cada desvio ao quadrado,  $(\varepsilon - \bar{\varepsilon})^2$ .

#### Desvio-padrão

Leva em consideração a totalidade dos valores a variável em estudo. É um indicador de variabilidade bastante estável. O desvio-padrão baseia-se nos desvios em torno da média e sua formula básica e pode ser traduzida como: a raiz quadrada da média aritmética

dos quadrados dos desvios em relação à média e é representado por  $s$ , ou seja é a raiz quadrada da variância como mostra a equação 3.6:

$$s = \sqrt{s^2} = \sqrt{\frac{1}{n}(\varepsilon_1 - \bar{\varepsilon})^2 + \frac{1}{n}(\varepsilon_2 - \bar{\varepsilon})^2 + \dots + \frac{1}{n}(\varepsilon_n - \bar{\varepsilon})^2}. \quad (3.6)$$

### 3.3.1.2 Erro Médio - $EM$

O EM verifica o enviesamento dos dados, ou seja, se for positivo indica que os valores simulados se encontram sobrestimados em relação aos dados observados e se for negativo encontram-se subestimados. O EM pode ser calculado de maneira simples, como segue:

$$EM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varepsilon_s - \varepsilon_o. \quad (3.7)$$

### 3.3.1.3 Erro Absoluto Médio - $EAM$

O EAM indica o desvio médio absoluto dos valores simulados face aos valores observados, sendo melhor quanto mais próximo de zero se encontrar e é expresso por:

$$EAM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\varepsilon_s - \varepsilon_o|. \quad (3.8)$$

### 3.3.1.4 Erro Quadrático Médio - $EQM$

O EQM é uma medida da variação dos valores simulados face aos valores observados e assim como EAM também é melhor quando mais próximo de zero se encontrar, dado por:

$$EQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_s - \varepsilon_o)^2}. \quad (3.9)$$

### 3.3.1.5 Índice de Correlação - $IC$

Índice de concordância indica o grau de ajuste dos dados simulados aos dados observados, sendo que  $IC = 1$  corresponde a uma concordância perfeita entre o simulado e o observado e  $IC = 0$  corresponde a uma discordância total entre os dados e pode ser calculado através da equação 3.10.

$$IC = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_s - \varepsilon_o)^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (|\varepsilon_s - \bar{\varepsilon}| + |\varepsilon_o - \bar{\varepsilon}|)^2}. \quad (3.10)$$

### 3.3.1.6 Viés Fracionário - $VF$

O Viés Fracionário pode ser calculado pela Equação 3.11. O melhor valor esperado é zero e têm uma amplitude de  $-2$  a  $+2$ . Quando seus valores apresentarem valores negativos significa que os valores dos dados de reanálise estão superestimando a média dos valores observados e quando seus valores forem positivos os dados de reanálise subestima tal média.

$$VF = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(\varepsilon_s - \varepsilon_o)}{0.5(\varepsilon_s + \varepsilon_o)}. \quad (3.11)$$

Tendo como base toda a teoria estatística apresentada nesta seção, é feita a comparação estatística das séries de dados do INMET e da reanálise do CFSR. No entanto, como a grade gaussiana T382, da reanálise do CFSR, apresenta dados em pontos de grade com resolução espacial de aproximadamente 38 km, o ponto onde esses dados são estimados não coincide com o ponto de medição das estações. Desta forma, para a validação dos dados foram utilizadas as séries temporais das componentes, direção e magnitude do vento da estação e do ponto de grade mais próximo da estação convencional. A escolha da utilização do ponto mais próximo, para a comparação, é baseada no fato de que a comparação foi feita inicialmente entre os dados da estação e os dados dos quatro pontos de grade localizados no entorno desta. As diferenças entre os pontos foi muito pequena (análise não mostrada aqui). Portanto, a necessidade de utilização de um método de interpolação mais complexo foi descartado somente por questão de simplicidade.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

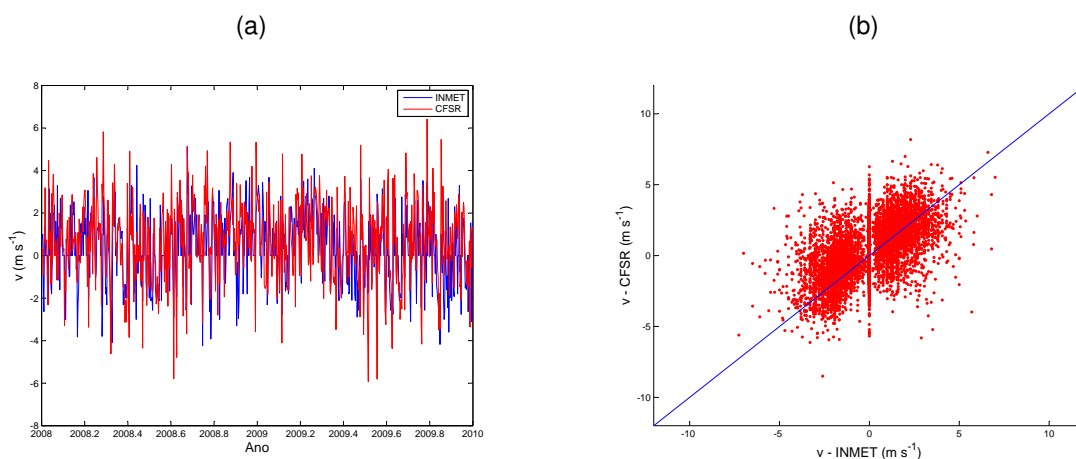
Neste capítulo, inicialmente serão apresentados os resultados provenientes da comparação e validação estatística entre as duas bases de dados descritas nas seções 3.1.1 e 3.2.2. Posteriormente, serão calculados o parâmetro de rugosidade e o perfil vertical do vento, a partir da equação 2.5, utilizando somente os dados oriundos da reanálise do CFSR.

### 4.1 Validação dos dados de reanálise

A primeira parte da validação dos dados de reanálise é feita a partir da inspeção visual das duas séries temporais, através da série temporal propriamente dita e do diagrama de dispersão, para três horários diferentes: 0000 UTC, 1200 UTC e 1800 UTC, corresponde a taxa de amostragem dos dados de cada estação do INMET. Nesta seção, são apresentados somente as análises visuais referentes à componente meridional e a rosa do ventos para a estação de São Luiz Gonzaga. No Anexo A as análises das outras estações são disponibilizadas.

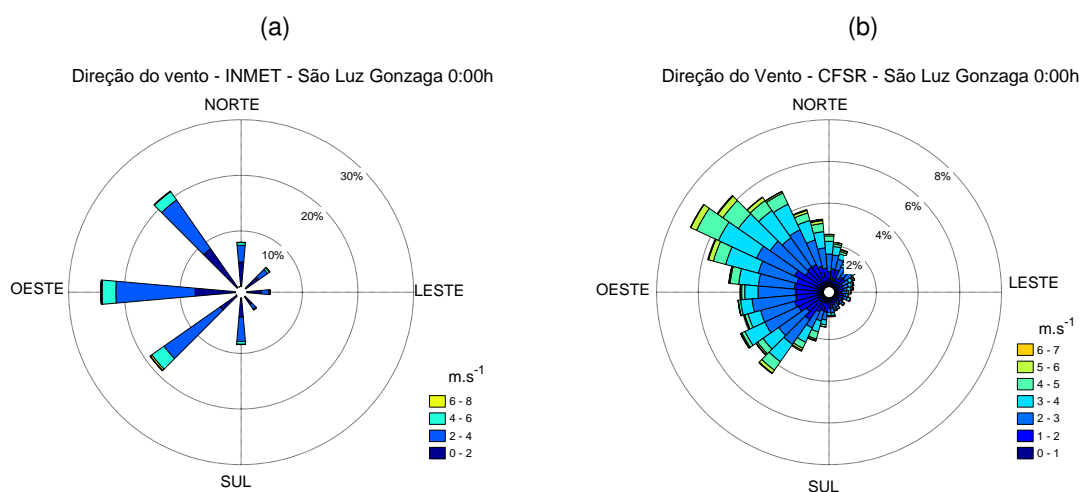
A comparação entre as séries temporais das duas bases de dados para as 0000 UTC (figura 4.1), mostra que no período apresentado, compreendido entre os anos de 2008 e 2010, os dados da reanálise do CFSR são representativos do observado na estação de São Luiz Gonzaga. Tal representatividade, pode ser observada de forma clara no diagrama de dispersão (figura 4.1b), onde a componentes meridional da reanálise do CFSR ( $v_{rean}$ ) é representada pelo eixo y, e a componente meridional do INMET ( $v_{est}$ ) é representada pelo eixo x da figura 4.1b. A relação entre as duas componentes apresentadas mostra que há uma sensível superestimação para valores negativos de  $v_{est}$  enquanto que o contrário, de forma ainda mais sensível, ocorre para valores positivos de  $v_{est}$ . De maneira geral, este resultado indica que a direção do vento não está sendo representada de forma totalmente adequada pela reanálise do CFSR.

Figura 4.1: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação São Luiz Gonzaga no horário de 0000 UTC (figura 4.1). A figura 4.1b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.



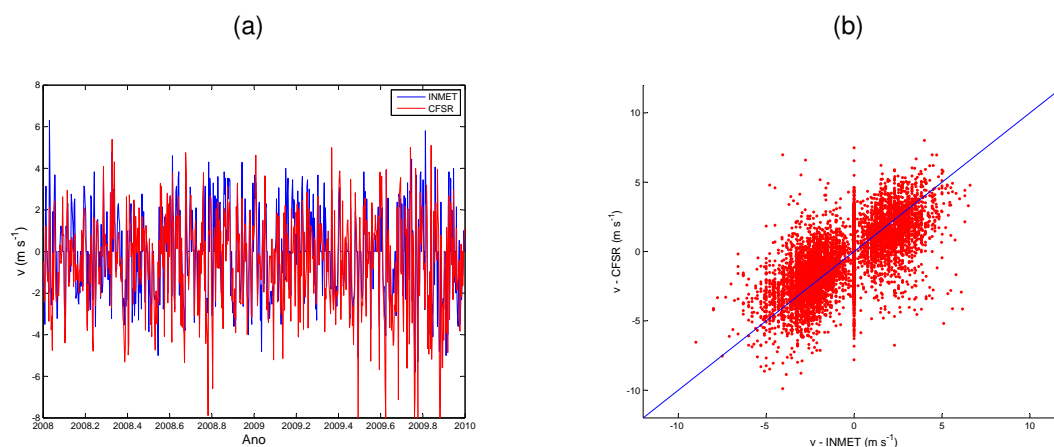
O fato da direção do vento medida na estação não ser bem representada pelos dados da reanálise do CFSR pode ser verificada, visualmente, através da comparação entre os gráficos de direção do vento (figura 4.2). A rosa dos ventos indica o sentido da predominância da direção do vento, quanto maior for o comprimento da fatia do gráfico, maior é a incidência de rajadas naquela direção. Cada cor na rosa corresponde a uma determinada faixa de velocidade, portanto, quanto maior for o espaço da fatia de mesma cor, maior é a incidência deste intervalo de velocidades naquela direção. A figura 4.2 confirma o que havia sido especulado através da análise do diagrama de dispersão. A figura 4.2a mostra a predominância de ventos de oeste nos dados observados na estação para o horário de 0000 UTC, todavia, é bastante recorrente a ocorrência de ventos de noroeste e sudoeste. Já a direção do vento nos dados da reanálise do CFSR mostram a predominância em ventos de noroeste neste período, o que está de acordo com as tendências apresentadas no gráfico de dispersão (figura 4.1b).

Figura 4.2: Direção do vento na estação de São Luiz Gonzaga as 0000 UTC. A figura 4.2a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura 4.2b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de São Luiz Gonzaga.



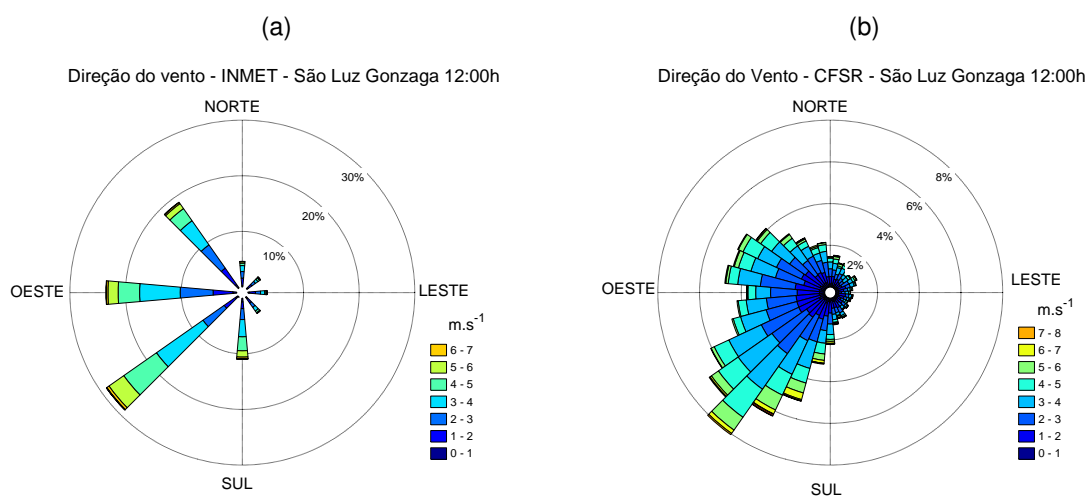
As comparações entre as séries temporais das componentes  $v$  das duas bases de dados para o horário das 1200 UTC, 9h no horário local, apresenta comportamento similar (figura 4.3) ao mostrado para o caso das 21h no horário local. Entretanto, é interessante ressaltar, que mesmo que na média o comportamento das duas séries seja similar, os dados de reanálise apresentam mudanças bruscas na direção do vento, que podem ser observadas pelos picos negativos de  $v_{rean}$ , que não são observados na componente zonal da mesma base de dados (figura não mostrada), indicando que o modelo simulou, provavelmente a entrada de uma frente de noroeste, que não é observada nos dados da estação do INMET. Outro ponto interessante é que este comportamento se repete em alguns eventos ao longo do ano de 2009. Para a identificação do que realmente está ocorrendo, é necessário uma análise mais detalhada de outras variáveis meteorológicas da reanálise, o que está fora do escopo deste trabalho.

Figura 4.3: Mesmo que figura 4.1, porém para as 1200 UTC.



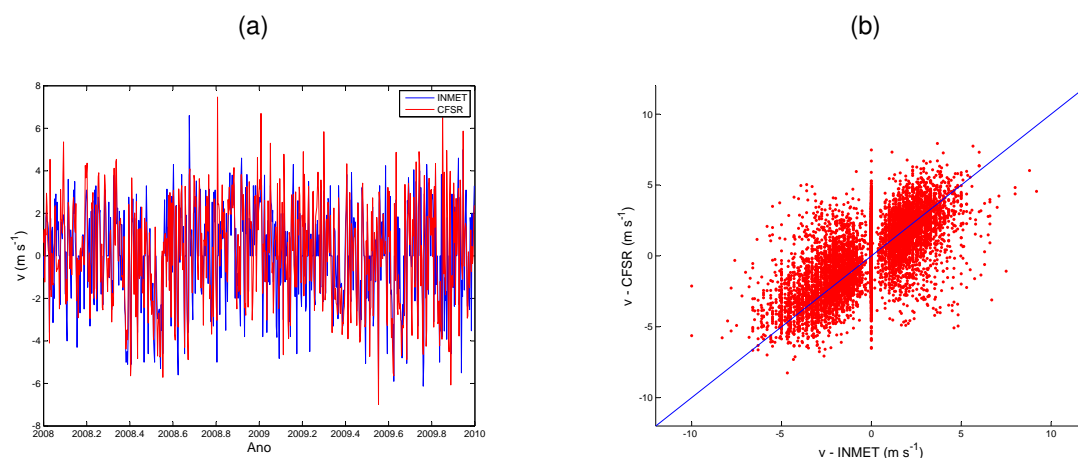
O comportamento descrito anteriormente não é recorrente a todo o período analisado, como pode ser observado na figura 4.4. A figura 4.4 mostra a boa concordância entre as duas bases de dados, de acordo inclusive com a direção das rajadas mais intensas.

Figura 4.4: Mesmo que figura 4.2, porém para as 1200 UTC.



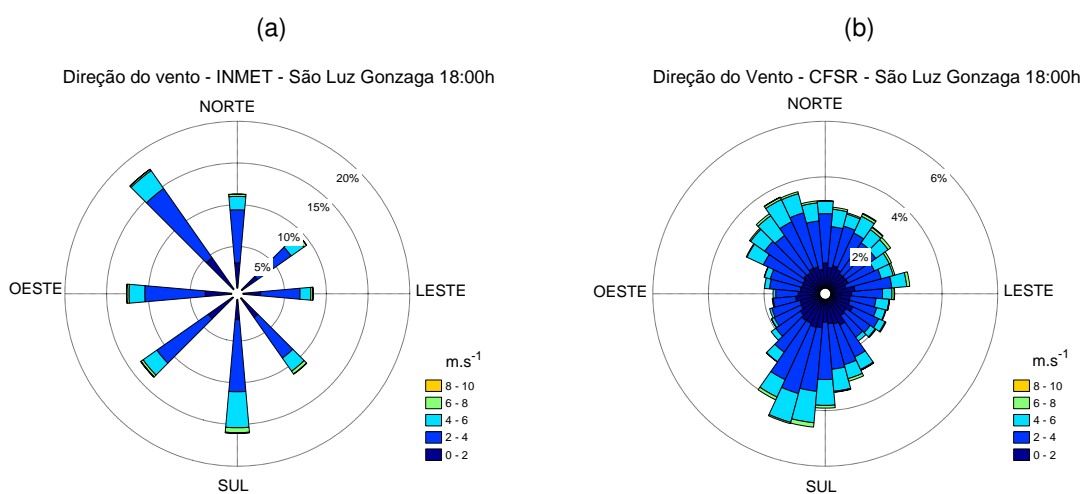
Quando as séries temporais para as duas bases de dados é comparada para o horário das 1800 UTC, os resultados são muito semelhantes aos resultados discutidos anteriormente. Entretanto, é possível observar tanto na comparação para as 1200 UTC quanto para às 15h no horário local (figura 4.5) que as rajadas mais intensas ocorrem neste período. De forma geral, assim como na figura 4.3b os valores mais dispersos são em situações de rajada, não apresentando assim uma tendência clara de erro na direção do vento no caso mostrado na figura 4.1b.

Figura 4.5: Mesmo que figura 4.1, porém para as 1800 UTC.



As observações para as 15h, no horário local (1800 UTC), mostram que há um espalhamento maior na direção do vento (figura 4.6) em comparação aos outros horários de observação. Apesar da direção com maior predominância, para o período, nas observações ser diferente da direção com maior predominância nos dados da reanálise do CFSR, a representação para cada quadrante são adequados. É importante ressaltar que as análises para a direção e para as componentes são qualitativas, ficando restritas apenas à comparação visual. O motivo pelo qual uma análise estatística mais detalhada não é feita é devido à incerteza nas medidas de direção nas estações meteorológicas do INMET que é de 10 graus, ou seja, os ângulos são amostrados em intervalos igualmente espaçados e iguais a uma dezena, e para o caso das componentes por dois motivos: o primeiro é que somente a magnitude é medida nas estações convencionais, logo, a comparação entre componentes seria afetada pelo erro devido a amostragem da direção; o segundo motivo é que as componentes do vento apresentam valores nulos e negativos, fato que dificulta e até impossibilita a estimativa de alguns parâmetros necessários para uma análise estatística confiável.

Figura 4.6: Mesmo que figura 4.2, porém para as 1800 UTC.



A análise estatística foi feita através do cálculo dos parâmetros apresentados na

seção 3.3.1. A tabela 4.1, aponta que a magnitude do vento é predominantemente superestimada na maioria das estações, sendo São Luiz Gonzaga a única exceção. Em todos os casos as séries temporais apresentaram correlação de moderada a forte. Os maiores erros ocorrem para as estações de Santa Maria e Santana do Livramento, coincidentemente estas são as duas estações, dentre as analisadas, localizadas em regiões com topografia irregular.

Outro resultado comum a todas as estações é que o maior erro é observado no período noturno, o que possivelmente está relacionado com o modelo não resolver bem esse período, ou com a forma que a estimativa da velocidade do vento a 10 m é feita na reanálise do CFSR. Até o presente momento, a forma como são obtidos os valores das componentes do vento a 10 m da reanálise do CFSR não é conhecida pelo autor. No entanto, é comum em modelos atmosféricos de mesoescala a utilização de teoria de similaridade, para estimativa de velocidade do vento em alturas distintas daquelas nas quais estão presentes os de pontos da grade vertical do modelo, *e. g.* o modelo *Weather Research and Forecast (WRF)*, que é comumente utilizado para pesquisa científica e previsão operacional do tempo.

Tabela 4.1: Dados Estatísticos

Estação	Altitude (m)	Hora	EM	EAM	EQM	IC	VF
Bagé	242,31	0:00	1,6574	2,1193	2,5866	0,6281	0,4929
		12:00	0,8650	1,7024	2,1545	0,7175	0,2365
		18:00	0,6541	1,5436	1,9662	0,7231	0,1657
Cruz Alta	472,50	0:00	1,0043	1,3323	1,6496	0,58990	0,4601
		12:00	1,1484	1,4206	1,8000	0,54760	0,4762
		18:00	1,1185	1,4112	1,7761	0,55050	0,0463
Santa Maria	95,00	0:00	2,1568	2,3243	2,7063	0,51320	0,8330
		12:00	1,4455	1,7328	2,1373	0,62690	0,5233
		18:00	1,2729	1,7145	2,1590	0,56970	0,3845
Santana do Livramento	328,00	0:00	1,99140	2,1677	2,6846	0,47460	0,7388
		12:00	1,93730	2,2332	2,7267	0,49900	0,6424
		18:00	1,77650	2,1811	2,6846	0,53120	0,5470
São Luiz Gonzaga	245,11	0:00	0,2506	1,0316	1,3441	0,6273	0,09970
		12:00	-0,1905	1,0528	1,3516	0,7190	-0,0630
		18:00	-0,0385	1,0344	1,3542	0,7112	-0,0134
Uruguaiana	62,10	0:00	1,2360	1,6421	1,9909	0,5623	0,5275
		12:00	0,5600	1,4837	1,8930	0,6817	0,1924
		18:00	0,3403	1,5420	1,9647	0,6464	0,1113

A validação dos dados apresentou resultados parcialmente satisfatórios, já que a maioria das estações apresentou correlação forte, e também um viés fracionário baixo.

A partir deste ponto, todos os resultados apresentados foram obtidos utilizando somente os dados da reanálise meteorológica do CFSR.



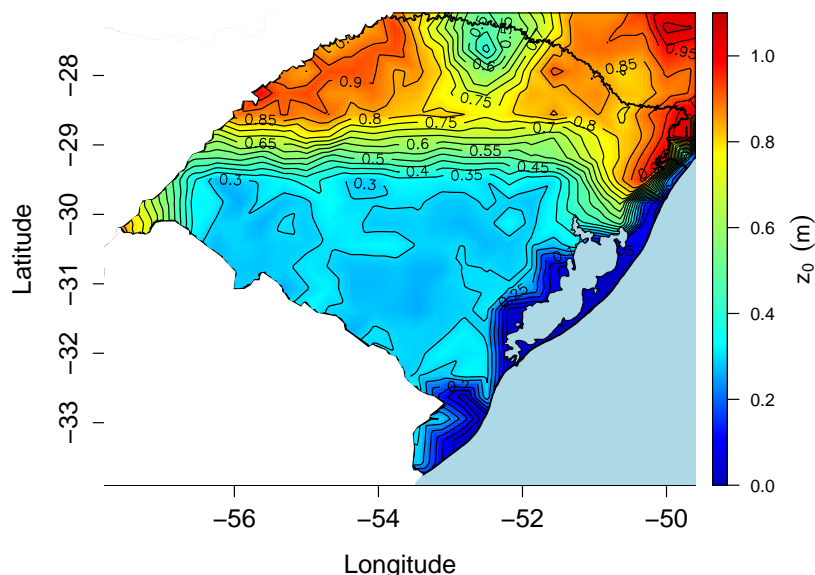
## 4.2 Estimativa do perfil vertical do vento

Para a estimativa do perfil vertical do vento, como mostrado na seção 2.5, é necessária a informação do parâmetro de rugosidade superficial e da velocidade de fricção. A reanálise do CFSR disponibiliza os dados para as componentes do fluxo de momentum em superfície, e assim foi determinada a velocidade de fricção para todos os pontos mostrados no mapa da figura 3.2. Entretanto, o valor de  $z_0$  não é disponibilizado no banco de dados, porém este pode ser estimado utilizando o perfil logarítmico do vento. Rearranjando a equação 2.6:

$$z_0 = \frac{z}{e^{(\overline{M}K)/u_*}}$$

A figura 4.7 mostra a variação espacial do parâmetro de rugosidade no RS. Em cada ponto de grade da reanálise foi calculado o valor médio a partir dos valores de  $z_0$  obtidos somente nos casos de estratificação neutra, onde a equação acima pode ser aplicada. Os valores de  $\overline{M}$  e  $u_*$  foram tomados diretamente das séries temporais e  $z$  é a altura onde magnitude do vento foi obtida ( $z = 10$  m). O mapa apresenta uma variação de  $z_0$  bem menor, com relação aquela mostrada na figura 2.11, todavia os valores na maioria das regiões são bem próximos àqueles mostrados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (figura 2.11).

Figura 4.7: Distribuição espacial do parâmetro de rugosidade médio no estado do RS, obtido a partir dos dados da Reanálise do CFSR.

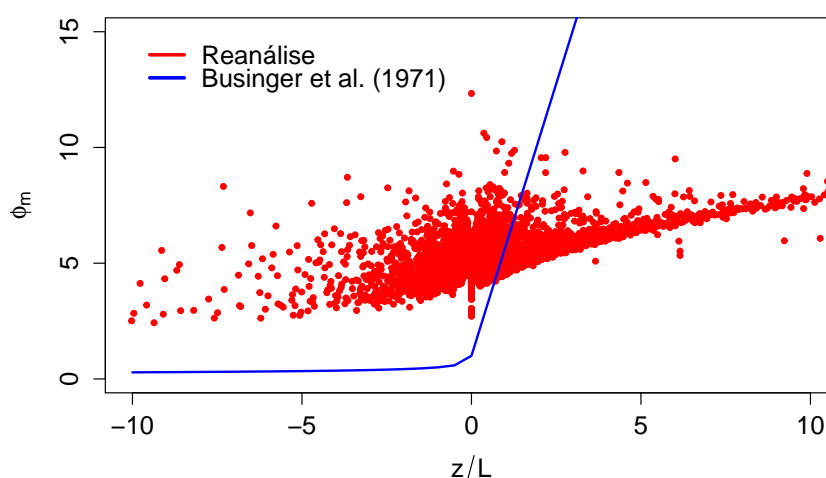


O coeficiente de rugosidade é mais uniforme para os dados de reanálise por dois motivos: o primeiro mais óbvio é que a resolução da grade da reanálise do CFSR é bem menor que a utilizada no modelo utilizado para a elaboração do atlas e; o segundo motivo está relacionado com a modelagem atmosférica, que é comum em modelos de grande escala que utilize um comprimento de rugosidade regional e que englobe as características da topografia localizado no interior da célula da grade em um valor médio (HOLTSLAG; BRUIN, 1988).

Após a determinação do parâmetro de rugosidade médio em cada ponto de grade, a velocidade do vento a 10 m foi estimada através da equação 2.5 (utilizando a série temporal de  $u_*$  e  $z = 10$  m). A estabilidade do regime de escoamento foi determinada pelas funções de estabilidade mostradas na seção 2.5. Todavia, os resultados obtidos eram condizentes somente para uma pequena faixa de estabilidade próxima do limite neutro, mas na maioria dos casos foram completamente diferentes dos resultados esperados, sendo que em alguns casos a velocidade do vento estimada chegou a uma ordem de magnitude maior que a velocidade fornecida pela reanálise (resultados não mostrados aqui). Este resultado levou ao questionamento sobre a validade da função de estabilidade para esta base de dados, o que acabou se confirmando como mostrado na figura 4.8.

Na figura 4.8 há dependência do cisalhamento adimensional com o parâmetro de empuxo, como discutido na seção 4.8. Somente para valores de  $\zeta$  entre 0.5 e 1 que a função expressada pela relação clássica de Businger et al. (1971) é coincidente com os dados da reanálise do CFSR. Este intervalo de  $\zeta$  é o intervalo onde os valores da velocidade do vento estimada ficaram mais próximos dos valores fornecidos no banco de dados do CFSR.

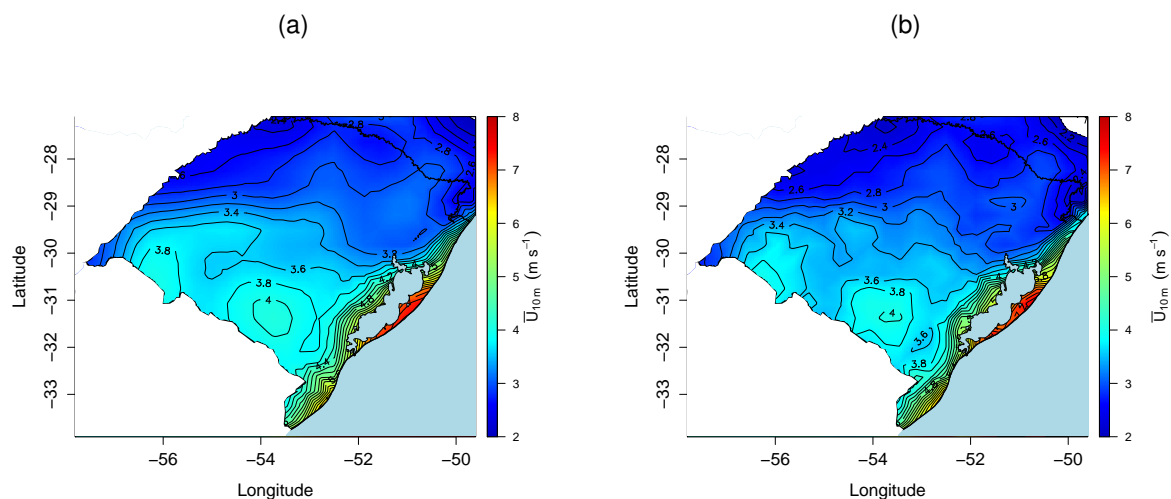
Figura 4.8: Dependência do cisalhamento adimensional com a estabilidade atmosférica para os dados de reanálise do CFSR (pontos vermelhos). A clássica relação obtida por Businger et al. (1971) é representada pela linha azul.



A partir deste resultado, a estimativa do perfil do vento foi feita desconsiderando a influência da estabilidade atmosférica, ou seja, utilizando a expressão para o perfil logarítmico do vento. No entanto, uma análise mais aprofundada sobre este assunto será realizada na continuidade deste trabalho.

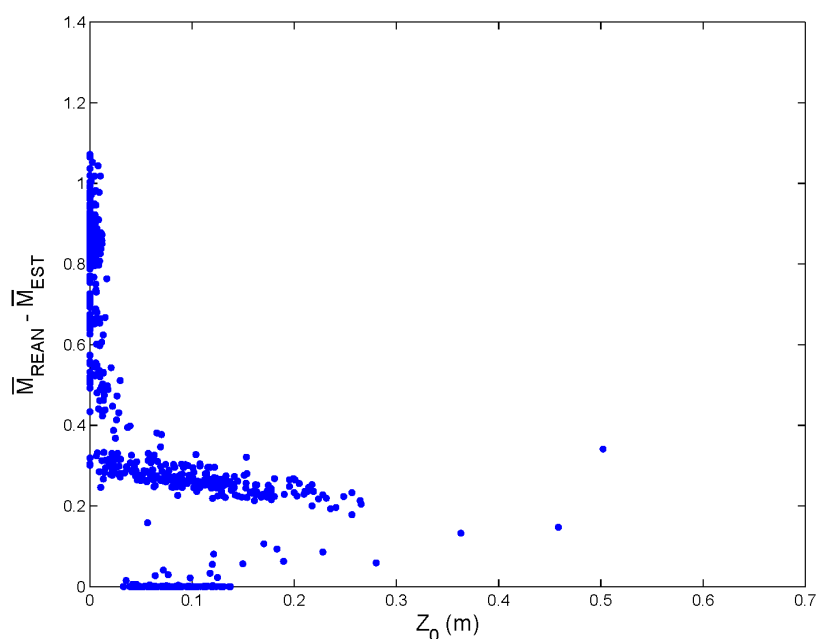
A estimativa da velocidade do vento a 10 m utilizando as séries temporais de velocidade de fricção em superfície e os valores calculados de  $z_0$  são comparadas com os valores fornecidos pela reanálise do CFSR na figura 4.9. De forma geral, apesar do regime de estabilidade não ser considerado, o erro entre o valor estimado é pequeno. Em todos os casos o valor estimado subestima o fornecido pelo banco de dados.

Figura 4.9: Mapa de magnitude média do vento a 10 m. A figura 4.9a foi obtida através dos dados das componentes  $u$  e  $v$  da reanálise do CFSR, para o período de 1979 a 2010, enquanto que a figura 4.9b mostra o mapa para a médias dos valores estimados utilizando a equação 2.6, no mesmo período.



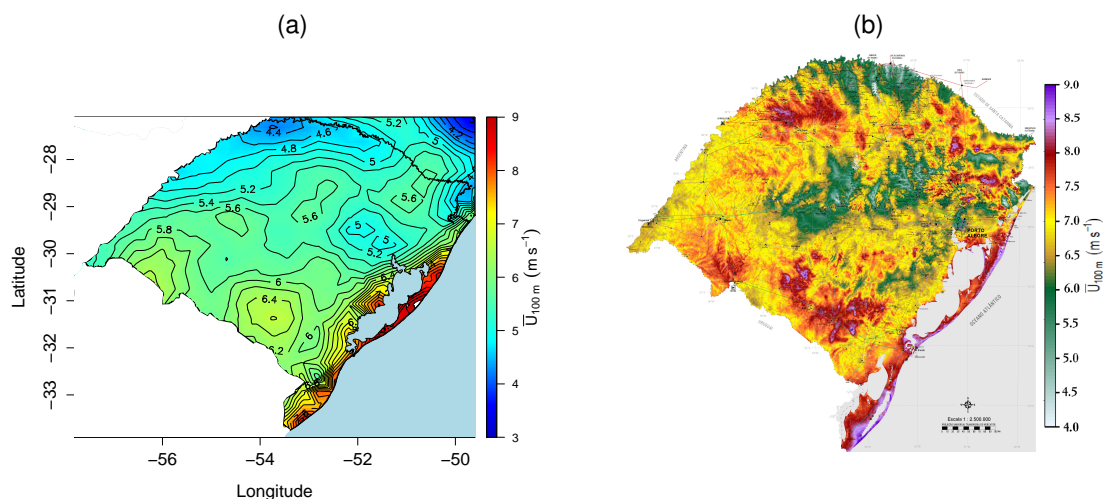
A figura 4.10 mostra a relação entre o erro do valor estimado do vento com relação ao valor fornecido pela reanálise do CFSR, em função de  $z_0$ . Os maiores erros ocorrem em regiões nas quais o parâmetro de rugosidade é muito pequeno, que é a região do litoral do RS. Coincidentemente, os maiores erros ocorrem na região de análise onde o vento é mais intenso. Entretanto, talvez, a causa não esteja associada à intensidade do vento ou ao parâmetro de rugosidade e sim ao fluxo superficial de momentum, que é estimado pelo modelo de superfície acoplado ao modelo de circulação atmosférica. Este tipo de erro pode estar associada à troca de informações entre os dois modelos de forma não-linear, no caso os fluxos já que um modelo atua como condição de fronteira, podendo ocorrer erros neste processo (CHEN; PIELKE; MITCHELL, 2001).

Figura 4.10: Dependência do erro para o valor estimado de vento em relação ao fornecido pelo CFSR em função do comprimento de rugosidade.



Antes de fazer a estimativa do perfil vertical do vento, é importante ressaltar que a equação 2.6 é válida para a camada limite superficial, podendo ser extrapolada para o restante da camada limite (STULL, 1988; ARYA, 2001). E apesar dos valores do erro serem pequenos para o vento a 10 m, é importante lembrar que além do erro natural da extrapolação e das simplificações, comentadas nas seções 2.5.2 e 4.2, este erro será amplificado quando a magnitude do vento for estimada, por exemplo, a 100 m. A figura 4.11 mostra a comparação do mapa de vento a 100 m, estimado a partir dos dados da reanálise do CFSR, com o valor fornecido no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002). Os valores de magnitude do vento a 100 m mostrados na figura 4.11a indicam um subestimação de 3 a 4  $\text{m s}^{-1}$  em algumas regiões da serra e da Campanha Gaúcha. No anexo B, as figuras B.1 e B.2, mostram que claramente que o erro entre o valor estimado e o valor fornecido no mapa eólico aumentam com a altura. Para a altura de 50 m (figura B.1) as maiores diferenças ficam em torno de 2  $\text{m s}^{-1}$ , enquanto que para 75 m de altura (figura B.2) a diferença aumenta um pouco, todavia, não é clara a identificação dos valores. É importante ressaltar que a comparação feita aqui é puramente qualitativa, e todos os valores são aproximados e baseados na observação e comparação dos mapas de vento.

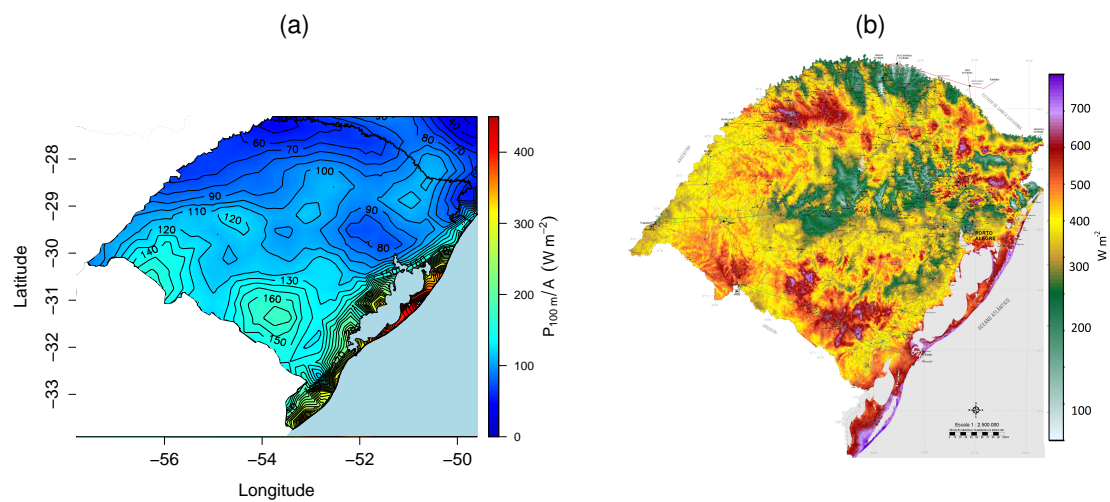
Figura 4.11: Mapa de magnitude média do vento a 100 m. A figura 4.11a representa a velocidade média do vento calculada através dos dados da reanálise do CFSR, enquanto que a figura 4.11b mostra a velocidade média do vento apresentada pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002). A figura 4.11b é adaptada de Amarante e Silva (2002)



### 4.3 Potencial Eólico Bruto no Rio Grande do Sul

A partir dos valores médios da magnitude do vento a 100 m de altura, mostrados na figura 4.11b, foi estimado o potencial eólico bruto por unidade de área, aqui referido somente como potencial eólico, ou potencial eólico bruto (4.12a). A figura 4.12 mostra a comparação entre os valores obtidos a partir da reanálise do CFSR e os valores fornecidos pelo atlas eólico do estado do Rio Grande do Sul. Assim como mostrado na figura 4.11, a identificação das regiões com melhor potencial eólico está de acordo, todavia, os valores obtidos neste trabalho, subestimam em média  $200 W m^{-2}$  os valores apresentados no atlas (assim como já havia acontecido com o vento a 100 m). A causa de valores tão discrepantes é a dependência cúbica do potencial em relação ao vento, o que faz com que o erro também seja elevado a um expoente cúbico e assim levando a tais diferenças.

Figura 4.12: Mapa do potencial eólico bruto a 100 m. A figura 4.12a representa o potencial eólico calculado a partir dos dados mostrados na figura 4.11b, enquanto que a figura 4.12b mostra o potencial eólico bruto fornecido pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (AMARANTE; SILVA, 2002). A figura 4.12b é adaptada de Amarante e Silva (2002).



## 5 CONCLUSÃO

O crescente aumento do consumo de eletricidade em todo mundo e a preocupação com o futuro do planeta, estão aumentando a demanda por fontes alternativas de energia, dentre elas, a energia eólica se consolida como uma das mais importantes novas fontes de energia. É considerada limpa e renovável, o que atualmente são requisitos de grande importância no cenário mundial, porém a energia eólica ainda carece de estudos e pesquisas, principalmente quanto a localização das unidades geradoras. Desta forma o presente estudo visou a utilização de uma base de dados de reanálise meteorológica, mais especificamente a reanálise do CFSR, para a identificação prévia de locais com potencial para instalação de parques eólicos. A região de estudo foi o estado do Rio Grande do Sul, que já é um grande produtor de energia eólica no Brasil, principalmente a região do Pampa gaúcho, por ser uma região onde existem especulações sobre o potencial eólico e não existem estudo detalhados sobre a região, nem dados com resolução suficiente para fazer um mapeamento do campo de vento regional, o que justifica a proposta deste trabalho.

A validação das séries temporais das componentes do vento, da direção e da magnitude o vento a 10 m, foi feita através da comparação e análise estatística, entre as séries temporais coletadas nas estações do INMET e as séries temporais da reanálise do CFSR. De modo geral a validação apresentou resultados similares para todas as estações estudadas (Bagé, Cruz Alta, Santa Maria, Santana do Livramento, São Luiz Gonzaga e Uruguaiana), todavia, alguns resultados chamaram a atenção. Por exemplo, os maiores erros entre as bases de dados foram nas estações Santa Maria e Santana do Livramento, chegando a um percentual de erro de aproximadamente 80% no período noturno, conforme indicado pelo viés fracionário. Coincidentemente, as duas estações estão localizadas em regiões de relevo acidentado, o que indica que este erro é associado a característica topográfica da região que não é incorporada pela grade horizontal do modelo modelo, que tem resolução muito pequena, comparada a estas irregularidades.

Outro ponto de destaque, é o fato que os piores resultados da comparação estatística ocorreram no período noturno em todas as estações. Este resultado esta ligado à descrição apropriada do regime de escoamento na camada limite estável. Ambos problemas podem ser, ao menos, amenizados através da utilização da técnica de “*downscaling*” dinâmico, com auxílio de um modelo de circulação regional. Esta técnica consiste na redução de escala para estudo de variáveis meteorológicas em escala regional, com resolução maior que a resolução do modelo global utilizado na reanálise, mas utilizando a reanálise como condição de contorno (YOSHIMURA; KANAMITSU, 2008; von Storch; LANGENBERG; FESER, 2000, entre outros). Com relação às simulações no período noturno é muito importante que a escolha da formulação de turbulência seja adequada, portanto, como proposta para a continuação do trabalho fica a análise de diferentes formulações de turbulência primeiramente para os períodos com os piores índices estatísticos e posteriormente para todo o período.

A partir da validação dos dados de reanálise, verificou-se que é possível utilizar esta base de dados para uma análise preliminar pelo menos, devido aos bons resultados em algumas regiões. Ademais, a segunda parte do trabalho foi a estimativa dos perfis de vento e posteriormente do potencial eólico bruto a partir dos dados da reanálise do CFSR. A primeira estimativa foi da velocidade do vento a 10 m utilizando teoria de similaridade de Monin-Obukhov. Os resultados mostram que as relações clássicas para o cisalhamento adimensional, obtidas por Businger et al. (1971), não podem ser utilizadas na estimativa

do perfil vertical da magnitude do vento a partir do fluxo de momentum em superfície (ver seção 4.2). Logo, o próximo passo, na continuidade do trabalho, é entender e verificar porque os resultados obtidos diferem tanto dos resultados esperados com a utilização dos gradientes adimensionais. Como as funções de estabilidade não eram condizentes com os resultados, a determinação do perfil foi feita somente utilizando a expressão para o caso neutro, desprezando a influência da estabilidade.

A estimativa da velocidade à 10 m, mostrou uma subestimação que chegou no máximo a  $0,8 \text{ m s}^{-1}$ , nas regiões onde o parâmetro de rugosidade é muito baixo. De maneira geral. As prováveis razões para a diferença é a não consideração do regime de escoamento e o fluxo de momentum em superfície, como discutido na seção 4.2. Em comparação com os valores fornecidos pelo atlas eólico do RS (AMARANTE; SILVA, 2002), o erro na estimativa da velocidade do vento aumentou com a altura, como já era esperado. Apesar dos valores obtidos nas análises deste trabalho serem diferentes dos valores de referência, as regiões com ventos de maior magnitude coincidiram. Um resultado similar foi obtido por Rio (2008) que utilizando os dados do campo de vento da reanálise do CFSR para diferentes regiões de Portugal, mostram que apesar dos valores de magnitude da reanálise serem inferiores as observações, com o campo de vento de reanálise indicou corretamente os lugares com melhor potencial eólico.

A comparação dos mapas de potencial eólico mostrou que apesar de localizar corretamente as regiões com melhor potencial eólico, o potencial calculado a partir dos dados da reanálise do CFSR subestimou o potencial disponibilizado pelo atlas eólico do RS em até  $500 \text{ W m}^{-2}$  em algumas regiões, apesar dessa subestimação excessiva ocorrer em pontos isolados. Todavia, vale lembrar o o potencial é uma função que depende do cubo da velocidade do vento logo os erros também serão elevados ao cubo, gerando assim grandes diferenças.

Finalmente, para a continuidade do trabalho pretende-se realizar a mesma análise aqui mostrada com os dados obtidos das simulações utilizando um modelo regional, para o mesmo período. Ou seja, o próximo passo é fazer uma espécie de “reanálise local”, como mostrado em Saha et al. (2010a). O objetivo, deste procedimento é identificar com precisão os locais onde é viável financeiramente a instalação de aerogeradores, para produção auto-sustentável em propriedades rurais, por exemplo. O que pode ser um fator que contribuirá positivamente no desenvolvimento econômico de regiões pobres tais qual o Pampa Gaúcho.



## Anexo A – Comparação entre os dados da CFSR e das estações convencionais do INMET

Figura A.1: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Bagé de 0000 UTC (figura A.1a). A figura A.1b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.

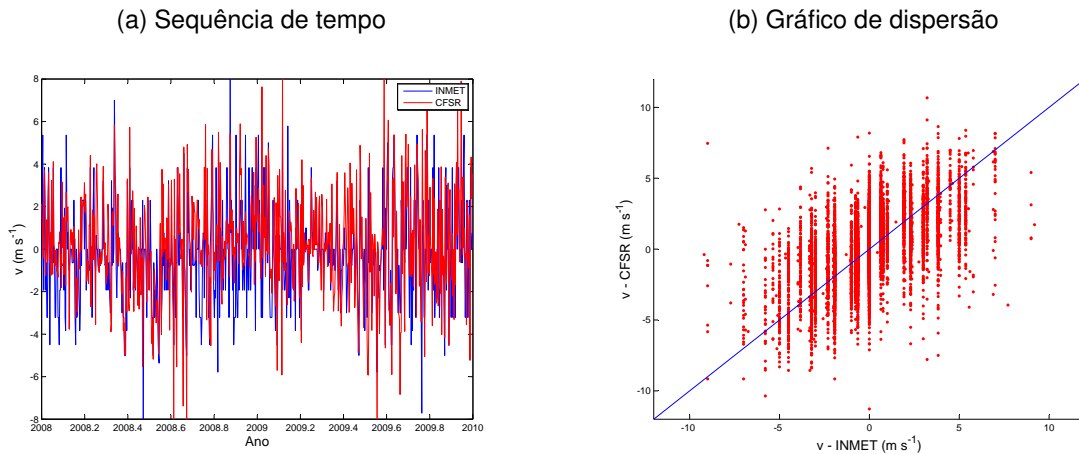


Figura A.2: Direção do vento na estação de Bagé as 0000 UTC. A figura A.2a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.2b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Bagé.

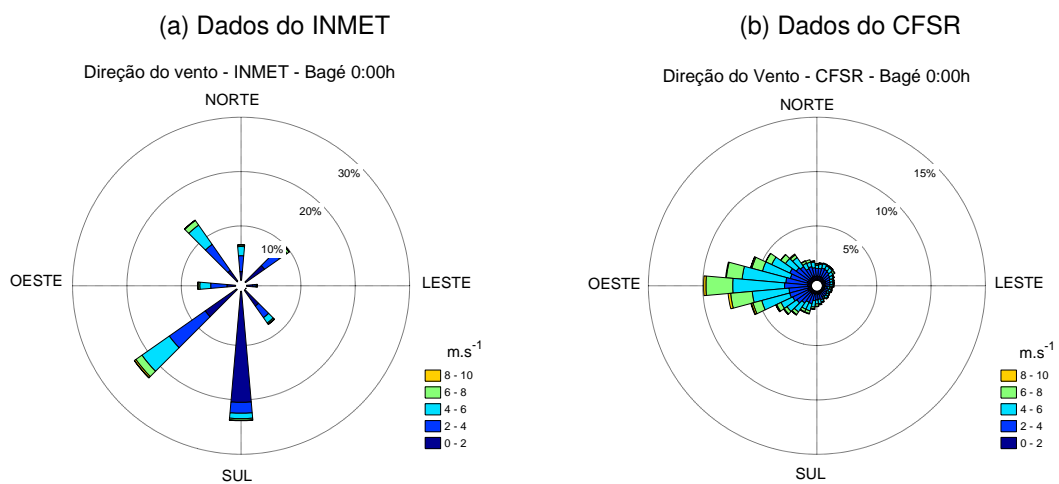
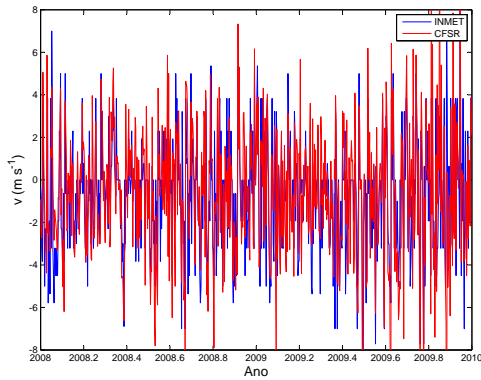


Figura A.3: Mesmo que figura A.1, porém para as 1200 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

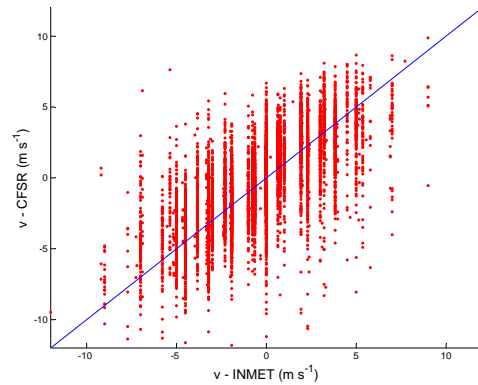
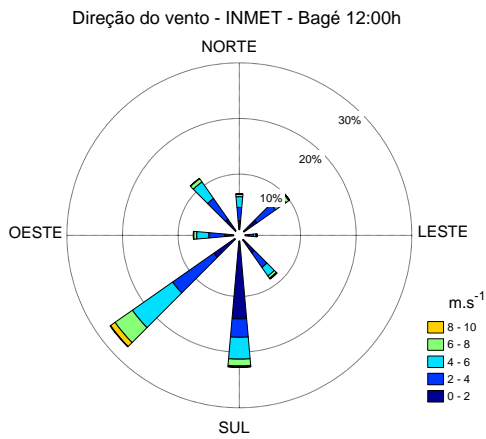


Figura A.4: Mesmo que figura A.2, porém para as 1200 UTC.

(a) Dados do INMET



(b) Dados do CFSR

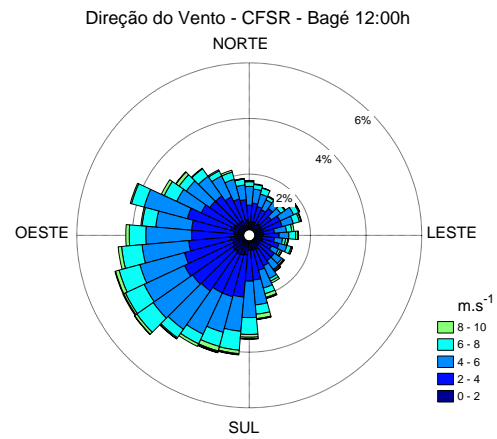
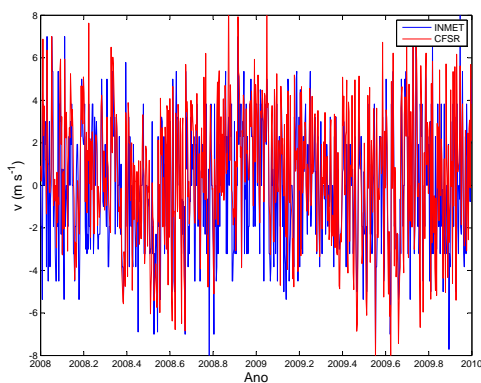


Figura A.5: Mesmo que figura A.1, porém para as 1800 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

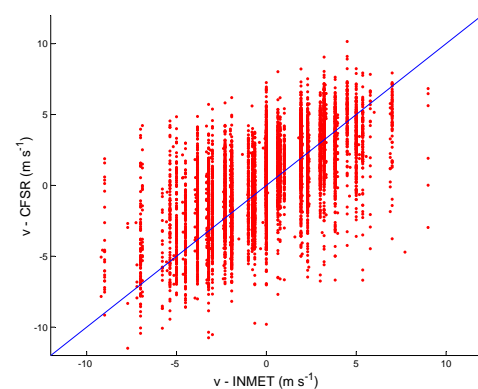


Figura A.6: Mesmo que figura A.2, porém para as 1800 UTC.

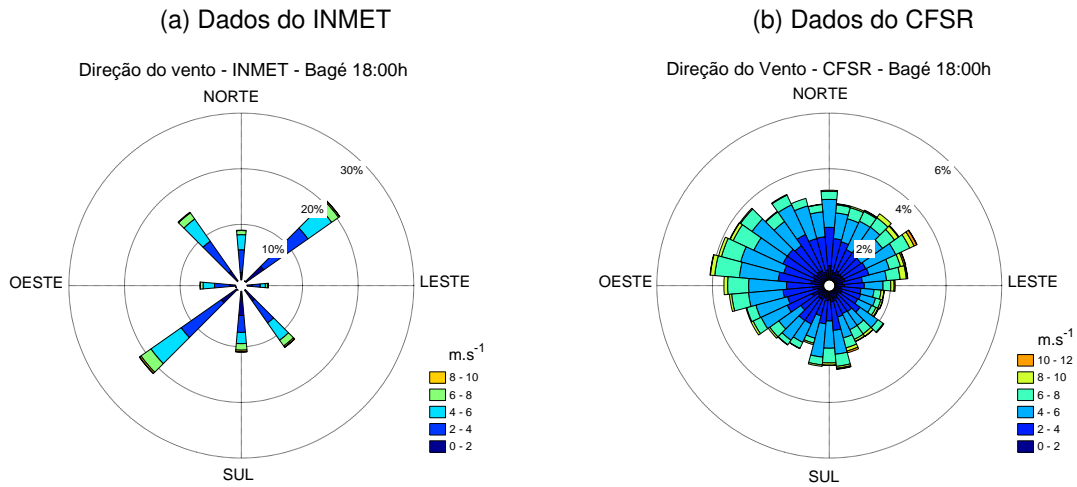


Figura A.7: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Cruz Alta de 0000 UTC (figura A.7a). A figura A.7b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.

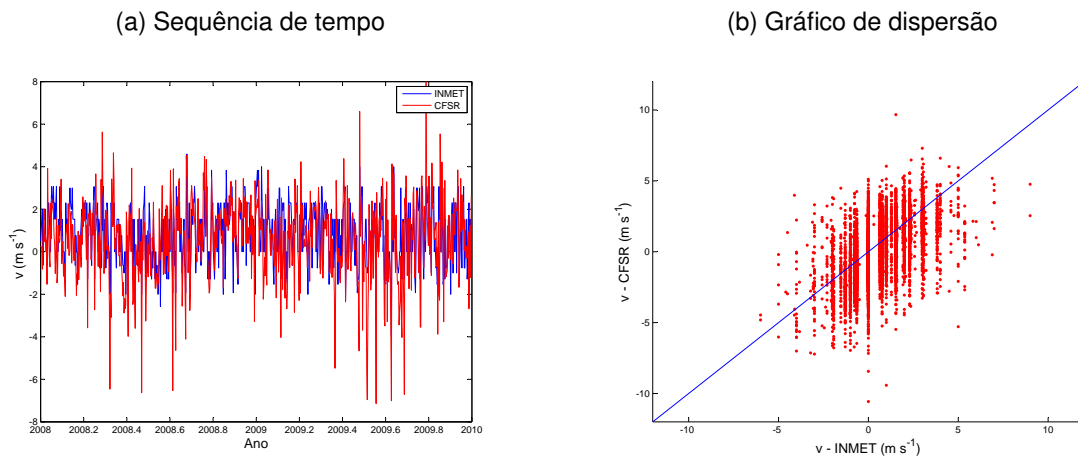


Figura A.8: Direção do vento na estação de Cruz Alta as 0000 UTC. A figura A.8a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.8b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Cruz Alta.

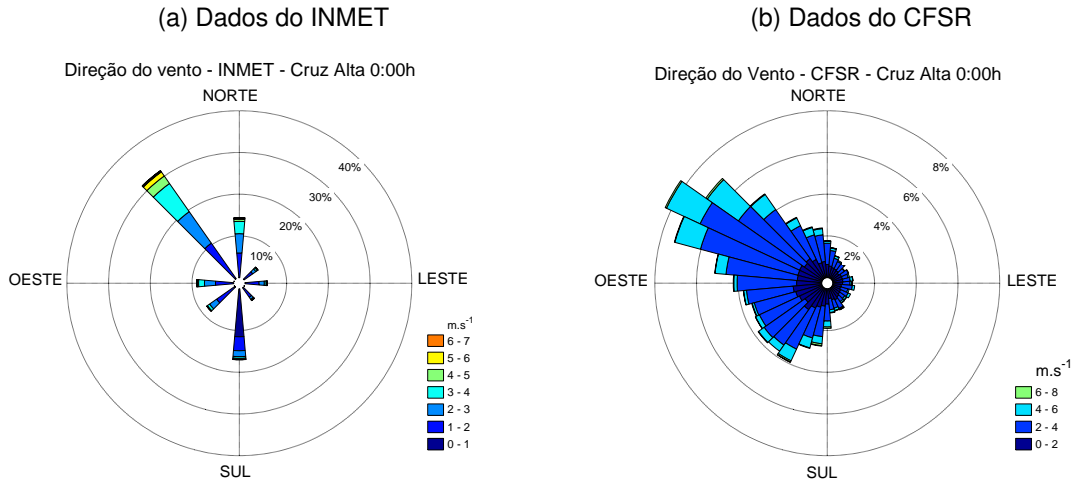


Figura A.9: Mesmo que figura A.7, porém para as 1200 UTC.

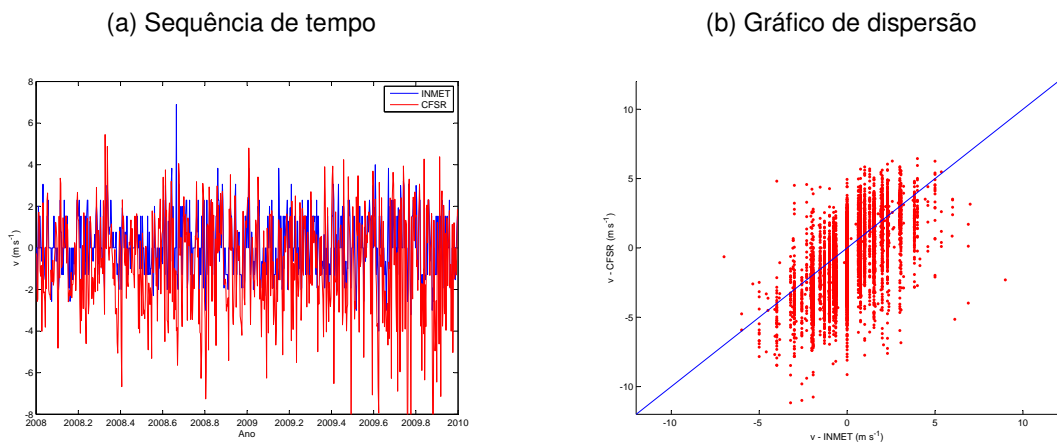


Figura A.10: Mesmo que figura A.8, porém para as 1200 UTC.

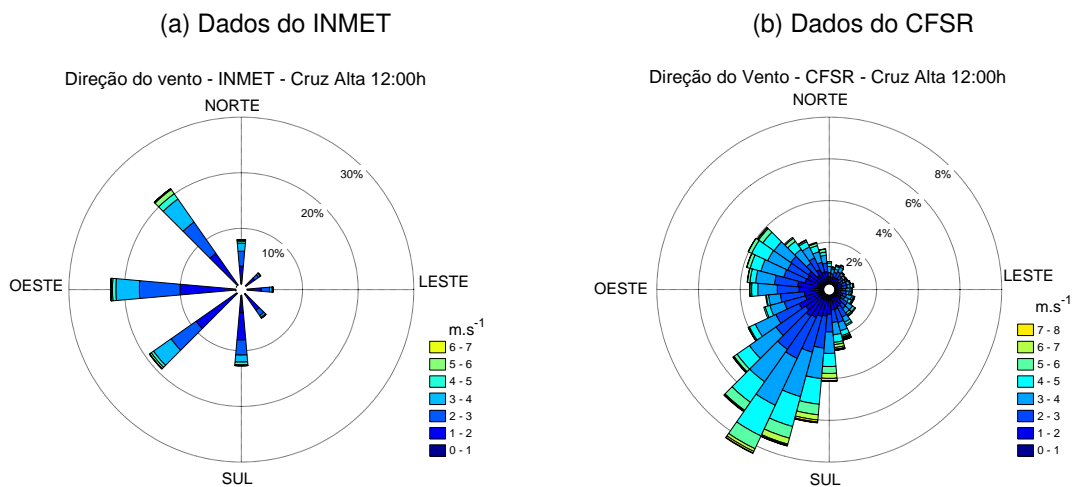


Figura A.11: Mesmo que figura A.7, porém para as 1800 UTC.

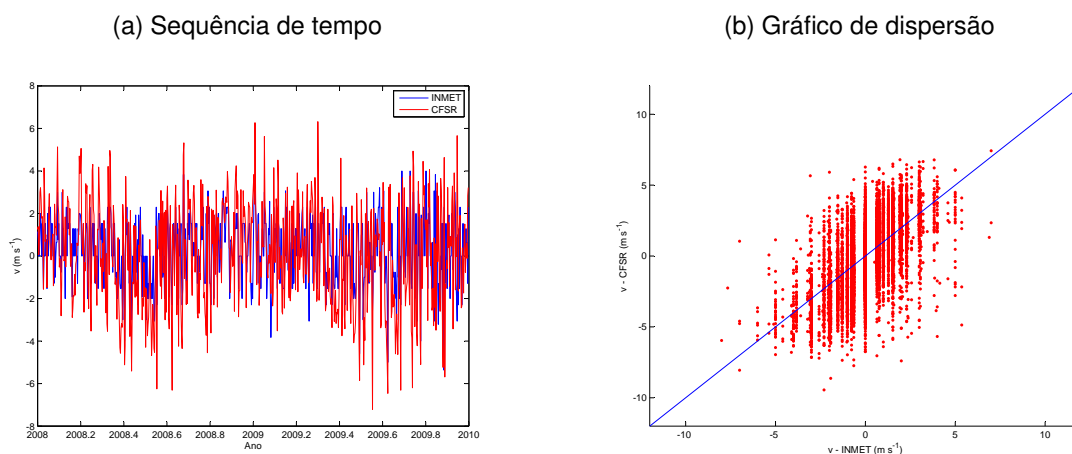


Figura A.12: Mesmo que figura A.8, porém para as 1800 UTC.

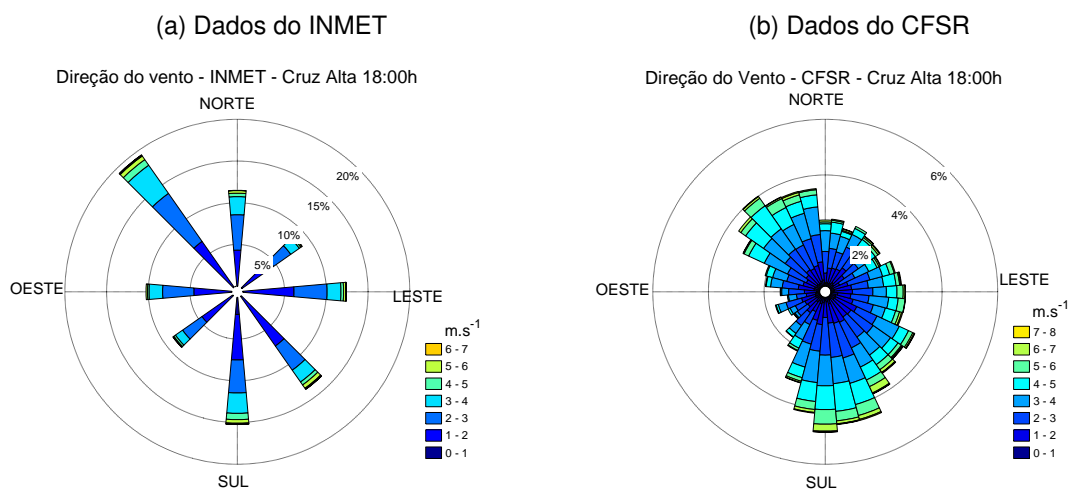


Figura A.13: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Santa Maria de 0000 UTC (figura A.13a). A figura A.13b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.

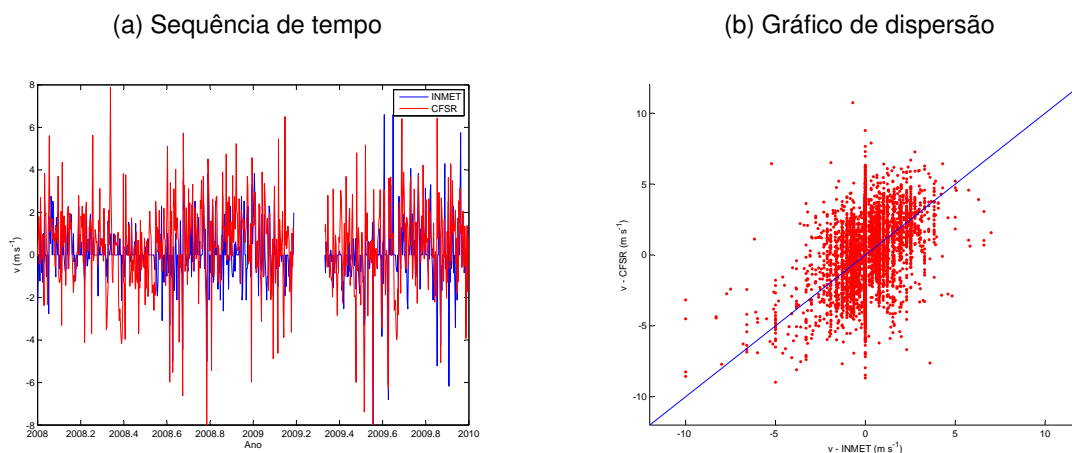


Figura A.14: Direção do vento na estação de Santa Maria as 0000 UTC. A figura A.14a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.14b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Santa Maria.

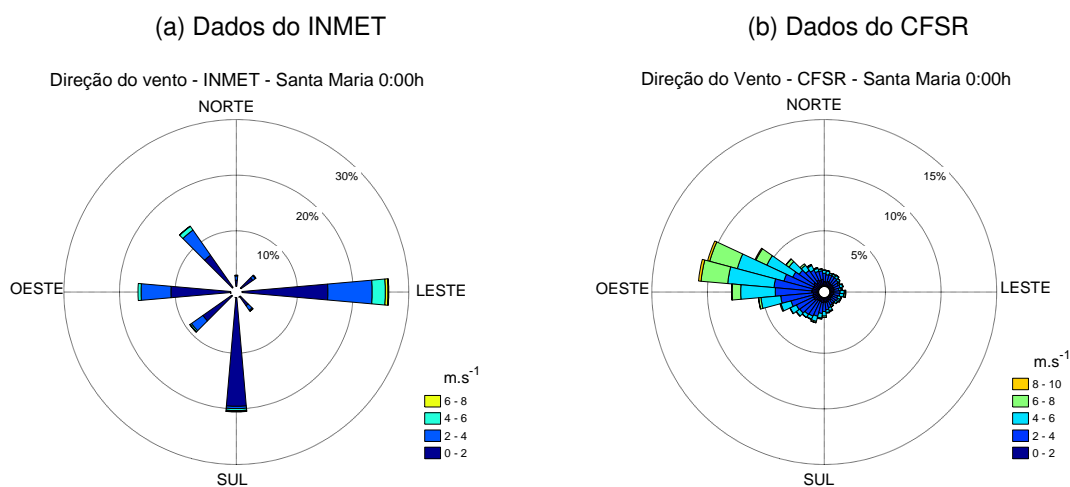
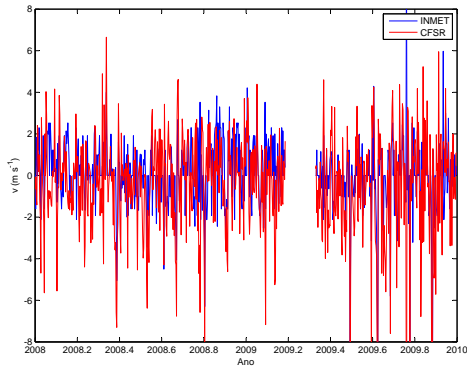


Figura A.15: Mesmo que figura A.13, porém para as 1200 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

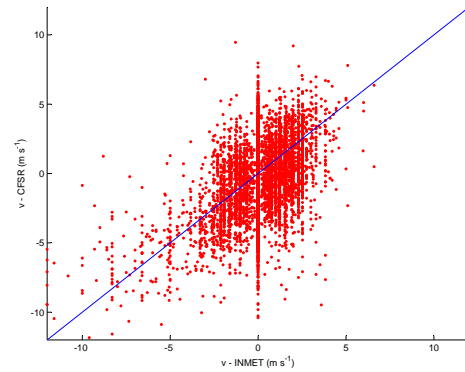
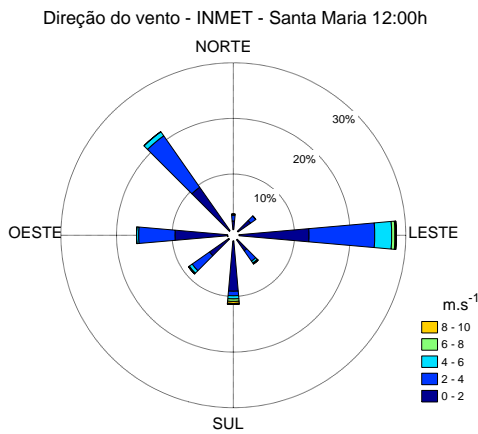


Figura A.16: Mesmo que figura A.14, porém para as 1200 UTC.

(a) Dados do INMET



(b) Dados do CFSR

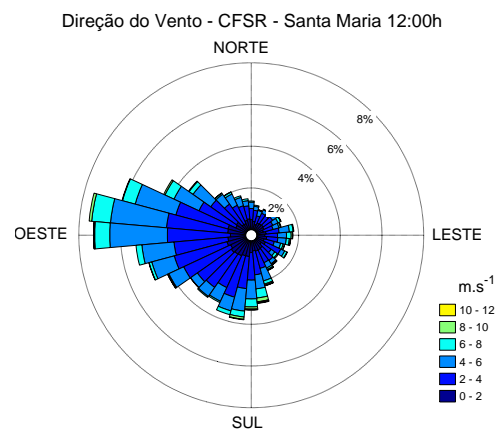
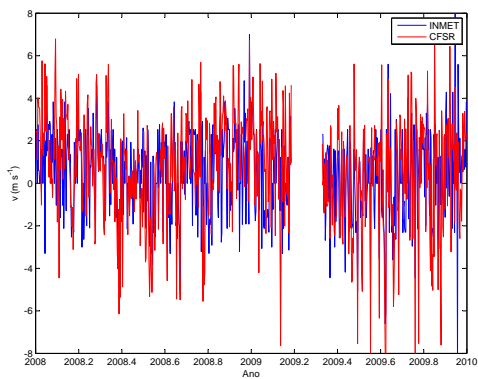


Figura A.17: Mesmo que figura A.13, porém para as 1800 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

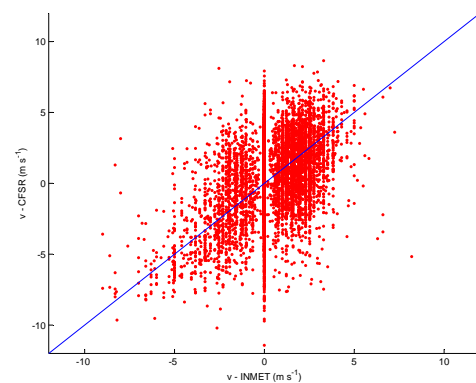


Figura A.18: Mesmo que figura A.14, porém para as 1800 UTC.

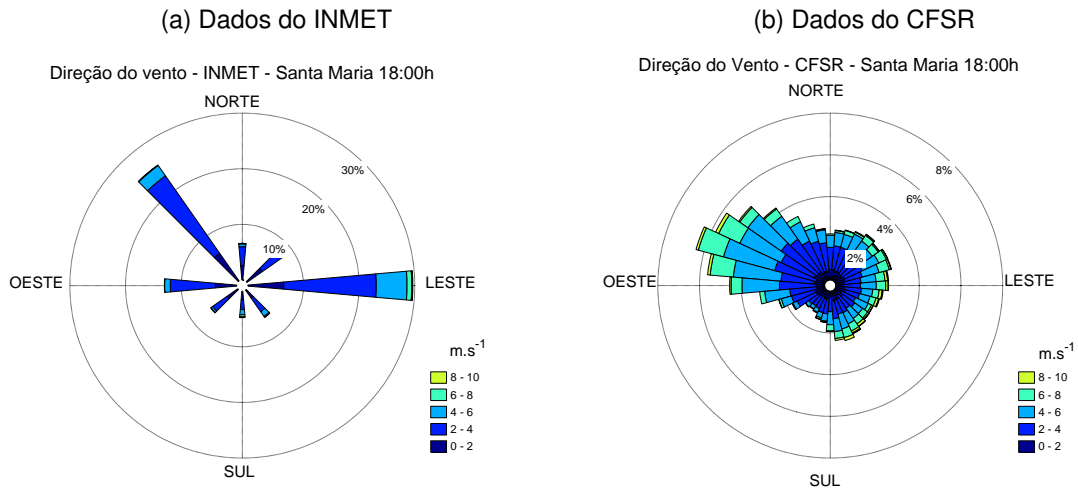


Figura A.19: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Santana do Livramento de 0000 UTC (figura A.1a). A figura A.19b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.

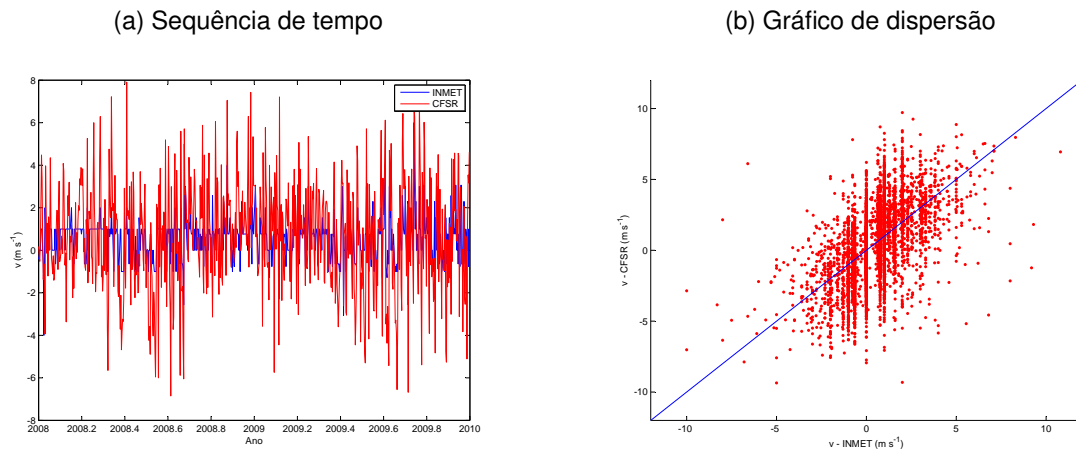




Figura A.20: Direção do vento na estação de Santana do Livramento as 0000 UTC. A figura A.20a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.20b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Santana do Livramento.

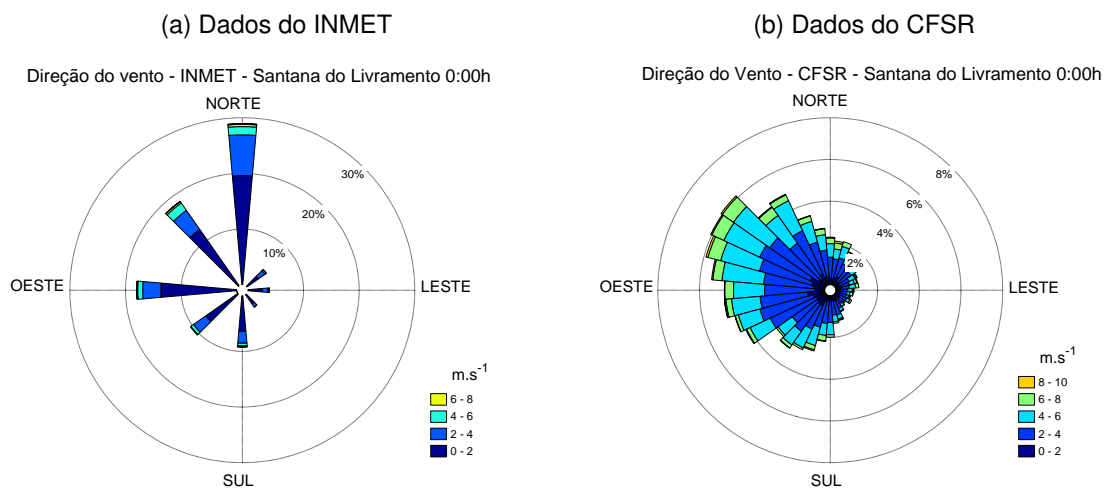


Figura A.21: Mesmo que figura A.19, porém para as 1200 UTC.

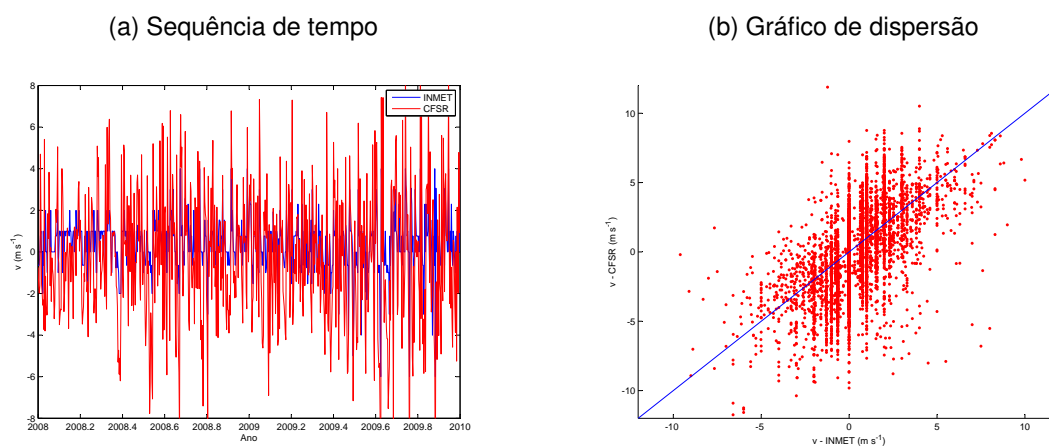


Figura A.22: Mesmo que figura A.20, porém para as 1200 UTC.

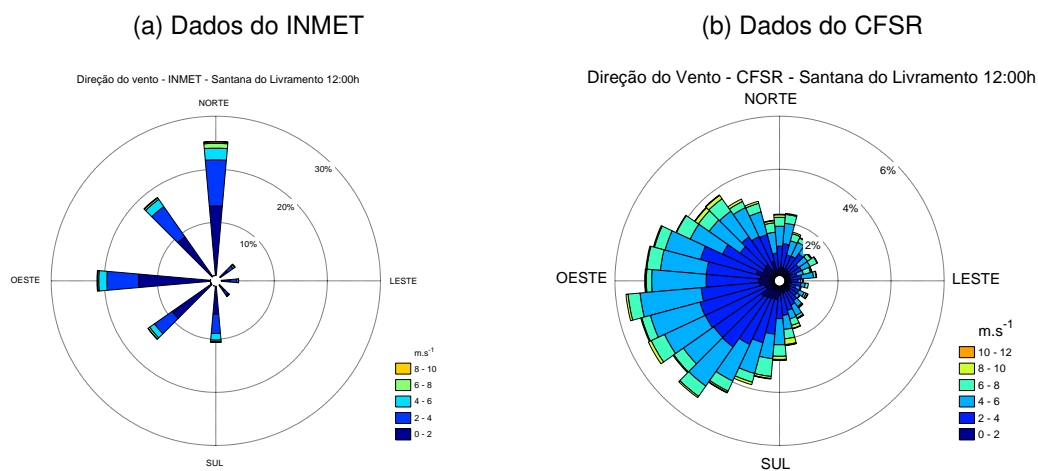


Figura A.23: Mesmo que figura A.19, porém para as 1800 UTC.

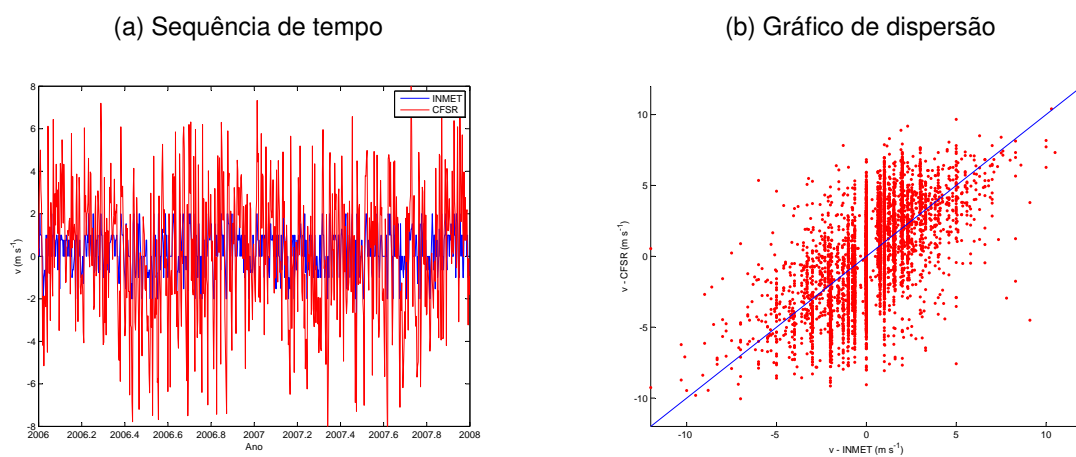


Figura A.24: Mesmo que figura A.20, porém para as 1800 UTC.

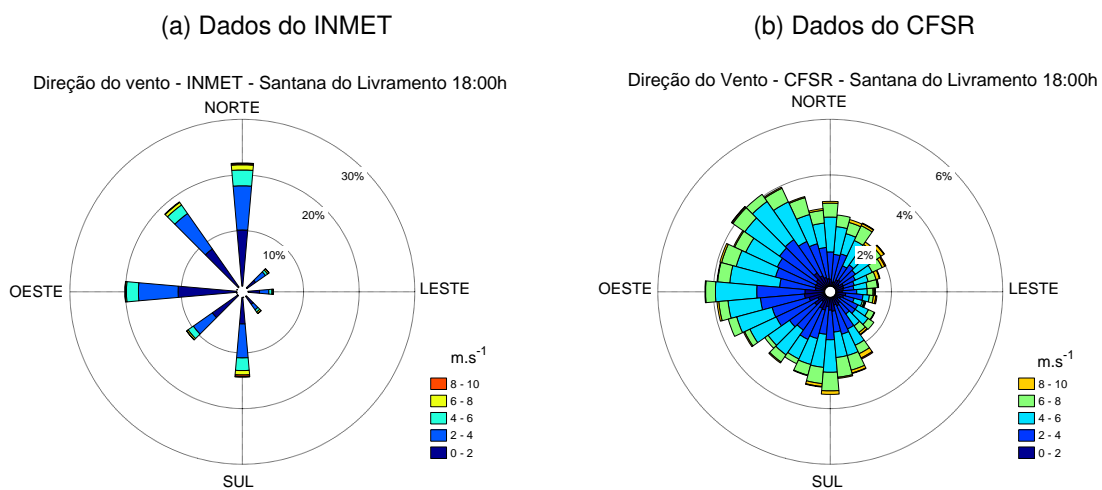


Figura A.25: Séries temporais de  $v_{rean}$  (linha vermelha) e  $v_{est}$  (linha azul), entre os anos de 2008 e 2010, na estação Uruguiana de 0000 UTC (figura A.25a). A figura A.25b mostra o diagrama de dispersão para as mesmas variáveis, mas para todo o período de análise.

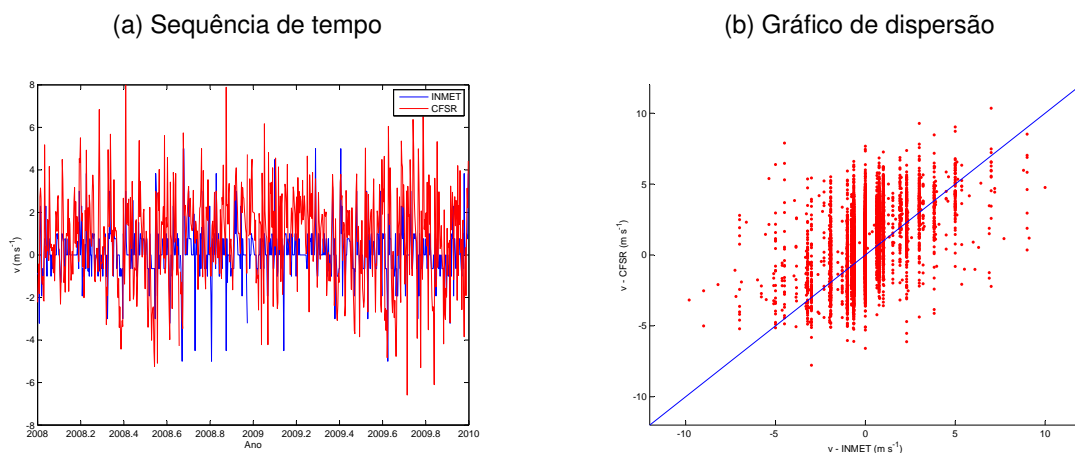


Figura A.26: Direção do vento na estação de Uruguiana as 0000 UTC. A figura A.26a mostra a direção do vento medida na estação meteorológica enquanto que a figura A.26b, mostra os resultados obtidos utilizando a equação 3.3 e as componentes do vento a 10 m no ponto de grade, da reanálise do CFSR, mais próximo da de Uruguiana.

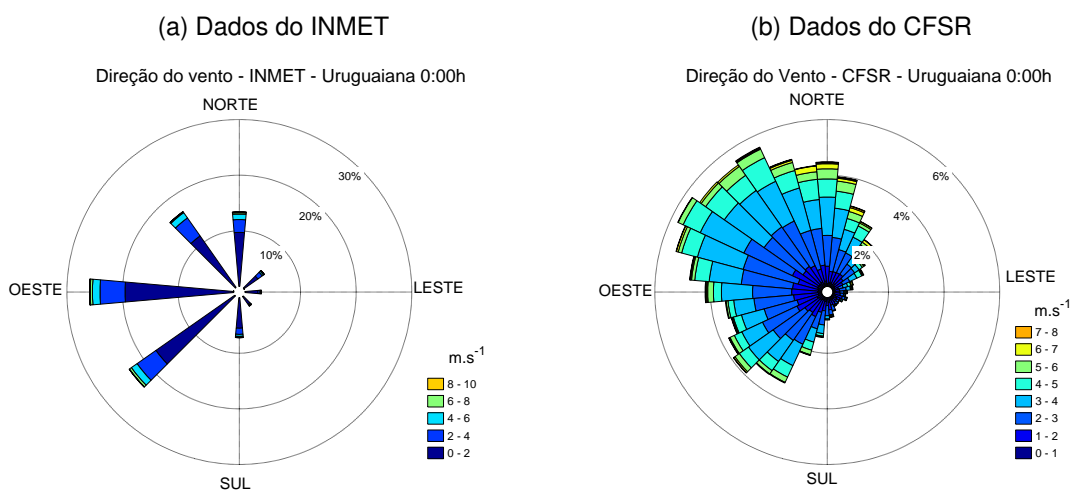
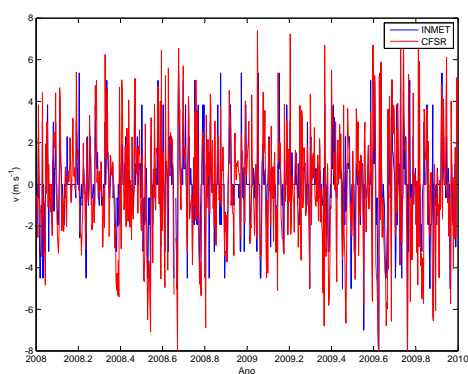


Figura A.27: Mesmo que figura A.25, porém para as 1200 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

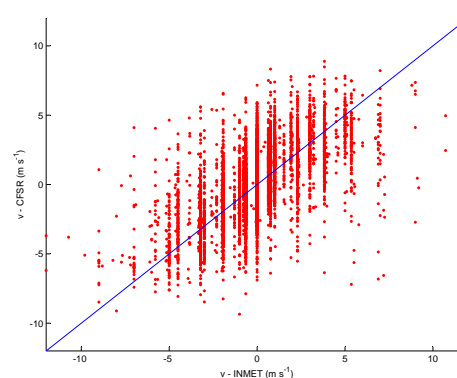
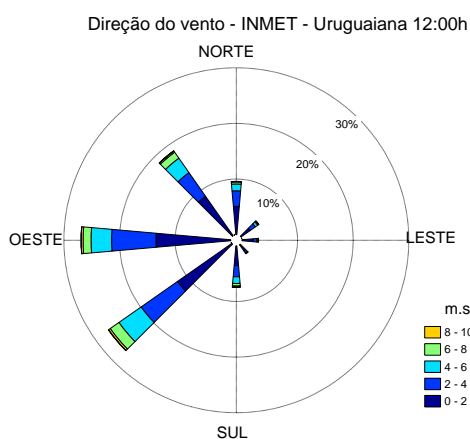


Figura A.28: Mesmo que figura A.26, porém para as 1200 UTC.

(a) Dados do INMET



(b) Dados do CFSR

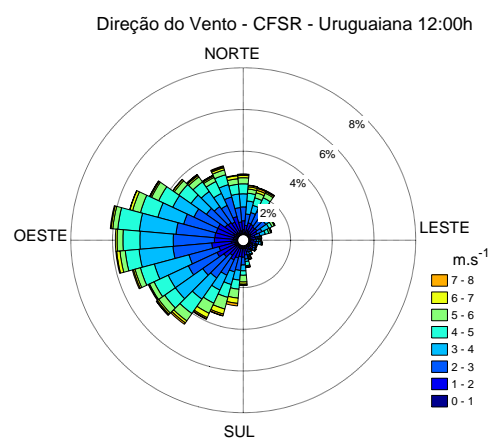
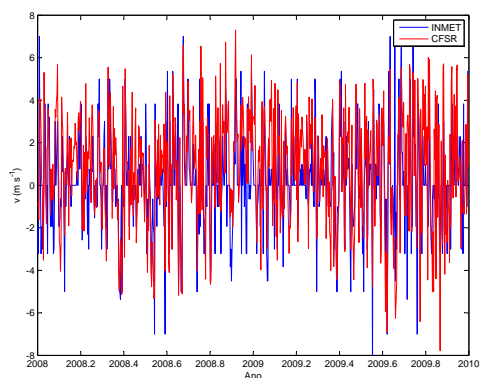


Figura A.29: Mesmo que figura A.25, porém para as 1800 UTC.

(a) Sequência de tempo



(b) Gráfico de dispersão

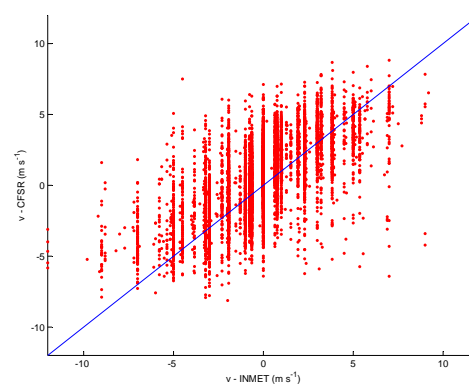
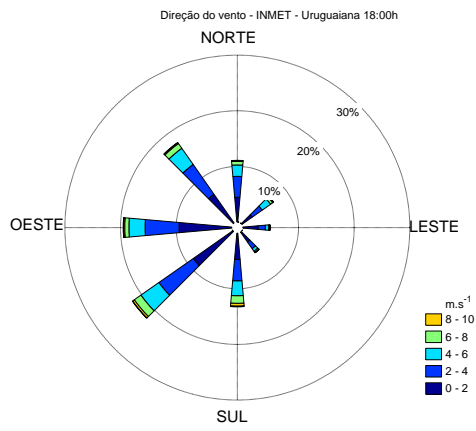
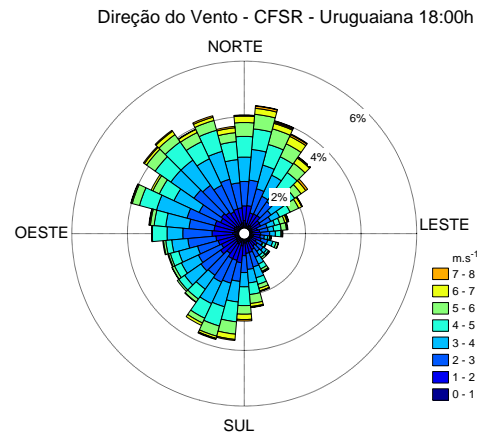


Figura A.30: Mesmo que figura A.26, porém para as 1800 UTC.

(a) Dados do INMET



(b) Dados do CFSR



## Anexo B – Mapas de Vento

Figura B.1: Mesmo que figura 4.11, porém para 50 m acima da superfície.

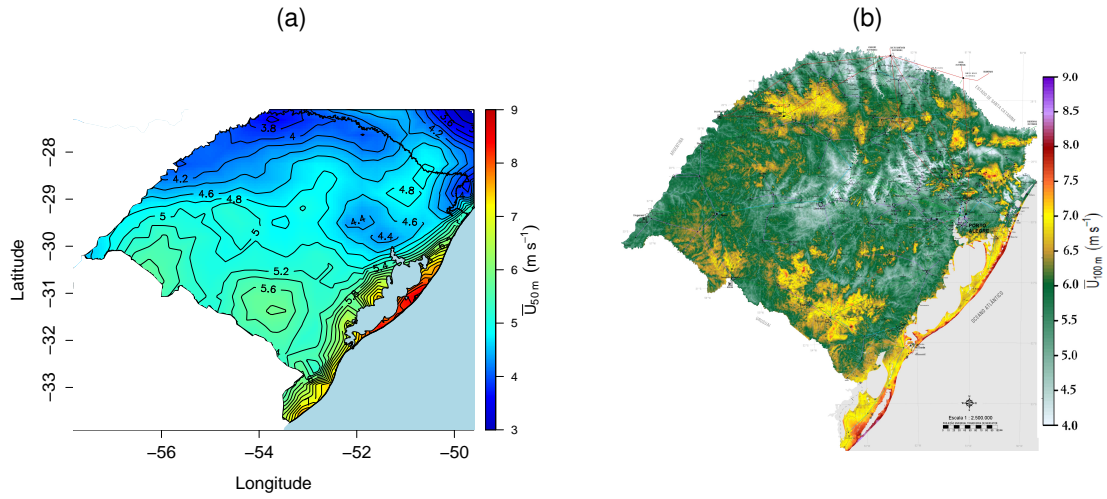
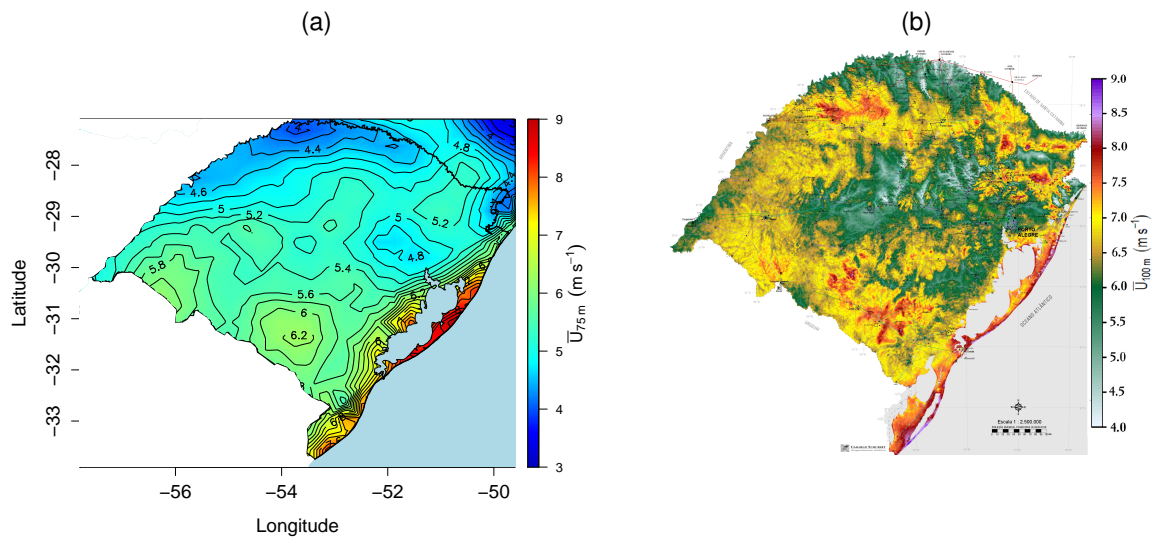


Figura B.2: Mesmo que figura 4.11, porém para 75 m acima da superfície.



## Anexo C – Mapas de potencial eólico

Figura C.1: Mapa do potencial eólico do Rio Grande do sul a 50 m, calculados com base nos dados da reanálise meteorológica do CFSR

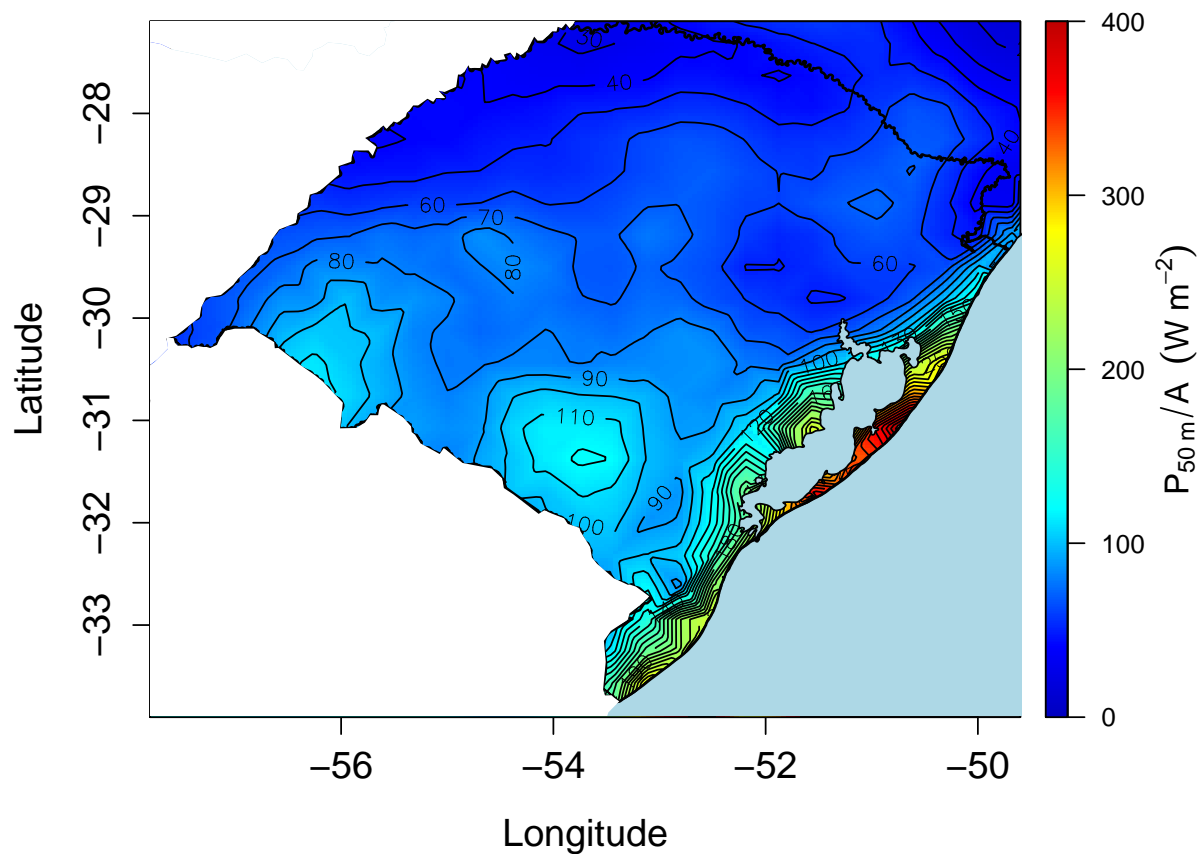
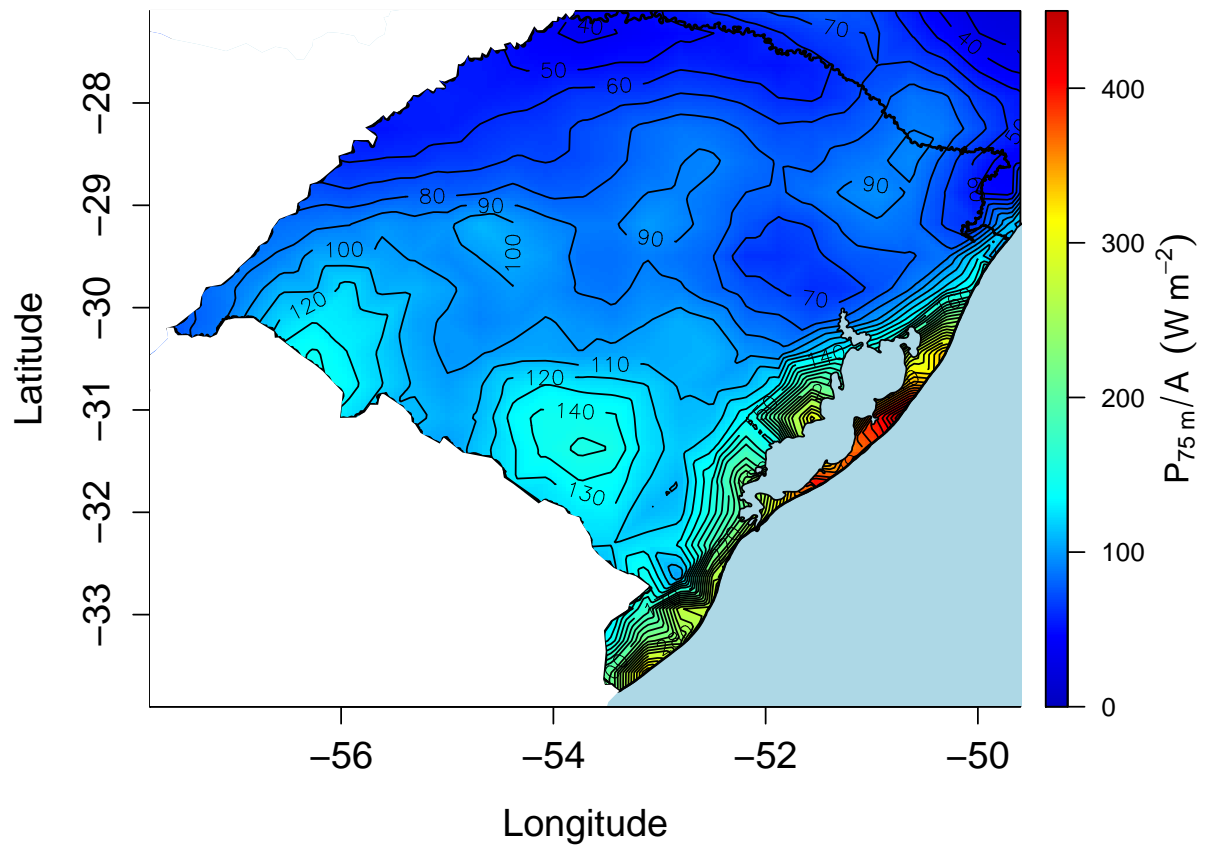


Figura C.2: Mapa do potencial eólico do Rio Grande do sul a 75 m, calculados com base nos dados da reanálise meteorológica do CFSR





## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEEOLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico - Junho de 2014**. 2014. Acesso em: 27 de Jul. de 2014. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/images/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Junho-2014-Publico.pdf>>.
- AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de Jesus Lima da. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul**. first. Porto Alegre - RS, Brasil: SEMC, 2002.
- ARYA, P. S. **Introduction to micrometeorology**. [S.l.]: Academic press, 2001.
- BREEZE, P. **Power Generation Technologies**. first. UK: Newnes, 2005.
- BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind energy handbook**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- BUSINGER, J. A.; WYNGAARD, J. C.; IZUMI, Y.; BRADLEY, E. F. Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 28, n. 2, p. 181–189, 1971.
- CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GÓMEZ-GESTEIRA, M.; SANTOS, C. S. WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalyses: Comparison with observed data for Portugal. **Applied Energy**, v. 117, p. 116–126, December 2013.
- CHANDRAMOWLI, S. N.; FELDER, F. A. Impact of climate change on electricity systems and markets – A review of models and forecasts. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 5, p. 62–74, November 2013.
- CHEN, F.; PIELKE, R. A.; MITCHELL, K. Development and application of land-surface models for mesoscale atmospheric models: Problems and promises. **Land surface hydrology, meteorology, and climate: Observations and modeling**, Wiley Online Library, p. 107–135, 2001.
- E-LEE. **História dos Aerogeradores**. Julho 2014. Disponível em: <<http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Generalites/GeneralitesEolienhistorique.htm>>.
- FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. **Introdução a Mecânica dos Fluidos**. Rio de Janeiro: 4ª Edição, LTC Livros Técnicos e Científicos SA, 1995.
- HANNA, S. R. Hybrid Plume Dispersion Model (HPDM) Development and Evaluation. **Journal of applied Meteorology**, v. 28, p. 206–223, 1988.
- HEMERY, D.; BEBIER, J. C.; DELEAGE, J. P. **Uma História da Energia**. Brasília, Brasil: Editora Universidade de Brasília, 1993.
- HOLTSLAG, A.; BRUIN, H. D. Applied modeling of the nighttime surface energy balance over land. **Journal of Applied Meteorology**, v. 27, n. 6, p. 689–704, 1988.

LILÉO, S.; PETRIK, O. Investigation on the use of NCEP/NCAR, MERRA and NCEP/CFSR reanalysis data in wind resource analysis. **European Wind Energy Association**, 2011.

MAHRT, L.; VICKERS, D. Extremely weak mixing in stable conditions. **Bound.-Layer Meteor.**, Springer, v. 119, n. 1, p. 19–39, 2006.

MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. 2004. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2004.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; CHAGAS, R. C.; NETO, S. L. M.; PEREIRA, E. B.; ANDRADE, E.; THOMAZ, C. Projeto SONDA - Rede Nacional de estações para coleta de dados meteorológicos Aplicados ao Setor de Energia. **I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Abril 2007.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O Aproveitamento da Energia Eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, p. 1304–13, October 2007.

MATHEW, S. **Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. Malapuram: Springer, 2006. 252 p.

MELO, E. A trajetória da Fonte Eólica de Energia e a sua Competitividade. **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2014. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/artigos/115-a-trajeta-fonte-edee> jul. 2014.

MONIN, A.; OBUKHOV, A. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. **Contrib. Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR**, v. 151, p. 163–187, 1954.

MONTEZANO, B. E. M. **Estratégias para Identificação de Sítios Eólicos Promissores Usando Sistema de Identificação Geográfica e Algoritmos Evolutivos**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, 2012.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C.; HUBELE, N. F. **Estatística Aplicada à Engenharia**. second. Rio de Janeiro, Brasil: LTC, 2004.

PINTO, C.; GUEDES, R.; PINTO, P.; FERREIRA, M. NCEP/NCAR Reanalysis Data for the Portuguese Mainland. **MEGAJoule**, 2007.

PINTO, M. de O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, Brasil: LTC, 2013.

RAVE, K.; SAWYER, S. **Global Wind Report Anual Market Update 2013**. [S.l.]: World Wind Energy Association WWEA, 2014.

RIO, J. F. G. do. **Estimativas Preliminares do Potencial Eólico na Ausência de Dados de Vento Locais**. 2008. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.

SAHA, S.; MOORTHI, S.; PAN, H.-L.; WU, X.; WANG, J.; NADIGA, S.; TRIPP, P.; KISTLER, R.; WOOLLEN, J.; BEHRINGER, D. et al. The ncep climate forecast system reanalysis. **Bulletin of the American Meteorological Society**, American Meteorological Society, v. 91, n. 8, p. 1015–1057, 2010.

SAHA, S.; MOORTHY, S.; PAN, H.-L.; WU, X.; WANG, J.; NADIGA, S.; TRIPP, P. ck; KISTLER, R.; EN, J. W.; BEHRINGER, D. d; LIU, H.; STOKES, D.; GRUMBINE, R.; GAYNO, G.; WANG, J.; HOU, Y.-T.; CHUANG, H. ya; JUANG, H.-M. H.; SELA, J.; IREDELL, M.; TREADON, R.; KLEIST, D.; T, P. V. D.; KEYSER, D.; DERBER, J.; EK, M.; MENG, J. e; WEI, H.; YANG, R. an; LORD, S.; DOOL, H. van den; KUMAR, A.; WANG, W. u; LONG, C.; IAH, M. C.; XUE, Y.; HUANG, B. n; SCHEMM, J.-K.; EBISUZAKI, W. ey; LIN, R.; XIE, P.; CHEN, M.; ZHOU, S.; HIGGINS, W.; ZOU, C.-Z.; LIU, Q.; CHEN, Y.; HAN, Y.; CUCURULL, L.; REYNOLDS, R. W.; RUTLEDGE, G.; GOLDBERG, M. The NCEP climate forecast system reanalysis. **American Meteorological Society**, v. 91, p. 1015–1057, August 2010.

SIMAS, M. S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável do Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produtora ampliada**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2012.

STULL, R. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1988. 666 p.

TRENBERTH, K. E.; DOLE, R.; XUE, Y.; ONOGI, K.; DEE, D.; BALMASEDA, M.; BOSILOVICH, M.; SCHUBERT, S.; LARGE, W. Atmospheric reanalyses: a major resource for ocean product development and modeling. **Proceedings of OceanObs'09: Sustained Ocean Observations and Information for Society**, Venice, Italy, v. 2, p. 116–126, 2010.

von Storch, H.; LANGENBERG, H.; FESER, F. A spectral nudging technique for dynamical downscaling purposes. **Monthly weather review**, v. 128, n. 10, p. 3664–3673, 2000.

WORDPRESS. **Energia Eólica: Como funciona?** Julho 2014. Disponível em: <<http://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/componentes-de-um-aerogerador/>>.

YOSHIMURA, K.; KANAMITSU, M. Dynamical global downscaling of global reanalysis. **Monthly Weather Review**, v. 136, n. 8, p. 2983–2998, 2008.