

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**ESTUDO SOBRE O IMPACTO DO AVANÇO TECNOLÓGICO NO POTENCIAL
EÓLICO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

por

Luís Henrique Driemeier

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, março de 2014

ESTUDO SOBRE O IMPACTO DO AVANÇO TECNOLÓGICO NO POTENCIAL
EÓLICO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

por

Luís Henrique Driemeier
Engenheiro Eletricista

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientadora: Prof.^a Dra. Adriane Prisco Petry

Aprovada por:

Dra. Jussara Maria Leite Mattuella – LAC/UFRGS

Prof. Dr. Arno Krenzinger - PROMEC/ UFRGS

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider – PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Rogério José Marczak
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, dia 28 de março de 2014

*Aos meus pais,
meus primeiros mestres.*

AGRADECIMENTOS

A minha orientadora, Prof.^a Dra. Adriane Prisco Petry, pelo apoio, dedicação e orientação durante a elaboração desta dissertação. Aos secretários do PROMEC pela colaboração e atenção e à Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelo ensino gratuito e de qualidade.

Aos meus colegas e chefes na Companhia Estadual de Energia Elétrica, em especial ao Pedro, Zeca e Elesbão, os quais viabilizaram a minha participação nas aulas presenciais, requisito para a conclusão desta pós-graduação.

A minha namorada, Amanda, pela paciência, compreensão e incentivo durante toda essa caminhada.

Aos meus pais pelo apoio incondicional.

*Quando os ventos de mudança sopram,
umas pessoas levantam barreiras,
outras constroem moinhos de vento.*
Érico Veríssimo

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação do impacto do avanço tecnológico no potencial eólico do Rio Grande do Sul, a partir da evolução verificada nos aerogeradores desde o ano de 2002, data da publicação do atual Atlas Eólico do estado. Para tal, é exposto um panorama da energia eólica no Brasil e no mundo, assim como as características das circulações globais de massas de ar e os fenômenos que dão origem aos principais deslocamentos sobre o estado, bem como o comportamento do vento dentro da camada limite atmosférica. Para embasar o desenvolvimento desse trabalho são apresentadas as principais evoluções tecnológicas verificadas no período e como elas contribuíram para o aumento da competitividade da fonte, bem como as tendências para as futuras gerações de aerogeradores. Para realizar a estimativa do novo potencial eólico do estado desenvolveu-se uma ferramenta que converte a imagem dos mapas publicados no Atlas Eólico em uma matriz de valores, o que é realizado comparando a cor de cada pixel dos mapas às respectivas legendas. Tratando-se matematicamente os dados obtidos dos mapas de velocidade média de vento, fator de forma k e densidade do ar é possível calcular o potencial energético de cada um dos pontos dessa matriz de dados. Este potencial é obtido a partir da integração das curvas de potência, corrigidas para cada densidade do ar, com as distribuições de probabilidade de Weibull, calculadas a partir da velocidade média de vento e fator de forma de cada local do estado. De modo a validar o procedimento de cálculo utilizado, os resultados da integração, com o emprego da mesma curva de potência utilizada no Atlas Eólico, são comparados com os dados energéticos publicados no documento. Ao considerar aerogeradores mais modernos, com base na mesma metodologia de cálculo, o potencial eólico estimado para o Rio Grande do Sul, para localidades com ventos a partir de 7 m/s de média anual, aumentou em 65% sua capacidade de geração na altura de 75 m, alcançando um total de 219,26 TWh/ano. Nas mesmas condições, na altura de 100 m, o aumento foi de 61%, obtendo-se um potencial energético de 398,53 TWh/ano. Para ambas alturas citadas não há alteração significativa na potência instalável, estimada em 54,33 MW e 119,00 MW, respectivamente. A partir do banco de dados criado foi possível projetar, com base na lei logarítmica, a distribuição de vento nas alturas de 125 m e 150 m, anteriormente não apresentados no Atlas do estado. Nessas alturas o potencial teórico estimado foi de 761,94 TWh/ano e 872,30 TWh/ano, a partir de uma potência instalável de 211,31 MW e 270,25 MW, respectivamente.

Palavras-chave: Energia Eólica; Potencial Eólico; Atlas Eólico; Tecnologia; Análise de Cores

ABSTRACT

This paper intends to evaluate the impact of the technological advances on the wind power potential of the state of Rio Grande do Sul, based on the developments in wind turbines since 2002, year of publication of the current Wind Atlas. It is exposed an overview of the wind energy in Brazil and in the World, as well as the characteristics of the wind global circulation and the phenomena that give rise to the main wind displacements on the state area and the behavior of the wind within the atmospheric boundary layer. To support the development of this work, the main technological developments in the period and how they contributed to improve the competitiveness of this source are presented, as well as the trends for future wind turbines generations. In order to estimate a new wind potential for the state of Rio Grande do Sul, a program that compares the colors of each pixel on the maps published in the Wind Atlas with their captions, generating a matrix of data was developed. With the data obtained from the maps of the average wind speed, factor k and air density, it is possible to calculate the energy potential at each point of the matrix. This potential is obtained from the integration of power curves, corrected for each air density, using the Weibull probability distributions, calculated from the mean wind speed and form factor at each local of the state area. In order to validate the procedure, the results of the integration, applying the same power curve used in the Wind Atlas, are compared with the amount of energy published on the document. Making use of the modern wind turbines, based on the same calculation methodology, the wind energy potential of the Rio Grande do Sul, considering only sites with annual wind average speed higher than 7 m/s, increased its generation capacity at the height of 75 m by 65 %, reaching a total of 219.26 TWh/year. Under the same conditions, at the height of 100 m, the increase was 61 %, yielding an energy potential of 398.53 TWh/year. For both heights, there are not significant changes in the installable potential, estimated at 54.33 MW and 119.00 MW, respectively. From the database created it was possible to estimate, based on the logarithmic law, the distribution of the wind at heights of 125 m and 150 m, not previously presented in the Atlas of the state. At such heights, the estimated theoretical potential is 761.94 TWh/year and 872.30 TWh/year, with an installed capacity of 211.31 MW and 270.25 MW, respectively.

Keywords: Wind Energy, Wind Potential; Wind Atlas, Technology, Color Analysis

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	AVANÇOS TECNOLÓGICOS.....	2
1.2	OBJETIVO E JUSTIFICATIVA	3
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	4
2	PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA	6
2.1	NO MUNDO.....	7
2.2	NO BRASIL.....	9
2.2.1	<i>Passado</i>	9
2.2.2	<i>Presente</i>	13
2.2.3	<i>Futuro</i>	15
3	ENERGIA EÓLICA.....	18
3.1	ORIGEM DO VENTO	18
3.2	ESCALAS DE MOVIMENTO DO AR	19
3.2.1	<i>Circulação Geral de Vento</i>	19
3.2.2	<i>Escala Sinótica</i>	22
3.2.3	<i>Mesoescala</i>	23
3.2.4	<i>Circulações no Rio Grande do Sul</i>	23
3.3	POTÊNCIA DISPONÍVEL NO VENTO	26
3.4	DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIAS.....	28
3.5	AEROGERADOR.....	30
3.5.1	<i>Componentes</i>	32
3.5.2	<i>Curva de Potência</i>	33
3.5.3	<i>Classes de Vento</i>	34
3.6	ENERGIA.....	34
4	CAMADA LIMITE	36
4.1	CAMADA LIMITE ATMOSFÉRICA	37
4.1.1	<i>Topografia do Terreno</i>	37
4.1.2	<i>Rugosidade do Terreno</i>	39
4.2	PERFIS DE VELOCIDADE DO ESCOAMENTO	40
4.2.1	<i>Lei Logarítmica</i>	40
4.2.2	<i>Lei da Potência</i>	41
5	ATLAS EÓLICO DO RS.....	42
5.1	OS VENTOS NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL.....	42
5.2	TECNOLOGIA DAS MÁQUINAS.....	45
5.3	TORRES DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICAS	46
5.4	RELEVO E RUGOSIDADE	47
5.5	MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	49
5.6	VALIDAÇÃO E INCERTEZAS	49
5.7	CONCLUSÕES DO ATLAS.....	52
6	EVOLUÇÃO DOS AEROGERADORES	54
6.1	PRINCIPAIS AVANÇOS.....	54
6.1.1	<i>Dimensões do Aerogerador</i>	56
6.1.2	<i>Curvas de Potência</i>	60
6.1.3	<i>Fatores de Capacidade</i>	63
6.1.4	<i>Custos</i>	64
6.2	TENDÊNCIAS.....	66

6.2.1	<i>Dimensão das Máquinas</i>	66
6.2.2	<i>Torres</i>	67
6.2.3	<i>Pás</i>	68
6.2.4	<i>Controle</i>	70
6.2.5	<i>Sistema de Transmissão e Gerador Elétrico</i>	70
6.2.6	<i>Outros Destaques</i>	71
6.2.7	<i>Custos</i>	72
7	METODOLOGIA DE LEITURA DOS MAPAS	74
7.1	PROCESSO DE LEITURA DAS CORES.....	74
7.1.1	<i>Arquivos BITMAP</i>	75
7.1.2	<i>Legenda</i>	76
7.1.3	<i>Transformação de Cores em Valores</i>	81
7.2	PERTURBAÇÕES NOS MAPAS	89
7.3	DIMENSÕES DOS MAPAS	92
7.4	GEORREFERENCIAMENTO.....	93
8	RESULTADOS E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA	94
8.1	RESULTADOS DA LEITURA DOS MAPAS.....	94
8.1.1	<i>Fator de Forma k</i>	94
8.1.2	<i>Mapa Densidade do Ar</i>	97
8.1.3	<i>Mapa 50 m</i>	99
8.1.4	<i>Mapa 75 m</i>	102
8.1.5	<i>Mapa 100 m</i>	105
8.2	CÁLCULO DE ENERGIA	108
8.2.1	<i>Distribuição de Frequências de Vento</i>	109
8.2.2	<i>Obtenção da Curva de Potência</i>	110
8.2.3	<i>Outras Premissas</i>	111
8.2.4	<i>Cálculo da Energia</i>	111
8.2.5	<i>Resumo Cálculo de Energia</i>	112
8.2.6	<i>Resultados do Cálculo de Energia</i>	113
8.2.7	<i>Desvios</i>	114
8.2.8	<i>Necessidade de Correção</i>	115
8.3	VELOCIDADE DE VENTO EM OUTRAS ALTURAS	116
9	POTENCIAL EÓLICO DO RS COM AVANÇO TECNOLÓGICO	121
9.1	NOVOS MAPAS DE VELOCIDADE DE VENTO	121
9.2	ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO.....	122
9.2.1	<i>Potencial Atualizado a 75 m</i>	123
9.2.2	<i>Potencial Atualizado a 100 m</i>	125
9.2.3	<i>Potencial a 125 m</i>	128
9.2.4	<i>Potencial a 150 m</i>	129
10	CONCLUSÕES	131
11	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Moinhos de Vento da Pérsia e da Holanda	6
Figura 2.2 - Potência Eólica Instalada Mundialmente.....	7
Figura 2.3 - Projeções de Crescimento da Capacidade Instalada Mundial até 2017.....	9
Figura 2.4 - Evolução da Potência Comercializada em Energia Eólica - Leilões ACR.....	12
Figura 2.5 - Evolução dos Preços e da Garantia Física - Leilões ACR.....	13
Figura 2.6 - Quantidade de Parques Eólicos por Estado	14
Figura 2.7 - Distribuição Espacial dos Parques Eólicos.....	14
Figura 2.8 - Fabricantes de Aerogeradores e Equipamentos Instalados no Brasil	15
Figura 2.9 - Evolução Projetada da Matriz Elétrica Brasileira.....	16
Figura 2.10 - Empreendimentos Eólicos Habilitados pela EPE.....	16
Figura 3.1 - Modelo de Circulação Atmosférica de Três Células	20
Figura 3.2 - Oscilação dos Centros de Alta/Baixa Pressão	21
Figura 3.3 - Rosa dos Ventos Gaúchos	25
Figura 3.4 - Carta Sinótica 06/03/2012	25
Figura 3.5 - Tubo de Vazões	27
Figura 3.6 - Distribuição de Frequências de Velocidade de Vento.....	29
Figura 3.7 - Esforços Incidentes no Perfil Aerodinâmico da Pá	30
Figura 3.8 - Componentes de um Aerogerador	32
Figura 3.9 - Curva de Potência de um Aerogerador	33
Figura 3.10 - Cálculo da Energia Produzida por um Aerogerador.....	34
Figura 4.1 - Formação da Camada Limite em Escoamento sobre Placa Plana	36
Figura 4.2 - Caracterização do Escoamento de Ar sobre uma Elevação.....	38
Figura 4.3 - Comportamento do Escoamento frente a um Obstáculo	38
Figura 5.1 - Sazonalização dos Regimes de Vento no Estado do RS.....	43
Figura 5.2 - Distribuição de Frequências de Direção do Vento no RS	44
Figura 5.3 - Curvas de Potência utilizadas no Atlas Eólico do RS	45
Figura 5.4 - Localização das Torres de Medição Anemométrica.....	46
Figura 5.5 - Torres de Medição e Relevo de Entorno	47
Figura 5.6 - Mosaico LANDSAT5 Renderizado sobre o Modelo de Relevo.....	48
Figura 5.7 - Diferenças entre Resultado do Modelo <i>MesoMap</i> e Medições	50
Figura 5.8 - Incertezas na Velocidade Média de Vento no RS.....	51
Figura 5.9 - Principais Regiões do Potencial Eólico do Estado do RS	52
Figura 5.10 - Potencial Eólico Estimado do Rio Grande do Sul	53
Figura 6.1 - Evolução das Dimensões dos Aerogeradores	57
Figura 6.2 - Distribuição Anual de Aerogeradores por Faixas de Potência - EUA.....	58
Figura 6.3 - Características Médias dos Aerogeradores Instalados Anualmente - EUA.....	59
Figura 6.4 - Comparação entre Curvas de Potência - Máquinas de 1.500 kW.....	60
Figura 6.5 - Comparação entre Curvas de Potência - Máquinas de 3.000 kW.....	62
Figura 6.6 - Aumento dos Fatores de Capacidade dos Aerogeradores entre 2002 e 2013.....	63
Figura 6.7 - Comparação entre os Fatores de Capacidade PROINFA e PÓS-PROINFA.....	64
Figura 6.8 - Evolução dos Custos de Instalação de um Projeto Eólico	65
Figura 6.9 - Comparação entre os Custos de Geração 2012-13 com 2002-03	65
Figura 6.10 - Evolução e Projeção da Altura das Torres e Diâmetro dos Rotores.....	67
Figura 6.11 - Pá Deformável em Teste na Califórnia.....	68
Figura 6.12 - Localização dos <i>Microtabs</i> na Pá	69
Figura 6.13 - Configuração de Flap na Borda de Fuga da Pá.....	70
Figura 6.14 - Configuração de Geradores: Caixa de Engrenagens ou Sistema Direto.....	71

Figura 6.15 - Previsão de Redução de Custos na Geração Eólica até 2020	73
Figura 6.16 - Expectativa de Redução de Preços para a Fonte de Energia Eólica	73
Figura 7.1 - Esquema de Mapa de Dados de Arquivo BITMAP.....	76
Figura 7.2 - Componentes RGB da Legenda de Velocidade Média de Vento.....	77
Figura 7.3 - Zoom na Legenda de Velocidade Média de Vento.....	77
Figura 7.4 - Padrão de Cores para os Mapas de Velocidade Média de Vento	78
Figura 7.5 - Componentes RGB da Legenda de Fator de Forma k	79
Figura 7.6 - Padrão de Cores para o Mapa de Fator de Forma k.....	80
Figura 7.7 - Componentes RGB da Legenda de Densidade do Ar.....	80
Figura 7.8 - Padrão de Cores para o Mapa de Densidade do Ar	81
Figura 7.9 - Comportamento da Variável Diferença	84
Figura 7.10 - Processo de Correção	85
Figura 7.11 - Zoom na Matriz de Velocidade de Média de Vento - Mapa 50 m	86
Figura 7.12 - Esquema do Processo de Transformação de Cores em Valores	87
Figura 7.13 - Validação Legenda de Velocidade Média de Vento.....	88
Figura 7.14 - Validação Legenda Fator de Forma k.....	88
Figura 7.15 - Validação Legenda Densidade do Ar	89
Figura 7.16 - Perturbações na Imagem do Atlas	89
Figura 7.17 - Leitura de uma LT e seu Impacto nas Células Vizinhas.....	90
Figura 7.18 - Resultado por Etapas da Leitura das Velocidades Médias de Vento.....	91
Figura 7.19 - Extremidades Controladas para Manter o Georreferenciamento.....	93
Figura 8.1 - Resultado do Processamento - Mapa Fator de Forma k	95
Figura 8.2 - Atlas - Mapa Fator de Forma k.....	95
Figura 8.3 - Distribuição dos Erros - Mapa Fator de Forma k	96
Figura 8.4 - Resultado do Processamento - Mapa Densidade do Ar.....	97
Figura 8.5 - Atlas - Mapa Densidade do Ar	98
Figura 8.6 - Distribuição dos Erros - Mapa Densidade do Ar.....	99
Figura 8.7 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m.....	100
Figura 8.8 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m	100
Figura 8.9 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 50 m	101
Figura 8.10 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m.....	102
Figura 8.11 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m.....	103
Figura 8.12 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m	103
Figura 8.13 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 75 m	104
Figura 8.14 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m.....	105
Figura 8.15 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m.....	106
Figura 8.16 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m	106
Figura 8.17 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 100 m	107
Figura 8.18 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m.....	108
Figura 8.19 - Correção das Curvas de Potência Devido a Variação da Densidade do Ar.....	110
Figura 8.20 - Esquema do Processo de Cálculo da Energia	112
Figura 8.21 - Comparação Distribuição de Energia - 50 m.....	113
Figura 8.22 - Comparação Distribuição de Energia - 75 m.....	113
Figura 8.23 - Comparação Distribuição de Energia - 100 m.....	114
Figura 8.24 - Distribuição Velocidades Médias de Vento e Energia - Mapas Fatorados.....	116
Figura 8.25 - Comparação entre Mapas Calculados através do z0 Médio e Oficiais	118
Figura 8.26 - Comparação entre Distribuições Calculadas através do z0 Médio e Oficiais ..	119
Figura 9.1 - Mapa Estimado de Velocidades Médias Anuais de Vento a 125 m de Altura ...	121
Figura 9.2 - Mapa Estimado de Velocidades Médias Anuais de Vento a 150 m de Altura ...	122
Figura 9.3 - Comparação entre Curvas de Potência - 75 m.....	123

Figura 9.4 - Comparação entre Resultados - 75 m	125
Figura 9.5 - Comparação entre Curvas de Potência - 100 m.....	126
Figura 9.6 - Comparação entre Resultados - 100 m	127
Figura 9.7 - Comparação entre Curvas de Potência - 125 m.....	128
Figura 9.8 - Comparação entre Curvas de Potência - 150 m.....	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Potência Eólica Instalada por Nação	8
Tabela 2.2 - Empreendimentos Contemplados pelo PROINFA.....	10
Tabela 3.1 - Escalas de Movimento de Ar	19
Tabela 3.2 - Classes de Vento	34
Tabela 6.1 - Avanços Tecnológicos e seus Impactos na Geração Anual e Custos	55
Tabela 6.2 - Comparação de Produção Anual - Máquinas de 1.500 kW	61
Tabela 6.3 - Comparação de Produção Anual - Máquinas de 3.000 kW	62
Tabela 6.4 - Áreas que Devem ser Estudadas no Curto, Médio e Longo Prazo.....	71
Tabela 7.1 - Cabeçalho de Arquivo BITMAP	75
Tabela 7.2 - Informações do Cabeçalho de Arquivo BITMAP.....	75
Tabela 7.3 - Equacionamento das Componentes RGB – Fator de Forma k.....	79
Tabela 7.4 - Dados do Pixel comparados a Legenda de Velocidade Média de Vento.....	83
Tabela 7.5 - Passos Incrementais e Tolerância.....	85
Tabela 7.6 - Relação Número de Pixels com km ² do Estado	92
Tabela 8.1 - Estimativa de Desvios em Velocidade Média de Vento	114
Tabela 8.2 - Cálculo do Zo Médio.....	117
Tabela 8.3 - Desvios em Energia dos Mapas Calculados através do z0 Médio.....	120
Tabela 9.1 - Potencial Atualizado - 75 m.....	124
Tabela 9.2 - Potencial Atualizado - 100 m.....	127
Tabela 9.3 - Potencial - 125 m.....	129
Tabela 9.4 - Potencial - 150 m.....	130

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
A.C.	Antes de Cristo
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAS	Alta Subtropical do Atlântico Sul
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNOA	Baixa do Noroeste Argentino
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CLA	Camada Limite Atmosférica
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
EERE	Energy Efficiency and Renewable Energy (Eficiência Energética e Energias Renováveis)
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EREC	European Renewable Energy Council (Conselho Europeu de Energias Renováveis)
EUA	Estados Unidos da América
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Painel Intergovernamental de Mudanças do Climáticas)
GE	General Electric
GWEC	Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica)
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva

LFA	Leilão de Fontes Alternativas
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira Registrada
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration (Administração Nacional dos Oceanos e Atmosfera)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
p.u.	Por Unidade
RGB	Red, Green, Blue (Vermelho, Verde, Azul)
RS	Rio Grande do Sul
SEMC	Secretaria de Energia, Minas e Comunicações
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
VBA	Visual Basic for Applications
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de ataque, graus
β	Expoente de potência, adimensional
Γ	Função Gama
$\delta(x)$	Altura da Camada Limite, m
η	Índice de eficiência da instalação e operação, adimensional
ρ	Massa específica do ar, kg/m ³
ρ_{CP}	Massa específica do ar na curva de potência padrão, kg/m ³
ρ_{local}	Massa específica do ar no local, kg/m ³
σ	Desvio padrão das velocidades de vento, m/s
A	Área da seção transversal, m ²
B_{Li}	Componente Azul (Blue) da Legenda no ponto i, adimensional
B_P	Componente Azul (Blue) do Pixel, adimensional
C_p	Coefficiente de Potência, adimensional
$C_{p_Máx}$	Coefficiente de Potência Máximo, adimensional
D	Diâmetro do rotor, m
Dif_i	Diferença entre componentes do Pixel e da Legenda no ponto i, adimensional
E	Energia cinética do ar em movimento, J
E_{ano}	Energia produzida pela turbina em um ano, Wh
$Erro$	Desvio na unidade de interesse, conforme mapa (m/s, adimensional ou kg/m ³)
$Fat\ km^2/Pixel$	Relação entre área de terra firme do estado e a número de pixels, adimensional
F_c	Fator de Capacidade, adimensional
G_{Li}	Componente Verde (Green) da Legenda no ponto i, adimensional
G_P	Componente Verde (Green) do Pixel, adimensional
I_{REF}	Intensidade média de turbulência a 15 m/s, adimensional
$MDif$	Menor Diferença encontrada em todos os pontos da legenda, adimensional
$NdeMáq/km^2$	Número de Máquinas por km ² , adimensional
P	Potência disponível no ar em movimento, W
P_{Inc}	Passo Incremental, conforme mapa (m/s, adimensional ou kg/m ³)
P_n	Potência nominal da turbina, W
P_t	Potência extraída do vento por uma turbina, W
$P_t(v)$	Potência extraída do vento por uma turbina em uma velocidade de vento, W

$Pt(v, \rho)$	Potência extraída do vento por uma turbina em uma determinada velocidade de vento e densidade do ar, W
R_{L_i}	Componente Vermelha (Red) da Legenda no ponto i, adimensional
R_P	Componente Vermelha (Red) do Pixel, adimensional
T	Tempo, s
TxDif	Taxa de variação da Diferença, adimensional
V_{REF}	Velocidade de Referência, m/s
c	Fator de escala, m/s
$f(v)$	Função de densidade de probabilidade de Weibull, adimensional
h	Altura do solo, m
i	Variável que abrange todos os pontos da legenda, adimensional
k	Fator de forma, adimensional
m	Massa do ar, kg
\dot{m}	Vazão mássica de ar, kg/s
v	Velocidade do vento, m/s
\bar{v}	Velocidade média do vento, m/s
v_{CP}	Velocidades de vento apresentados na curva de potência, m/s
v_{in}	Velocidade de entrada em operação do aerogerador, m/s
v_{local}	Velocidades de ventos ajustadas para a densidade de ar local, m/s
v_n	Velocidade que o aerogerador atinge sua potência nominal, m/s
v_{out}	Velocidade de saída de operação do aerogerador, m/s
v_∞	Velocidade de escoamento livre, m/s
$v(x, y)$	Velocidade de escoamento no plano cartesiano, m/s
x	Coordenada cartesiana horizontal, m
y	Coordenada cartesiana vertical, m
z_0	Comprimento de rugosidade, m

1 INTRODUÇÃO

As melhores condições de vida proporcionadas pelo desenvolvimento humano, aliado ao crescimento populacional, vêm elevando a demanda por energia. O atendimento a esta crescente necessidade energética é basicamente atendida por fontes não renováveis, as quais foram responsáveis pela geração de 86,7% da energia consumida mundialmente no ano de 2012 (IEA, 2013).

A utilização de fontes não renováveis contribui para o aumento da concentração de gases do efeito estufa, fato apontado como causa das mudanças climáticas globais. As alterações no clima vão desde aumento das temperaturas globais, mudança nos regimes de chuva, até a redução das calotas polares com o conseqüente aumento dos níveis dos oceanos (IPCC, 2013).

Neste cenário, a utilização de fontes limpas e renováveis, que além de suprir a demanda crescente por energia, não elevam a concentração dos gases causadores do efeito estufa na atmosfera, surge como possibilidade que permite o desenvolvimento, sem ameaçar a sustentabilidade da vida.

Apesar de o Brasil possuir uma situação de destaque em termos de utilização de energias renováveis em sua matriz energética, é necessário o avanço em novas fontes geradoras. O país desenvolveu uma matriz renovável principalmente devido ao abundante potencial hidrelétrico, entretanto os melhores aproveitamentos já foram construídos e parte do potencial ainda não explorado encontra-se longe dos centros de consumo e vem enfrentando dificuldades de liberação ambiental. Este fato pode gerar no futuro uma matriz energética mais poluidora que a atual, na qual 42,4% da energia consumida no ano de 2012 foi proveniente de fontes renováveis (EPE, 2013a).

Atendo-se apenas a matriz elétrica, o Brasil gerou em 2012, conforme o Balanço Energético Nacional, 84,5% do seu consumo a partir de fontes renováveis, um dos melhores resultados do mundo. Contudo, a Empresa de Pesquisa Energética, em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2012), projeta que o aumento na carga do sistema elétrico brasileiro será da ordem de 46% no transcorrer dos próximos 10 anos, demonstrando que apesar da atual matriz elétrica ser limpa e renovável, isto pode ser alterado.

Desta forma, visando manter a posição de destaque do Brasil, é necessário se desenvolver fontes alternativas de geração de energia, de forma a suprir de modo sustentável a crescente demanda por energia.

Neste contexto a energia eólica surge como uma alternativa limpa, renovável, de baixo impacto ambiental e competitiva com fontes tradicionais de geração de energia elétrica. O potencial de geração de energia eólica no país foi mapeado em 2001, apresentando a 50 m de altura um potencial de 272,2 TWh/ano (AMARANTE et al, 2001), o equivalente a 45% do consumo do país no ano de 2012 (EPE, 2013a). Este potencial foi praticamente inexplorado até o ano 2000, porém vem apresentando um representativo crescimento nos últimos anos.

O potencial eólico brasileiro se concentra principalmente nos estados do nordeste do país e no Rio Grande do Sul, estado que será analisado no âmbito desta dissertação. O estado gaúcho teve seu potencial eólico mapeado em 2002, sendo que, apesar de ocupar uma área de apenas 3,32% do território brasileiro, possui 15% do potencial eólico estimado para todo o país (AMARANTE e SILVA, 2002).

Desde a publicação desses mapeamentos houve um significativo avanço tecnológico nos aerogeradores, os quais possibilitam a produção de mais energia a partir dos mesmos recursos naturais. Dessa forma, as estimativas realizadas no início do século encontram-se ultrapassadas e subestimadas, necessitando de atualização.

1.1 Avanços Tecnológicos

A energia presente no vento é utilizada pelo homem a mais de 4.000 anos, sendo inicialmente empregada na moagem de grãos e bombeamento de água. Apenas em 1888 a força dos ventos foi utilizada pela primeira vez com o intuito de geração de energia elétrica, sendo esta hoje a principal aplicação.

Desde a primeira máquina, desenvolvida por Charles F. Brush, houve uma significativa evolução nos aerogeradores, principalmente nas últimas décadas do século XX. Um dos principais avanços verificados foi o aumento nas dimensões das pás da turbina, propiciando uma maior área de varredura e conseqüentemente máquinas de maior capacidade instalada. O aerogerador desenvolvido por Brush tinha capacidade 12 kW, obtidos a partir de um rotor com 17 m de diâmetro (BRUSH, 1980), sendo hoje comercializadas máquinas com potência unitária de até 7,5 MW e com diâmetros de 127 m (ENERCON, 2013).

Os aumentos nos diâmetros do rotor só foram possíveis com a instalação em torres mais altas, sendo este outro importante fator no ganho de produtividade dos aerogeradores. Torres mais elevadas dão acesso a ventos mais fortes, devido a menor interferência da rugosidade do

terreno no escoamento do ar, sendo que a velocidade do vento incidente tem relação cúbica com a energia presente no vento, sendo, portanto, uma variável de primeiro interesse.

Ambos os avanços citados provocam o aumento do peso e do carregamento da estrutura, sendo que só foram possíveis devido ao emprego de materiais mais leves e resistentes na fabricação dos aerogeradores. De forma complementar, avanços nos perfis aerodinâmicos das pás e o desenvolvimento de mecanismos de controle do carregamento, contribuíram de forma decisiva para a viabilidade do aumento das dimensões dos aerogeradores.

O desenvolvimento da eletrônica de potência permitiu a conexão dos aerogeradores aos sistemas elétricos de potência através de conversoras de frequência. A utilização desses equipamentos permite a otimização da geração, pois há uma separação entre a velocidade de rotação do rotor e a frequência da rede, permitindo a operação aerodinâmica ótima do aerogerador.

Paralelamente a esses avanços tecnológicos, houve ganho de escala na cadeia produtiva de aerogeradores, contribuindo para a viabilidade econômica da fonte e elevando sua competitividade perante as demais formas de geração de energia.

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, publicado no ano de 2002, é o documento mais recente a estimar o potencial eólico do estado, não contemplando, dessa forma, os últimos avanços tecnológicos verificados.

1.2 Objetivo e Justificativa

Esta dissertação tem como principal objetivo avaliar a influência do avanço tecnológico no potencial eólico estimado para o Rio Grande do Sul, incluindo nesta avaliação os recursos naturais disponíveis em alturas superiores a 100 m, pois as novas gerações de aerogeradores, além de mais eficientes, estão sendo instaladas em alturas cada vez superiores, fatos não contemplados no atual Atlas Eólico do estado.

O objetivo secundário desta dissertação é o desenvolvimento de ferramenta computacional que possibilite a obtenção de informações numéricas a partir das imagens disponibilizadas no Atlas Eólico e o desenvolvimento de modelagem matemática que permita avaliar o potencial eólico a partir das informações obtidas.

1.3 Organização do Trabalho

Os tópicos abordados nesta dissertação têm como plano de fundo a geração de energia a partir do vento e os impactos da evolução tecnológica no potencial do Rio Grande do Sul, sendo apresentados na seguinte ordem:

No segundo capítulo é apresentado um panorama da energia eólica no mundo e no Brasil, sendo abordados o passado, o presente e as projeções futuras da fonte no país. São apresentados os fatos que marcaram o desenvolvimento da fonte no Brasil, tais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) e o primeiro leilão de energia exclusivo da fonte. Analisa-se a atual distribuição espacial dos empreendimentos eólicos em operação, em construção e homologados, e as expectativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o futuro da fonte no país.

O terceiro capítulo apresenta os fundamentos da energia eólica, contemplando as circulações de massas de ar ao redor do globo e os fenômenos que dão origem aos principais deslocamentos de ar sobre o estado. São apresentados também os conceitos básicos da potência e energia presentes no vento, a partir da caracterização da distribuição das velocidades de vento e da curva de potência dos aerogeradores.

O quarto capítulo aborda o comportamento do ar dentro da camada limite atmosférica e como a rugosidade e a topografia do terreno interferem no perfil de escoamento. São apresentadas duas abordagens do perfil de escoamento dentro da camada limite: Lei Logarítmica e Lei da Potência.

O quinto capítulo apresenta o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, sendo abordadas a metodologia empregada, as medições de vento, as premissas de cálculo, as incertezas, as curvas de potência utilizadas e os resultados obtidos.

No sexto capítulo é apresentada a evolução tecnológica dos aerogeradores, sendo analisada em três etapas: evolução das dimensões dos aerogeradores, evolução das curvas de potência e impactos nos fatores de capacidade. Acompanha essa análise a evolução dos custos de geração da fonte, assim como as tendências para as futuras gerações de aerogeradores em termos energéticos e econômicos.

No sétimo capítulo é abordada a metodologia desenvolvida para obtenção dos dados necessários para a atualização do potencial eólico. O processo de transformação de um mapa de cores em uma matriz de dados é detalhado, sendo apresentadas também as dificuldades encontradas e as soluções utilizadas.

O oitavo capítulo apresenta os resultados da metodologia e a comparação de distribuições de vento e de energia obtidos com aqueles publicados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, visando à validação e ajuste da metodologia. Este capítulo valida também o processo de obtenção dos perfis de velocidade de vento sobre o estado em alturas superiores a 100 m.

O nono capítulo apresenta os impactos da atualização tecnológica no potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul, sendo estimado a partir do uso de aerogeradores comercializados atualmente. Deu-se preferência pela utilização de máquinas já implantadas ou em implementação no estado.

No décimo capítulo são apresentadas as conclusões e a avaliação do trabalho. Indicações para futuros trabalhos também são analisadas. No final da dissertação são apresentadas as referências bibliográficas.

2 PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA

A energia eólica tem sua história iniciada na China, por volta de 2.000 anos antes de Cristo, onde a força dos ventos era utilizada de forma rudimentar para bombeamento de água. Indícios atestam que na Pérsia, por volta de 700 A.C., os ventos eram utilizados em moinhos de vento, os quais tinham como função a moagem de grãos. Estas máquinas tinham eixo vertical e se caracterizavam por ser de arraste e, apesar de sua baixa eficiência, tinham a capacidade de substituir a força motriz humana ou animal na execução destas tarefas (DUTRA, 2008).

Durante a Idade Média os moinhos se espalharam pela Europa, tornando-se uma importante fonte de energia. Estes moinhos já possuíam eixo horizontal e eram utilizados para uma diversidade de serviços, como bombeamento de água, moagem de grãos, serragem de madeiras e outros serviços mecânicos (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2002).



Figura 2.1 - Moinhos de Vento da Pérsia e da Holanda
Fonte: (KALDELLIS et al, 2012)

A utilização da força do vento foi reduzida a partir da Revolução Industrial, na qual o uso de máquinas a vapor ganhou força. As características de despachabilidade e a possibilidade de transporte da matéria prima até a fonte geradora de energia foram as principais causas para a migração às máquinas movidas a carvão (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2002).

A industrialização verificada a partir da utilização de máquinas a vapor foi baseada na queima de combustíveis fósseis, os quais provocam a elevação da concentração do dióxido de carbono na atmosfera, determinando o aumento do efeito estufa e conseqüentemente a elevação da temperatura no planeta.

Com o intuito de alterar este cenário preocupante, no qual 86,7% da energia consumida mundialmente em 2012 foi gerada por fontes não renováveis, há uma conscientização mundial para a redução dos níveis de emissão dos gases intensificadores do efeito estufa (IEA, 2013).

A forma como isso vem sendo encarado é a gradual substituição de fontes poluidoras por fontes de energia renovável, as quais vem recebendo incentivos governamentais, de forma a aumentar sua participação na matriz energética mundial.

Neste capítulo é descrita brevemente a evolução mundial da energia eólica e as projeções para a fonte. Na sequência é apresentado o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, com uma análise do passado, presente e futuro.

2.1 No Mundo

Conforme dados apresentados em (GWEC, 2012a), a energia eólica vem aumentando sua capacidade instalada ao redor do mundo com taxas anuais superiores a 38 GW, fato verificado nos últimos 4 anos, alcançando um total de 282,43 GW de potência instalada ao fim do ano de 2012, conforme apresentado na Figura 2.2.

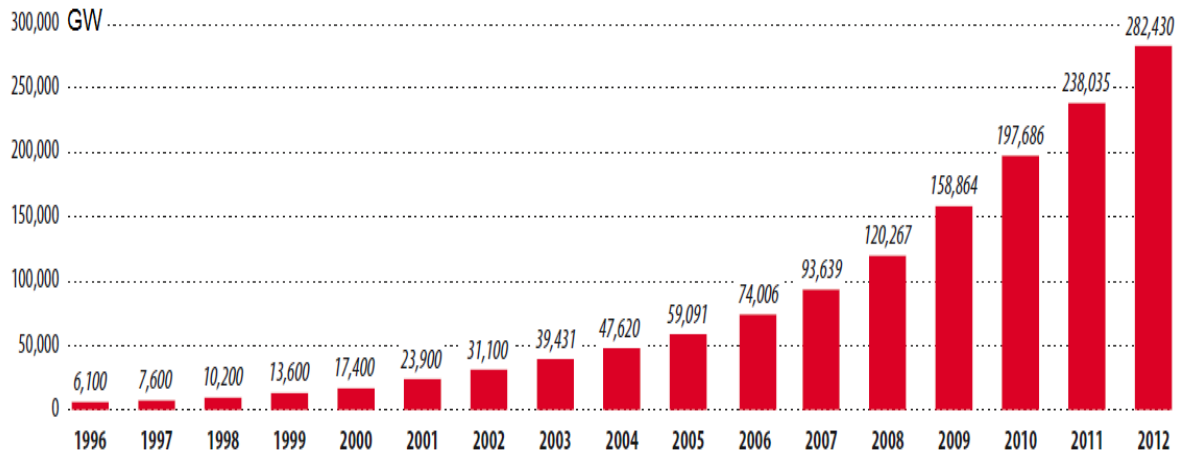


Figura 2.2 - Potência Eólica Instalada Mundialmente

Fonte: (GWEC, 2012a)

China e EUA lideram o ranking de nova capacidade instalada, cada país representado aproximadamente 30% dos 44,7 GW instalados no transcorrer de 2012. O Brasil encontra-se na oitava posição deste ranking, com um incremento de 1.077 MW de potência instalada. Em termos de capacidade total a China aparece como líder mundial, com 26,8% da capacidade global. Na sequência, conforme apresentado na Tabela 2.1, estão os EUA e a Alemanha, com 21,2% e 11,1% respectivamente.

Tabela 2.1 - Potência Eólica Instalada por Nação

País	GW	Participação
China	75,564	26,8%
EUA	60,007	21,2%
Alemanha	31,332	11,1%
Espanha	22,796	8,1%
Índia	18,421	6,5%
Reino Unido	8,445	3,0%
Itália	8,144	2,9%
França	7,196	2,5%
Canadá	6,2	2,2%
Portugal	4,525	1,6%
Total do TOP 10	242,63	85,9%
Restante do Mundo	39,8	14,1%
Total	282,43	100,0%

Traduzido de: (GWEC, 2012a)

Em termos energéticos, a energia eólica foi responsável pelo atendimento de apenas 2,5% do consumo de energia elétrica do mundo, no ano de 2012. Este nível de inserção mundial é similar ao verificado nos países líderes em capacidade instalada, sendo que apenas 2% da energia consumida na China e 3,5% do consumo dos EUA foram atendidos pela força dos ventos no ano de 2012. Em contrapartida, na Dinamarca, país líder de inserção da energia eólica na matriz elétrica, 30% do consumo proveio da energia dos ventos (PHILIBERT, C.; HOLTINEN, H., 2013).

O aumento na capacidade instalada deve continuar em ritmo acelerado, devido aos incentivos governamentais ao uso de energia renováveis e suas pretensões de diminuição dos gases do efeito estufa (IPCC, 2012).

Como exemplo, cita-se o programa dos Estados Unidos, os quais pretendem até o ano de 2030 gerar 20% da energia elétrica com base em energia eólica, conforme apresentado em (NREL; EERE, 2008). Para atingir este objetivo o país terá que instalar mais de 300 GW em energia eólica até essa data, o que significa quintuplicar a atual potência instalada ou praticamente dobrar a capacidade instalada mundial em 2012.

Projeções apresentadas pelo Global Wind Energy Council (GWEC, 2012b) projetam um total de 536 GW de capacidade instalada no mundo até o fim de 2017, com taxas de crescimento superiores a 12% em todo o período, conforme apresentado na Figura 2.3. Isto é quase equivalente a dobrar o potencial instalado em 2012 no transcorrer dos cinco anos seguintes.

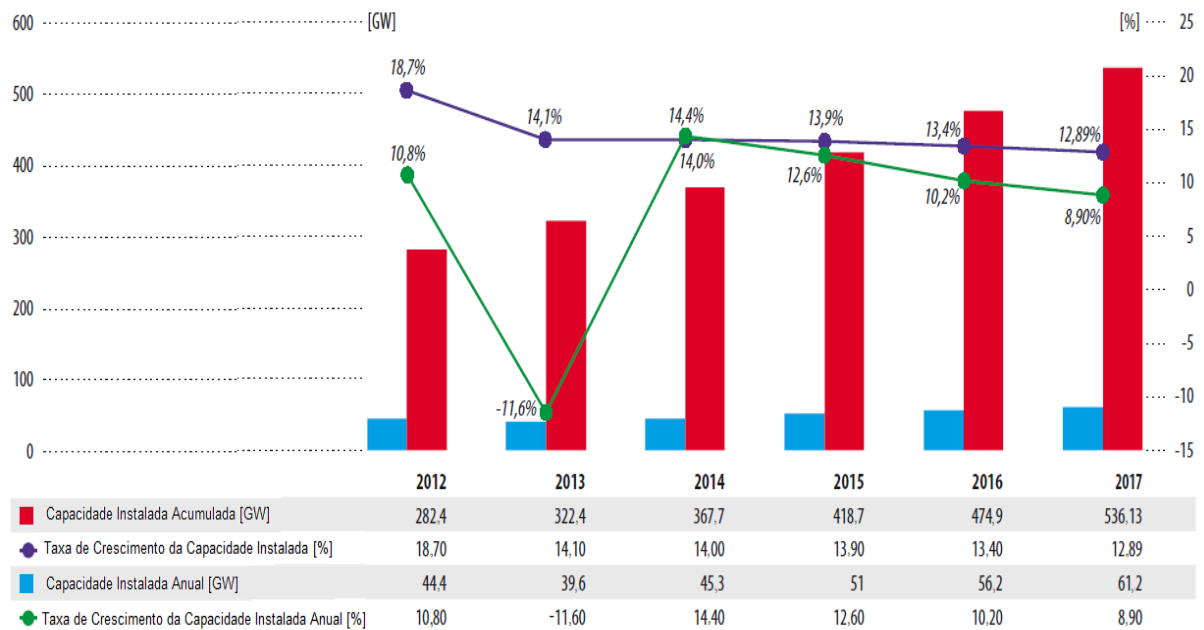


Figura 2.3 - Projeções de Crescimento da Capacidade Instalada Mundial até 2017
Traduzido de: (GWEC, 2012b)

Outras associações apontam para 500 GW instalados até 2016 e 1000 GW até 2020 (GSÄNGER, S.; PITTELOUD, J.D., 2013). Em uma projeção otimista a expectativa é que o percentual de 20% da energia elétrica consumida mundialmente possa ser gerado pela força dos ventos até o ano de 2050. (IPCC, 2012)

2.2 No Brasil

2.2.1 Passado

O primeiro aerogerador, instalado no arquipélago Fernando de Noronha, entrou em operação em junho de 1992. A turbina eólica, com capacidade de 75 kW de potência teve como objetivo a complementariedade de um gerador à diesel instalado na mesma localidade. Na época de sua instalação o potencial de geração desta turbina era o equivalente a 10% da geração de energia da ilha. Posteriormente, em 2001, uma segunda turbina entrou em operação, esta com 225 kW de potência, elevando a produção de energia pelos ventos para 25% do total (ANEEL, 2005).

Em setembro de 2003, portanto mais de 10 anos após a instalação da primeira máquina, o total de capacidade instalada no Brasil, distribuído em 9 empreendimentos, era de 22 MW, dos quais 79% estavam instalados no estado do Ceará (ANEEL, 2005).

Um impulso para novas usinas eólicas ocorreu em abril de 2002, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA). Esse programa teve como objetivo a diversificação da matriz elétrica brasileira contratando 3.300 MW de potência instalada em fontes alternativas, sendo este montante dividido igualmente entre Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Usinas Térmicas a Biomassa e Usinas Eólicas (MME, 2002).

O PROINFA, criado pela Lei nº 10.438 e regulamentado pelo Decreto 5.025 de 2004, além da diversificação da matriz e incentivo a fontes renováveis e não poluidoras, buscava o desenvolvimento de um mercado inicial para estas fontes, principalmente a eólica. Para tal, o Governo Federal estipulou um índice de nacionalização de 60% destes projetos, visando o desenvolvimento da indústria nacional e do setor de serviços neste segmento (WENCESLAU, 2013).

De forma a minimizar os riscos econômicos e dar a devida atratividade aos empreendedores, as usinas participantes do PROINFA tinham a possibilidade de financiamentos de até 80% junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e firmaram contratos de venda de energia de longo prazo com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), a qual assegurou a compra da energia pelo prazo de 20 anos.

Os preços da energia proveniente destes empreendimentos foram definidos pela Portaria Nº 45, de março de 2004, caracterizando o PROINFA como um modelo feed-in tariffs, a exemplo dos programas de incentivo às fontes alternativas implementados na Alemanha, Espanha e Dinamarca (COSTA, 2006). Atribuiu-se para usinas eólicas o valor de 90% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final, o que na época de sua publicação representava valores de R\$ 180,18/MWh a R\$ 204,35/MWh, dependendo do fator de capacidade de referência da usina eólica (ANEEL, 2004). Reajustando estes valores pelo IGP-M de dezembro de 2013 obtém-se valores de R\$324,39/MWh a R\$367,90/MWh.

Em 2013 um total de 130 empreendimentos estavam contemplados pelo programa, dos quais 51 são de fonte eólica, conforme apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Empreendimentos Contemplados pelo PROINFA

Fonte	Empreendimentos	Potência Instalada (MW)
Biomassa	19	533,34
Eólica	51	1.181,72
PCH	60	1.159,24
Total	130	2.874,30

Fonte: (ELETROBRAS, 2013)

O montante total de contratação e a sua distribuição entre as fontes não foi alcançado, conforme o planejado em 2002, havendo uma frustração de 425,7 MW, o que ocorreu pela desistência de 14 projetos, cuja maioria foram de térmicas à biomassa. A fonte eólica e hídrica atenderam a sua parcela prevista no Programa, as quais instalaram montantes levemente superior a 1.100 MW, porém também apresentaram casos de desistência.

Os motivos de desistência são variados, desde não conclusão da obra nos prazos definidos, falta de financiamento por parte do BNDES, problemas com licenças ambientais, entre outros (WENCESLAU, 2013).

O estado do Rio Grande do Sul foi contemplado por 8 projetos de PCHs, somando 161,7 MW de potência instalada e 5 projetos de parques eólicos, os quais agregaram 228 MW de potência ao estado, sendo eles: Dos Índios, Osório, Sangradouro, Palmares e Cidreira.

Após os incentivos fornecidos pelo PROINFA e o desenvolvimento de uma cadeia mínima de fornecedores de equipamentos de energia eólica, os quais permaneciam receosos devido a descontinuidade de projetos fora do programa de incentivo (COSTA, 2006), o segundo impulso recebido pela fonte foi através do 2º Leilão de Energia de Reserva (LER). Esse certame, realizado em dezembro de 2009, foi exclusivo para fonte eólica e contratou 1.805,7 MW de potência, já sendo baseado no conceito de modicidade tarifária. Neste modelo é contratado um determinado volume de energia ao fim do leilão, sendo o montante energético atendido pelos empreendimentos que propuserem os menores valores pela venda de energia.

Nesse leilão foram contratados 71 parques, os quais assumiram compromisso de entregar energia a partir de julho de 2012, por um prazo de 20 anos. O preço médio de venda, a época do certame, foi de R\$ 148,39/MWh, apresentando um deságio de 21,49% em relação ao preço inicial, estabelecido em R\$ 189,00/MWh. (EPE, 2009a)

O ponto de maior destaque, além da forte queda dos preços em relação aos praticados no PROINFA, foi a quantidade de projetos habilitados à disputa. Foram cadastrados na Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) um total de 339 empreendimentos, os quais somavam 10.005 MW de potência, deixando claro o grande potencial eólico disponível no país. (EPE, 2009b)

O Rio Grande do Sul cadastrou 67 empreendimentos no evento, dos quais apenas 8 saíram vencedores da disputa, agregando 186 MW de potência ao estado (EPE, 2009a) e (EPE, 2009b).

Devido ao sucesso da fonte eólica no 2º LER, no ano seguinte a fonte participou de mais dois leilões, sendo o 3º LER e o 2º Leilão de Fontes Alternativas (LFA), contratando mais

2.047,8 MW de potência em 70 empreendimentos eólicos (CHAVES-SCHWINTECK e NEDDERMANN, 2012).

Nos anos seguintes a energia eólica seguiu participando de leilões, chegando ao fim de 2013 com potência instalada de 11.751 MW comercializados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sem considerar os 1.181,72 MW vinculados ao PROINFA. A expectativa é que este montante seja atingido apenas em maio de 2018, com a entrada em operação dos empreendimentos vencedores do 18º Leilão de Energia Nova (LEN), conforme apresentado na Figura 2.4.

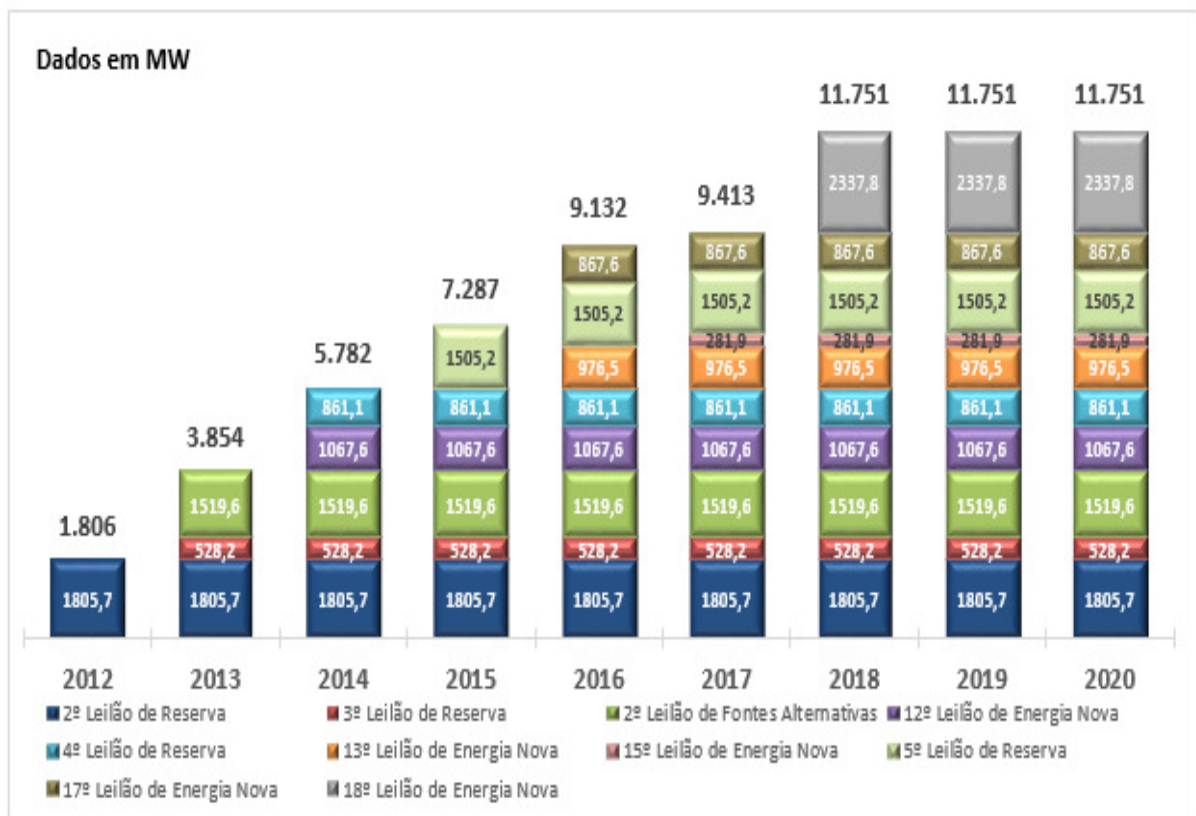


Figura 2.4 - Evolução da Potência Comercializada em Energia Eólica - Leilões ACR
Elaborado pelo autor a partir de: (CCEE, 2013a), (CCEE, 2013b) e (CCEE, 2013c)

Fato marcante na trajetória da energia eólica nos leilões de contratação de energia para as distribuidoras do país foi a queda dos preços praticados pelos vencedores, sendo atualmente apenas superior ao custo de contratação de hidrelétricas (CCEE, 2013a).

Na Figura 2.5 é apresentado gráfico com valores atualizados pelo IPCA até dezembro de 2013, assim como a garantia física comercializada nos leilões. Salienta-se que a partir do 5º Leilão de Reserva houve mudança na forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos eólicos, a qual passou a ser calculada com percentil 90% (P90). Isso significa que a produção

de energia verificada em um ano tem probabilidade de 90% de ser superior à contratada (EPE, 2013b). Anteriormente o cálculo da garantia física era realizado com o percentil de 50% (P50).

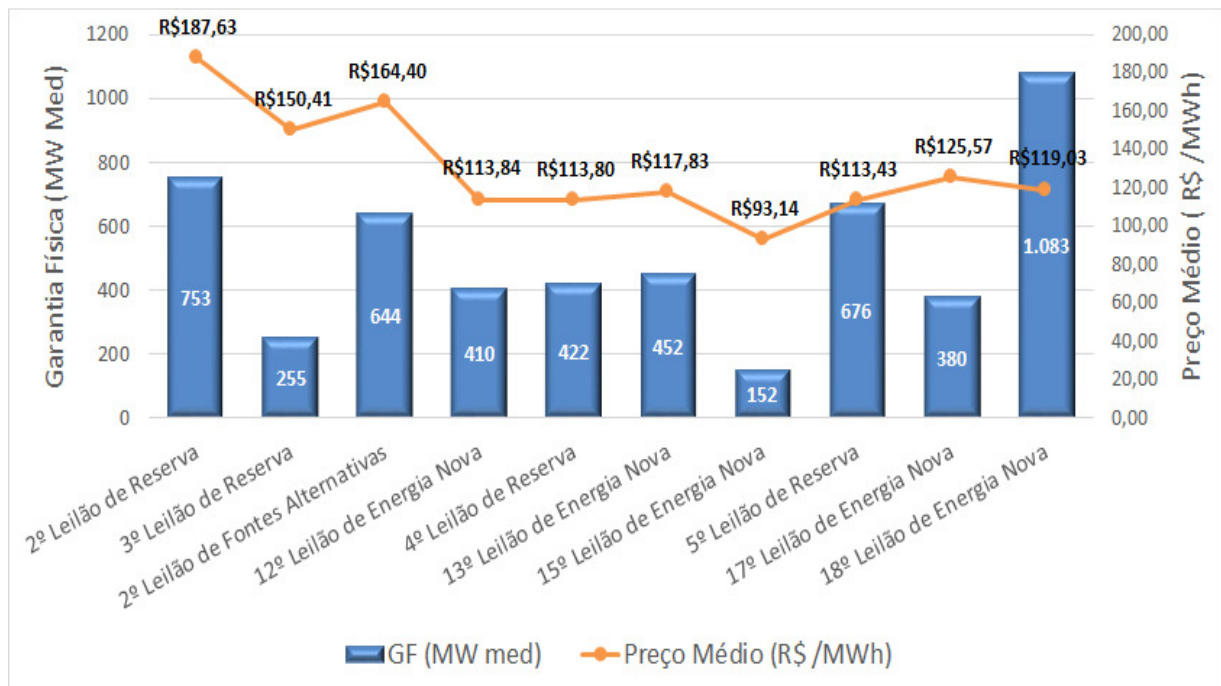


Figura 2.5 - Evolução dos Preços e da Garantia Física - Leilões ACR
Elaborado pelo autor a partir de: (CCEE, 2013a), (CCEE, 2013b) e (CCEE, 2013c)

A redução nos preços é ainda mais significativa quando comparada aos valores praticados no PROINFA, sendo negociada atualmente a valores inferiores a uma terça parte do contratado no programa.

2.2.2 Presente

Conforme (ANEEL, 2014) o Brasil conta hoje com 108 parques eólicos em operação e 91 parques encontram-se em construção. Adicionados a estes, 202 empreendimentos já estão outorgados na ANEEL, porém ainda não iniciaram sua construção. Os empreendimentos vencedores do 5º LER, 17º LEN e 18º LEN não constam no banco de dados da ANEEL na data de obtenção destas informações.

O estado que possui o maior número de parques em operação é o Ceará, contando com 20 empreendimentos. É seguido pelo estado do Rio Grande do Sul com 17 e Rio Grande do Norte com 15 parques. Estes três estados juntos possuem mais da metade do total de empreendimentos em operação. Na Figura 2.6 é apresentada a distribuição entre os estados do país, segmentados em parques em operação, em construção e com outorga.

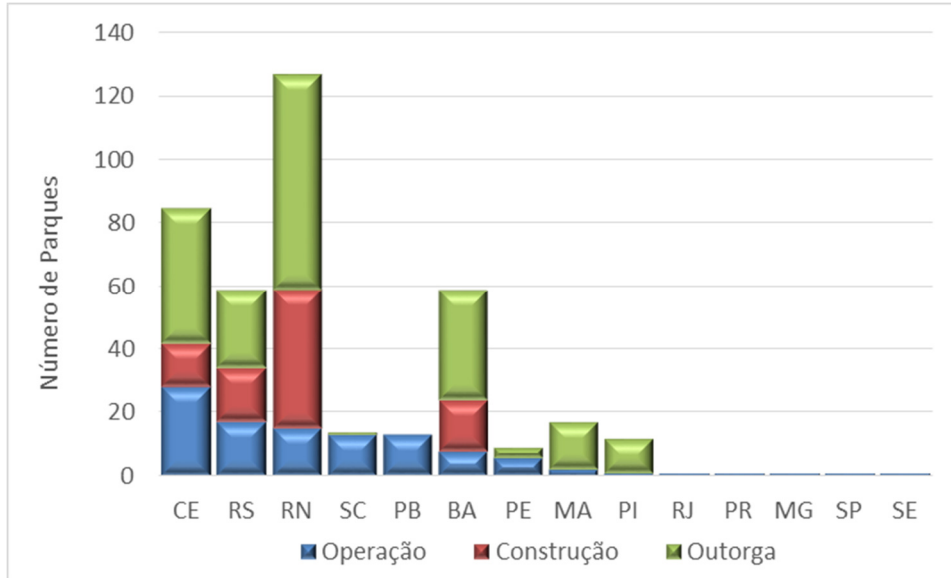


Figura 2.6 - Quantidade de Parques Eólicos por Estado
Elaborado pelo autor a partir de: (ANEEL, 2014)

Na Figura 2.7 é apresentada a distribuição espacial destes empreendimentos no território brasileiro. Fica clara a concentração deles na costa do nordeste do país, no interior da Bahia e no litoral do Rio Grande do Sul. Essa distribuição vai de acordo com os melhores potenciais de vento apresentados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al, 2001).



Figura 2.7 - Distribuição Espacial dos Parques Eólicos
Fonte: (ANEEL, 2013)

Considerando o total de empreendimentos, incluindo aqueles com obras não iniciadas, o estado do Rio Grande do Sul é o 3º em número de parques, empatado com a Bahia, porém possuindo menos da metade do número de parques do Rio Grande do Norte.

De forma a atender toda esta demanda por aerogeradores e o índice de nacionalidade imposto pelo BNDES para realizar o financiamento, toda uma cadeia produtiva se desenvolveu no país. Empresas multinacionais, as quais foram afetadas pela crise financeira de 2008 que desaqueceu o mercado europeu e dos EUA, encontraram um mercado promissor no Brasil e instalaram fábricas de pás, torres e nacelles (SIMAS, 2012). As unidades estão estrategicamente posicionadas pelo território brasileiro, conforme apresentado na Figura 2.8.

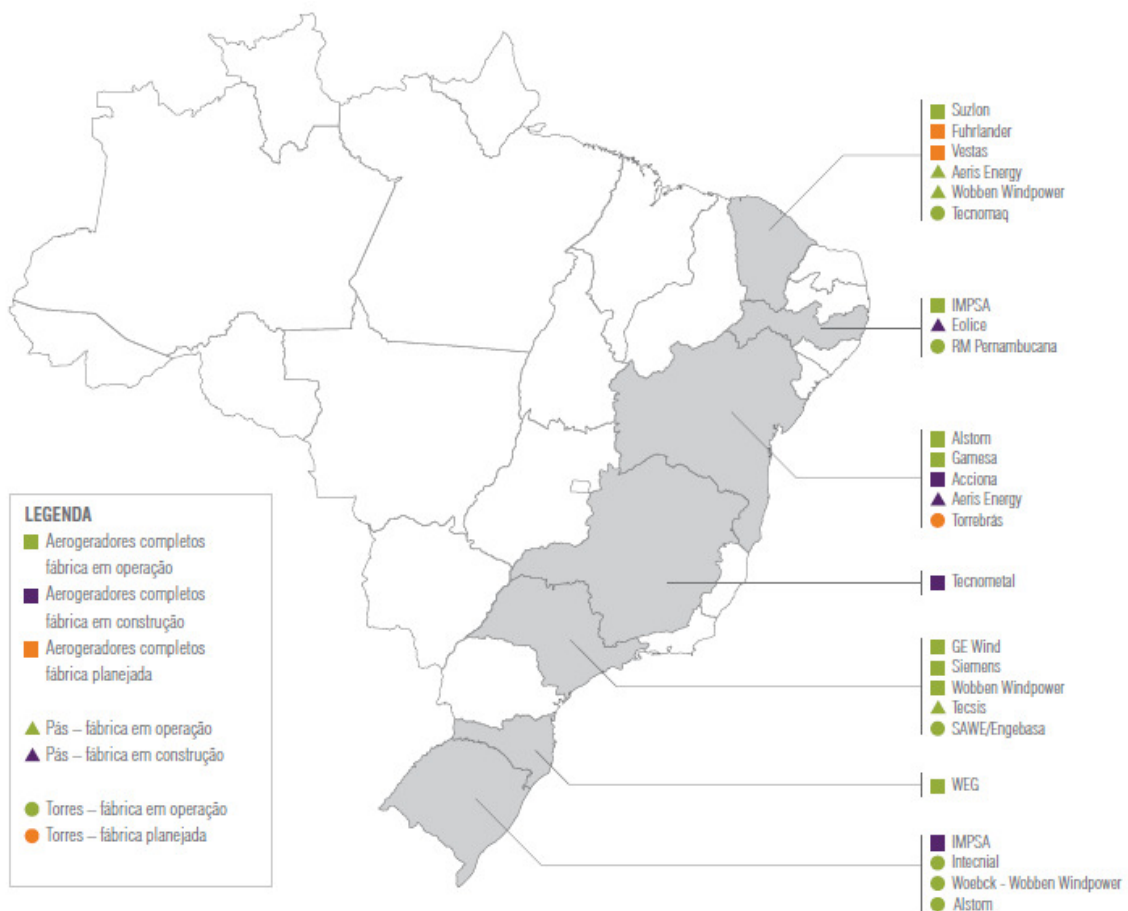


Figura 2.8 - Fabricantes de Aerogeradores e Equipamentos Instalados no Brasil
Fonte: (SECRETARIA DE ENERGIA DE SÃO PAULO, 2012)

2.2.3 Futuro

As seguintes contratações de energia eólica estão provocando mudanças na matriz elétrica do país. Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (EPE, 2012), a participação da energia eólica na matriz, que era de 1% em 2011 com cerca de 1 GW instalado,

deve atingir 6% ao fim de 2015 e 9% em 2021, com 16 GW de capacidade instalada, conforme apresentado na Figura 2.9. Isso representa um crescimento médio superior a 1,4 MW/ano.

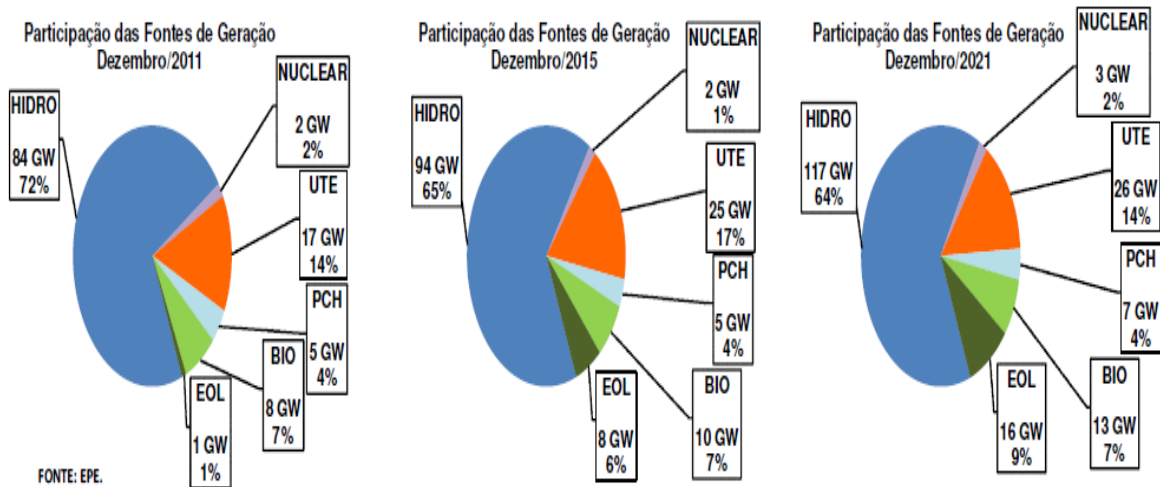


Figura 2.9 - Evolução Projetada da Matriz Elétrica Brasileira
Fonte: (EPE, 2012)

Estão habilitados tecnicamente pela EPE cerca de 600 empreendimentos eólicos que ainda não venceram nos leilões de energia realizados pela ANEEL. A potência desses parques supera 16 GW de capacidade, demonstrando que a energia eólica tem ainda muito potencial a ser explorado no país. Do total de projetos credenciados 75% localizam-se na região nordeste do país e 25% na região sul, demonstrando que o cenário apresentado na seção 2.2.2, de concentração de novos empreendimentos nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia e Rio Grande do Sul, deve permanecer (EPE, 2012).

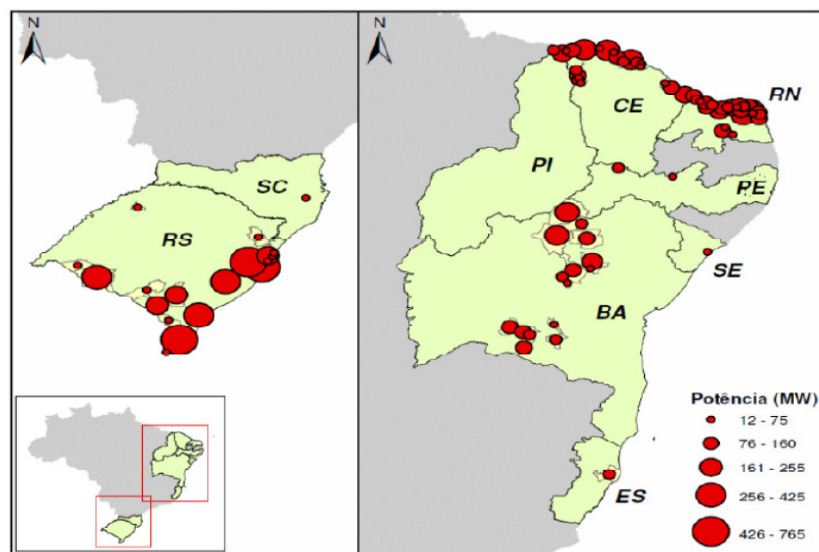


Figura 2.10 - Empreendimentos Eólicos Habilitados pela EPE
Fonte: (EPE, 2012)

A rápida expansão da energia eólica causa preocupações ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), devido a não despachabilidade da fonte, aliada a sua variabilidade. Contudo, em (OLIVEIRA, 2013) o ONS destaca que no caso brasileiro não há necessidade de despacho térmico para modular a geração intermitente das usinas eólicas, pois as hidrelétricas com reservatório podem fazer este ajuste. Salienta também o caráter complementar da fonte eólica, a qual funciona como uma espécie de reservatório virtual para as hidrelétricas, que em momentos de vento podem preservar a água em seus reservatórios para uso posterior.

Em (BEZERRA et al, 2013) concluiu-se que o ponto ótimo econômico para a inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira seria de aproximadamente 40 GW, correspondendo a um grau de inserção de 15%. Este ponto foi calculado utilizando-se a probabilidade P50 e com base em uma expansão baseada em usinas hidrelétricas a fio da água e eólicas. A partir deste nível de inserção o aumento da participação da energia eólica provocaria aumento dos custos de operação do SIN devido ao despacho térmico de reserva, oriundo das incertezas quanto à geração futura.

A melhora na previsão de curto prazo da disponibilidade de vento, a interligação entre diferentes sistemas elétricos, a propagação do uso de carros elétricos e a difusão de aerogeradores em diferentes regimes de vento podem contribuir para o aumento destes índices de penetração (IPCC, 2012).

3 ENERGIA EÓLICA

A compreensão dos motivos que causam os deslocamentos de massas de ar, assim como suas características, é fundamental para o entendimento da energia eólica. Dessa forma, a análise da origem do vento, as escalas de circulação de massas de ar e a forma como a energia cinética contida nestes movimentos é transformada em energia elétrica deve ser compreendida. Neste capítulo também são apresentadas as formulações matemáticas para obtenção do potencial energético contido no vento.

3.1 Origem do Vento

O aquecimento desigual da Terra, e conseqüente criação de gradientes de pressão na superfície, é que gera as condições para o deslocamento de massas de ar. Vento, como é denominado este fenômeno, busca equilibrar as condições atmosféricas, migrando massas de ar de zonas de alta pressão para zonas de baixa pressão (AGUADO e BURT, 2013).

O motivo para um aquecimento desigual da crosta terrestre deve-se as variações no ângulo de incidência dos raios solares (latitude, hora do dia, estações do ano) e aos fenômenos físicos sofridos pelos raios solares ao ingressarem na atmosfera. As ondas eletromagnéticas provenientes do sol podem sofrer absorção, reflexão ou espalhamento no transcorrer de seu caminho dentro da atmosfera.

Do total de energia proveniente do sol que chega até atmosfera terrestre, apenas 47% da energia é absorvida pela superfície, sendo que uma parcela adicional de 23% é absorvida pelos gases e nuvens da atmosfera. O restante da energia incidente é refletido de volta para o espaço, através dos fenômenos de espalhamento e reflexão. Esses valores referem-se a uma média anual e global, podendo apresentar grandes variações locais e temporais (AGUADO e BURT, 2013).

Dessa forma, devido às variações das condições meteorológicas e da característica da superfície terrestre no ponto de incidência dos raios solares, o aquecimento da superfície ocorre de maneira diferente em cada localidade do planeta. Essas diferenças de temperatura geram os gradientes de pressão e as condições necessárias para a movimentação de massas de ar, as quais buscam equalizar as pressões da atmosfera.

3.2 Escalas de Movimento do Ar

Os movimentos atmosféricos podem ser agrupados em quatro grupos, os quais apresentam diferentes escalas de movimento, como apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Escalas de Movimento de Ar

Escala	Tempo	Comprimento [km]	Exemplos
Circulação Geral	Semanas a Anos	1.000 a 40.000	Ventos alísios
Escala Sinótica	Dias a Semanas	100 a 5.000	Ciclones, Anticiclones
Mesoescala	Minutos a Dias	1 a 100	Temporais, Brisas
Microescala	Segundo a Minutos	< 1	Turbulência, Rajadas

Fonte: (CUSTÓDIO, 2013)

As três primeiras escalas de movimento são detalhadas a seguir e ao fim são apresentados os fenômenos que determinam a circulação sobre o estado do Rio Grande do Sul. A microescala, por ser pouco representativa em termos energéticos e por não caracterizar os escoamentos de ar, não é avaliada.

3.2.1 Circulação Geral de Vento

O meteorologista americano William Ferrel propôs, em 1865, um modelo geral de circulação de massas de ar conhecido como modelo de três células. Este modelo veio para aperfeiçoar o modelo proposto anteriormente por George Hadley, constituído por apenas uma única célula (AGUADO e BURT, 2013).

O modelo proposto por Ferrel divide a circulação de cada hemisfério nas células Hadley, Ferrel e Polar, conforme apresentado na Figura 3.1. Cada uma dessas células contempla movimentações de massas de ar em alta atmosfera e próximos a superfície.

Nas zonas de baixa pressão, junto a superfície terrestre, há um fluxo ascendente de ar, o qual migra através da alta atmosfera até as zonas de alta pressão na superfície. Nesse ponto o ar da alta atmosfera desce até a superfície e migra para as zonas de baixa pressão, fechando assim o ciclo de uma célula.

Em uma banda nas proximidades da linha do Equador, devido a maior incidência solar, surge um centro de baixa pressão chamado de Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). Nessa faixa, também chamada de cinturão das calmarias em referência aos fracos ventos da região, ocorre a ascensão de massas de ar quente, o que provoca grandes volumes de chuva e o surgimento de grandes florestas, como a Amazônica (AGUADO e BURT, 2013).

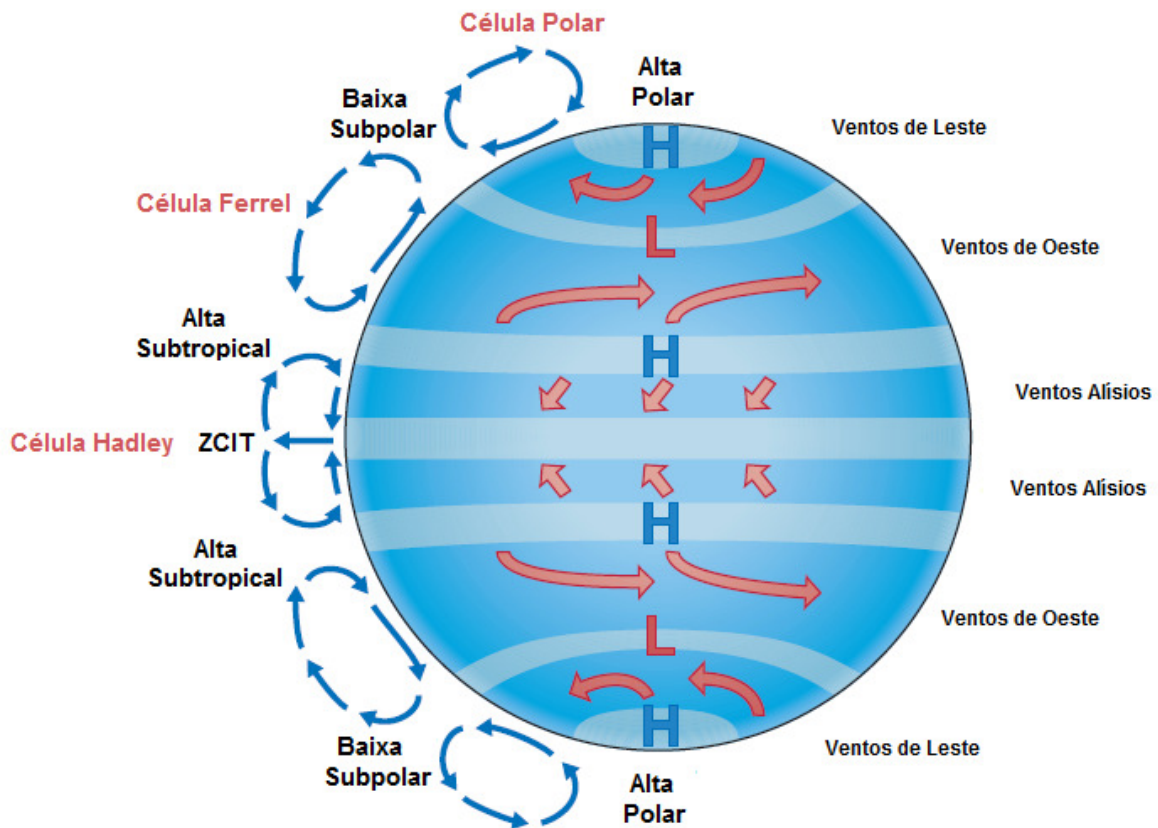


Figura 3.1 - Modelo de Circulação Atmosférica de Três Células
Traduzido de: (Aguado & Burt)

Os ventos que migram para esta região de baixa pressão são chamados de ventos alísios e têm sentido contrário ao de rotação da Terra. Esse deslocamento de ar são predominantes no litoral do nordeste brasileiro (CUSTÓDIO, 2013).

Os ventos contra-alísios sopram pela parte superior da atmosfera e completam a célula de Hadley. Esses ventos são secos e isso explica a grande quantidade de desertos localizados próximos aos trópicos, local para onde esses ventos sopram. Citam-se os desertos do Saara e o Grande Deserto Australiano como exemplos de desertos formados pelos ventos contra-alísios (AGUADO e BURT, 2013).

Nos polos a situação é inversa a da linha do Equador, pois a região se caracteriza por ser mais fria que o restante da Terra. Dessa forma, se formam regiões de alta pressão e consequentemente de ar descendente nos polos. O ciclo Ferrel, intermediário entre as células Polares e de Hadley, tem sua circulação imposta pelos anteriores, as quais tem origem na diferença entre as temperaturas (AGUADO e BURT, 2013).

Contudo, o modelo de três células é simplificado para representar de forma plena a circulação geral da atmosfera terrestre. Um dos motivos para a sua imprecisão é a variação sazonal das posições e intensidade dos cinturões de pressão, ocasionados pela mudança da

posição da Terra em relação ao Sol ao longo de um ano. Outro motivo é a distribuição de terra/água completamente desigual na superfície terrestre (CUSTÓDIO, 2013).

O que se verifica na realidade são células semipermanentes de alta e baixa pressão espalhadas pelo globo. Essas células sofrem variações em seu tamanho, em sua localização e intensidade no transcorrer do ano, como apresentado na Figura 3.2 (AGUADO e BURT, 2013).

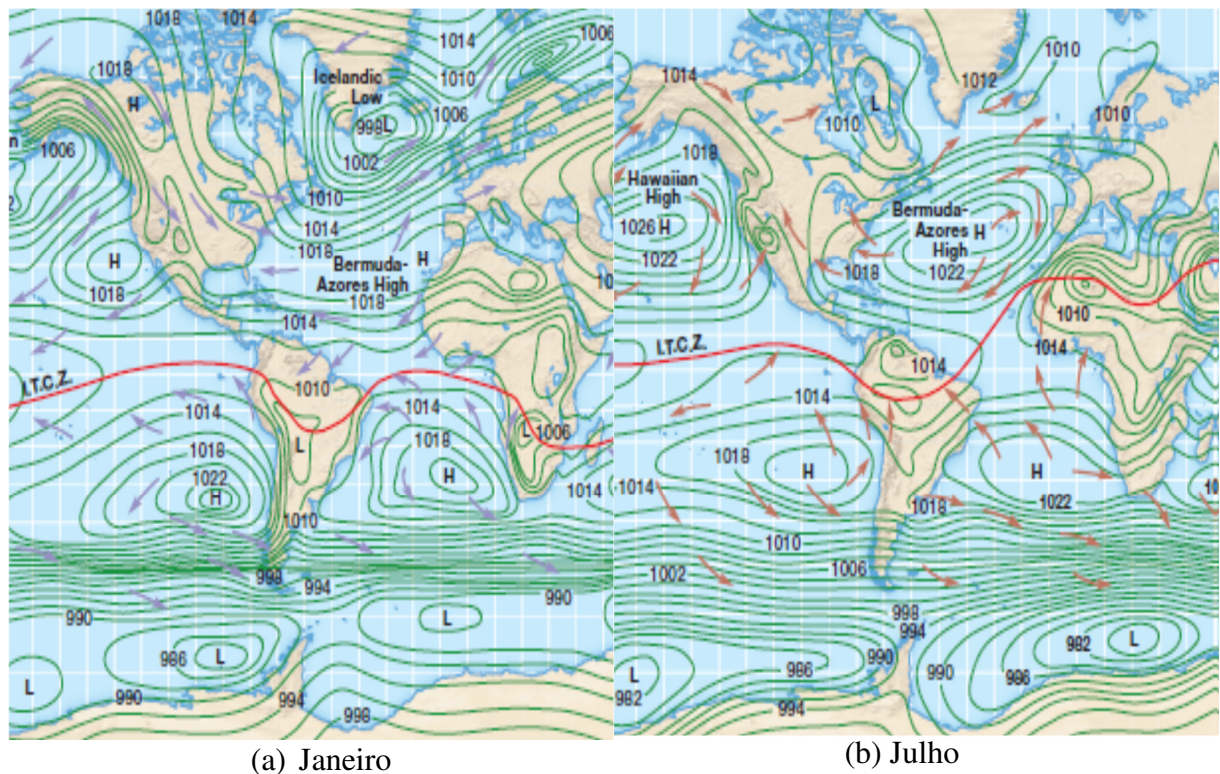


Figura 3.2 - Oscilação dos Centros de Alta/Baixa Pressão
Fonte: (AGUADO e BURT, 2013)

Devido à rotação da Terra, os movimentos de massas de ar sofrem deflexões quando ocorrem entre diferentes latitudes. Esse desvio ocorre devido ao efeito Coriolis, o qual ocorre sobre qualquer massa que se mova dentro da atmosfera, tais como aves migratórias, mísseis e aviões.

O efeito Coriolis surge devido a diferenças entre as velocidades tangenciais encontradas na superfície terrestre. Na linha do equador, por se encontrar mais distante do eixo de rotação do planeta, as velocidades tangenciais são superiores aos pontos situados mais próximos aos polos (AGUADO e BURT, 2013).

Desta forma, uma massa de ar que migra da linha do equador e, portanto, possui elevada velocidade tangencial, em direção a algum dos polos da Terra, local com menor velocidade tangencial, terá sua trajetória inclinada no sentido de rotação da Terra. Quando a trajetória for

inversa, saindo de um ponto com menor velocidade tangencial em direção ao Equador, haverá uma inclinação da trajetória contrária ao sentido de rotação da Terra.

Ambas situações são apresentadas nas Figuras Figura 3.1 e Figura 3.2, as quais apresentam os ventos alísios sendo defletidos para a esquerda, devido à migração para zonas com maior velocidade tangencial. Já os ventos da célula de Ferrel, que migram para pontos com menores velocidades tangenciais, são defletidos para a direita, no mesmo sentido de rotação da Terra.

3.2.2 Escala Sinótica

Os ventos na escala sinótica são os que ocorrem pelo aquecimento ou resfriamento da atmosfera inferior, podendo citar-se os furacões, as mansões e os ciclones extratropicais como exemplos (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2002).

Os furacões são ciclones e se caracterizam por serem massas de ar que giram em torno de um centro de baixa pressão. Sua energia provém do calor latente liberado pela condensação do vapor d'água e por isso tem sua origem em mares aquecidos, o que se verifica entre as latitudes de 5° e 20°. Em posições próximas ao equador, mesmo tendo a temperatura da água mais quente, os furacões não se formam devido à pequena força de Coriolis. No hemisfério Sul têm sentido de rotação horário, enquanto que no hemisfério norte o sentido é anti-horário (AGUADO e BURT, 2013).

Os anticiclones possuem massas de ar girando em torno de um centro de altas pressões, possuindo sentido de rotação anti-horário no hemisfério Sul. No hemisfério norte o sentido é contrário.

Massas de ar são massas de alta pressão de grandes proporções que migram pela superfície terrestre carregando as características físicas obtidas em sua região de origem. Essas têm origem nos trópicos ou nos polos, podendo ser classificadas como marítimas ou continentais. À medida que esses grandes blocos de ar migram, suas características originais vão se modificando, pois absorvem as condições dos locais por onde passam (BLESSMANN, 1995).

Também considerado deslocamento de escala sinótica, as mansões são um fenômeno típico em parte da Ásia. Esse se caracteriza pelas fortes chuvas durante o verão, seguido por um período de estiagem no transcorrer do inverno e é ocasionado pela inversão no sentido dos deslocamentos de ar (AGUADO e BURT, 2013).

3.2.3 Mesoescala

As condições locais de terreno e posicionamento geográfico influenciam consideravelmente os ventos de Mesoescala. Áreas próximas ao oceano ou localizadas próximas a grandes lagos, assim como regiões próximas às montanhas, possuem características específicas em relação ao deslocamento de massas de ar.

A brisa marítima e terrestre são circulações que ocorrem devido à diferença de absorção da radiação solar entre terra e água, o que gera os gradientes térmicos necessários para os deslocamentos de ar. Durante o dia, devido a terra ficar mais quente que a água, o vento sopra da água em direção a terra, ao passo que, durante a noite, devido ao rápido resfriamento da terra, as direções dos deslocamentos se invertem (CUSTÓDIO, 2013).

Outro vento com padrão diário de oscilação é o vento de montanha. Devido à inclinação do morro, o ar é aquecido mais rapidamente em sua superfície que no vale. Dessa forma, esse ar quente se expande e cria um gradiente de pressão em relação ao vale, que permanece frio. Assim, durante o dia, o ar frio do vale sobe em direção à montanha, ocupando o espaço gerado pelo ar aquecido. Durante a noite, devido ao esfriamento mais rápido da montanha, o sentido de deslocamento se inverte (AGUADO e BURT, 2013).

As montanhas e vales podem produzir, além dos efeitos térmicos apresentados acima, outros efeitos no escoamento de massa de ar. Montanhas tem a capacidade de direcionar os movimentos de ar, propiciando o afunilamento do vento e conseqüente aumento nas velocidades e frequências de ventos em determinada região (BURTON et al, 2001).

Outro fenômeno classificado como ventos de Mesoescala são os tornados. Estes se caracterizam por vórtices de ar com elevada velocidade e estão geralmente associados a atmosferas instáveis e tempestivas. Seus impactos são grandes, mas são restritos a pequenas extensões (CUSTÓDIO, 2013).

3.2.4 Circulações no Rio Grande do Sul

Na posição geográfica que se localiza o estado do Rio Grande do Sul a circulação de massas de ar é estabelecida pelos efeitos de três fenômenos climáticos. A nordeste do estado, sobre o oceano Atlântico, existe um centro de alta pressão quase permanente, o qual dá origem a um anticiclone tropical sul. A oeste do estado, próximo da Cordilheira dos Andes, localiza-se

um centro de baixa pressão, o qual provoca o surgimento de um ciclone extratropical. O gradiente de pressão entre estes dois pontos provoca um escoamento de massas de ar no Rio Grande do Sul, o que, quando associado às frequentes passagens de massas de ar polar sobre o estado, caracterizam o perfil geral do escoamento sobre solo gaúcho (CUSTÓDIO, 2013) e (AMARANTE e SILVA, 2002).

O centro de alta pressão localizado sobre o oceano Atlântico não é exclusividade da América do Sul, ocorrendo o mesmo fenômeno em outros oceanos. A ocorrência destes centros de alta pressão está associada a circulação geral da atmosfera, mais especificamente a circulação referente a célula Hadley, como visto em 3.2.1. No Brasil, além de ser determinante para o escoamento atmosférico sobre o Rio Grande do Sul, a Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) afeta o clima do país como um todo, tanto no inverno como no verão, influenciando desde o regime de chuvas à ocorrência de geadas (BASTOS e FERREIRA, 2000).

Os anticiclones, no hemisfério Sul, caracterizam-se por movimentos de massas de ar no sentido anti-horário em torno de um centro de alta pressão. Dessa forma, a ASAS gera no território gaúcho ventos predominantemente de sentido nordeste, os quais no estado são chamados de Nordestão (CUSTÓDIO, 2013).

A Baixa do Noroeste Argentino (BNOA) tem origem térmica nos meses de verão, devido aos intensos fluxos superficiais de calor numa região desértica, e influência do relevo durante os meses de inverno, devido a sua proximidade com a Cordilheira dos Andes. A sua atuação é mais intensa durante os meses de verão, sendo no inverno mais intermitente. Esse centro de baixa pressão gera um ciclone extratropical, o qual se caracteriza por ventos no sentido horário no hemisfério Sul (ESCOBAR e SELUCHI, 2012).

A interação entre estes dois pontos com diferentes pressões resulta em uma circulação de massas de ar, sendo a predominante no interior do Uruguai e no extremo sul do Brasil. O vento proveniente deste deslocamento de ar sopra de sudeste e leste e denomina-se Aragano (CUSTÓDIO, 2013).

A entrada de massas de ar provenientes da região polar também são fontes de vento no estado. O encontro da frente fria com as massas tropicais provoca chuvas devido ao levantamento do ar quente e rápidas mudanças de temperatura. A direção do vento também se modifica: antes da passagem da frente fria o escoamento é de norte, variando para sudoeste com a passagem da massa de ar polar. Este vento é chamado no estado de Minuano e se caracteriza por ser um vento frio e cortante (AMARANTE e SILVA, 2002).

Na Figura 3.3 é apresentada uma rosa dos ventos com o nome típico e respectivas direções dos ventos gaúchos.

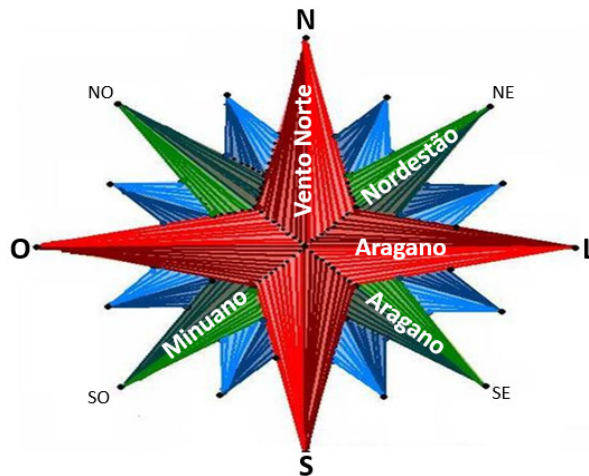


Figura 3.3 - Rosa dos Ventos Gaúchos

Na análise da carta sinótica de 06 de março de 2012 06Z (CPTEC, 2012), reproduzida na Figura 3.4, são visualizados os três fenômenos citados que atuam sobre a circulação atmosférica da América do Sul. A Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) está com seu centro de alta pressão (1024 hPa) localizado por volta de 41° S e 28° W, enquanto que a Baixa do Noroeste Argentino (BNOA) tem seu núcleo de baixa pressão (1005 hPa) levemente acima do 30° S e 65° W. Sobre a Argentina, quase na fronteira com o Uruguai, encontra-se uma frente fria proveniente do Sul do continente.

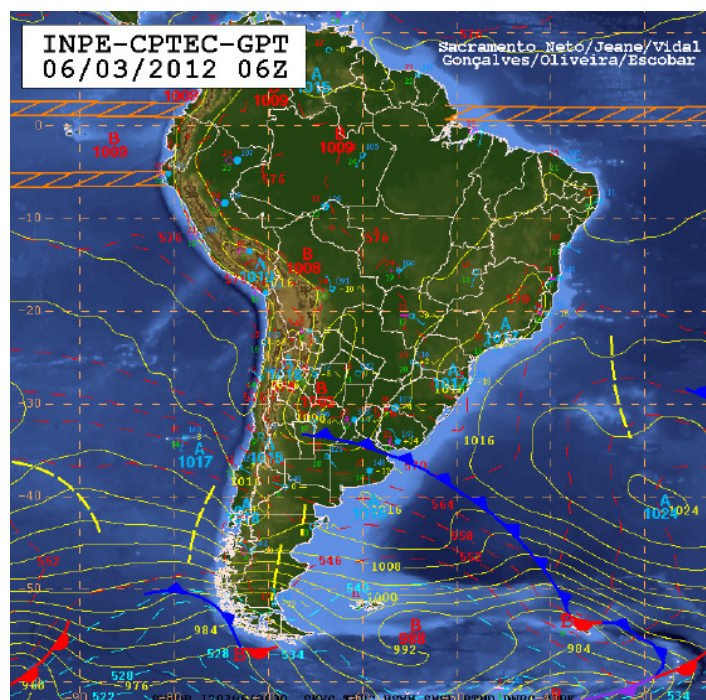


Figura 3.4 - Carta Sinótica 06/03/2012
Fonte: (CPTEC, 2012)

Ressalta-se que apesar destes três fenômenos caracterizarem o escoamento geral sobre o estado, as características regionais podem modificar e produzir variações significativas neste padrão de escoamento.

3.3 Potência Disponível no Vento

Massas de ar em movimento possuem uma energia associada, a qual pode ser obtida a partir da equação da energia cinética apresentada na Eq. (3.1):

$$E = \frac{m v^2}{2} \quad (3.1)$$

onde:

E energia cinética do ar em movimento [J];

m massa de ar [kg];

v velocidade do vento [m/s];

Sendo a potência a derivada da energia no tempo, temos que a potência presente no vento é dada pela Eq. (3.2).

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m} v^2}{2} \quad (3.2)$$

onde:

P potência disponível no ar em movimento [W];

E energia cinética do ar em movimento [J];

t tempo [s]

\dot{m} vazão mássica de ar [kg/s];

v velocidade do vento [m/s];

Sendo que a vazão mássica de ar é dada pela Eq. (3.3).

$$\dot{m} = \rho v A \quad (3.3)$$

onde:

\dot{m} vazão mássica de ar [kg/s];

ρ massa específica do ar [kg/m³]

v velocidade do vento [m/s];

A área da seção transversal [m²]

Substituindo a Eq. (3.3) na Eq. (3.2) obtém-se a potência disponível em massas de ar em movimento, a qual é dada pela Eq. (3.4).

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.4)$$

onde:

P potência disponível no ar em movimento [W];

ρ massa específica do ar [kg/m³];

v velocidade do vento [m/s];

A área da seção transversal [m²];

Em teoria, nem toda a potência disponível no vento é passível de ser convertida em energia mecânica, através da utilização de aerogeradores. Na Figura 3.5 é apresentado um tubo de vazões, conceito que levou Betz a concluir que apenas a fração de 16/27 (59,3%) é possível de ser convertida em energia mecânica.

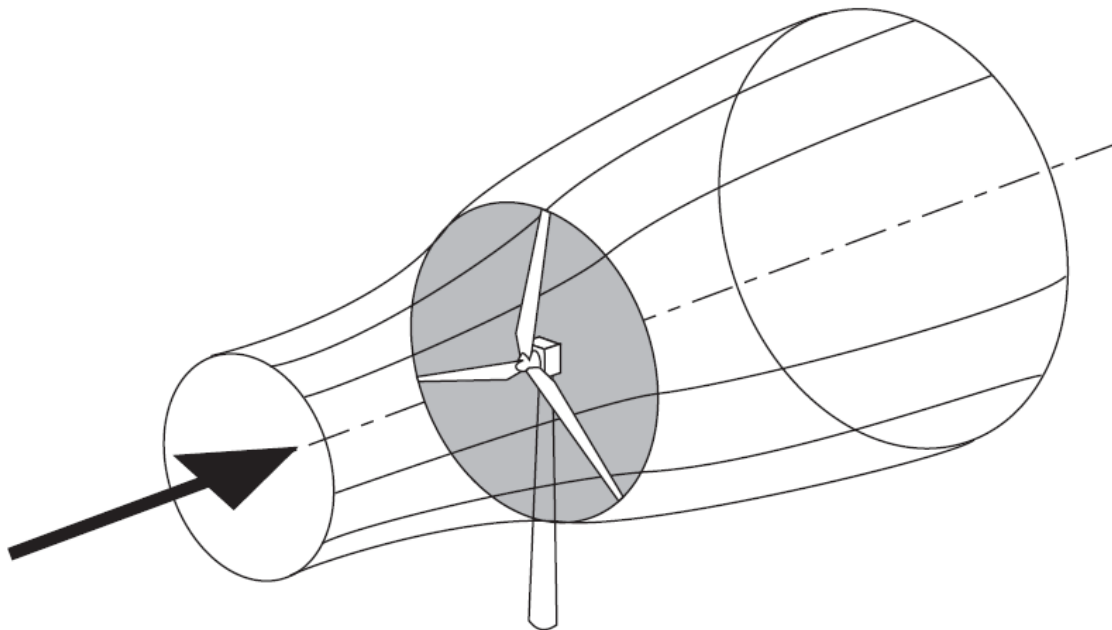


Figura 3.5 - Tubo de Vazões
Fonte: (BURTON et al., 2001)

A impossibilidade de extrair todo o potencial cinético do vento se baseia no fato de que, caso a extração fosse total, a velocidade do escoamento deveria ser nula atrás do aerogerador. Porém, essa situação faria com que o fluxo de ar contornasse a turbina ao invés de atravessá-la. Betz concluiu que o ponto ótimo de operação é quando a turbina reduz em 2/3 a velocidade do ar incidente, permitindo que o vento após a turbina permaneça com 1/3 da velocidade do escoamento livre (CUSTÓDIO, 2013).

3.4 Distribuição de Frequências

A velocidade do vento é uma variável aleatória e contínua, sendo de difícil análise. Dessa forma, o padrão atualmente utilizado para descrever seu comportamento é através de uma distribuição de probabilidades, sendo que a função matemática que melhor reproduz seu comportamento é a função Weibull (CUSTÓDIO, 2013).

Esta função possui 3 parâmetros e é dada pela Eq. (3.5).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.5)$$

onde:

$f(v)$ função de densidade de probabilidade de Weibull [adm];

k fator de forma [adm.];

c fator de escala [m/s];

v velocidade do vento [m/s];

O fator de escala c está relacionado a velocidade média de vento e é dado pela Eq. (3.6).

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.6)$$

onde:

c fator de escala [m/s];

\bar{v} velocidade média do vento [m/s];

Γ função Gama

k fator de forma [adm.]

O fator de forma k está relacionado com a forma da distribuição das velocidades de vento em torno da média. No caso de k ser igual a 2, a distribuição recebe o nome de Rayleigh, sendo muitas vezes utilizadas em estudos preliminares. O valor de k pode ser obtido, na faixa entre 1,4 e 3,9 pela Eq. (3.7) (CUSTÓDIO, 2013).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.7)$$

onde:

k fator de forma [adm.];

σ desvio padrão das velocidades do deslocamento do ar [m/s];

\bar{v} velocidade média do vento [m/s];

Na Figura 3.6 é apresentada a distribuição das velocidades de vento variando-se primeiramente apenas o fator de forma k e, na sequência, variando apenas a velocidade média de vento.

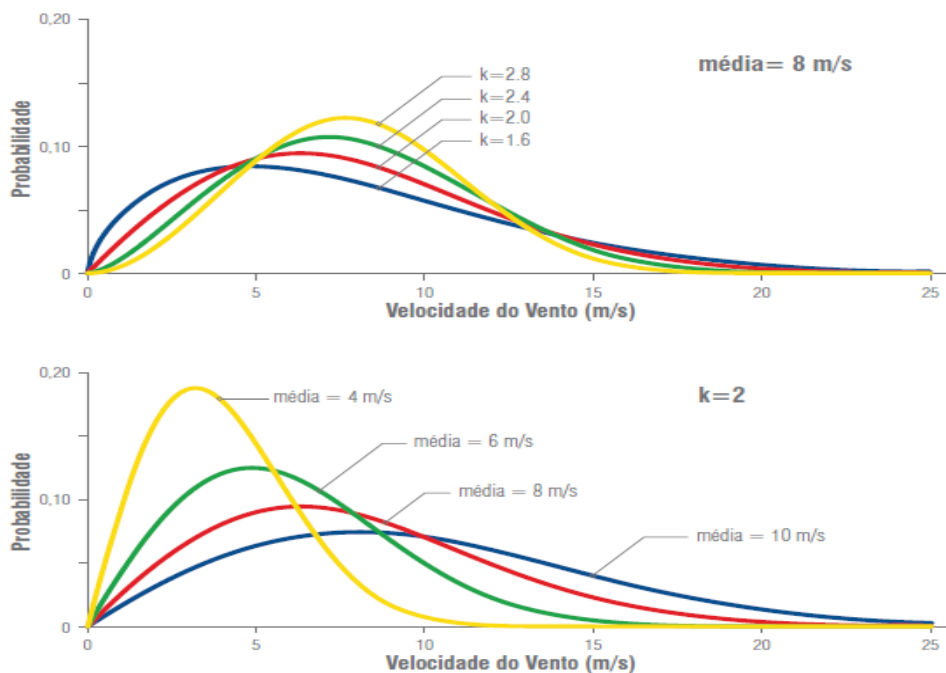


Figura 3.6 - Distribuição de Frequências de Velocidade de Vento
 Fonte: (SECRETARIA DE ENERGIA DE SÃO PAULO, 2012)

Conforme Figura 3.6, constata-se que quanto maior o valor de k mais concentrado em torno da velocidade média de vento é a distribuição de frequências. Em relação à variabilidade de velocidades médias de vento, percebe-se que quanto maior a velocidade mais esparsa é a distribuição.

3.5 Aerogerador

O equipamento que permite transformar a energia cinética contida no ar em movimento em energia elétrica é o aerogerador. Para obter energia elétrica primeiramente o ar em movimento precisa gerar potência mecânica, o que é realizada pela turbina eólica.

As turbinas eólicas mais utilizadas para a geração de energia elétrica se caracterizam por serem de eixo horizontal e possuírem 3 pás, as quais são projetadas em formato de perfil aerodinâmico, de maneira que o ar passante provoque a sua rotação (CUSTÓDIO, 2013).

O perfil aerodinâmico da pá, quando submetido ao escoamento de ar, provoca mudanças no escoamento. A presença do corpo sólido implica no aumento da velocidade do ar no lado convexo do perfil, provocando o surgimento de gradiente de pressão entre os lados do aerofólio e dando origem a força de sustentação. O escoamento também provoca o surgimento de forças de atrito (ou forças viscosas), devido ao contato da massa de ar com as paredes do perfil aerodinâmico (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2002). A força resultante da distribuição de tensões viscosas e tensões normais sobre o corpo é decomposta em:

- **Força de Sustentação:** é normal a direção relativa do escoamento e é consequência principalmente das diferenças de pressão entre os lados côncavos e convexos do perfil aerodinâmico;
- **Força de Arrasto:** é a componente paralela ao escoamento e causada pelo atrito do ar com a superfície do aerofólio e pela diferença de pressão entre a face exposta ao vento e a oposta;

Na Figura 3.7 são apresentadas estas as duas forças, junto com o conceito de ângulo de ataque.

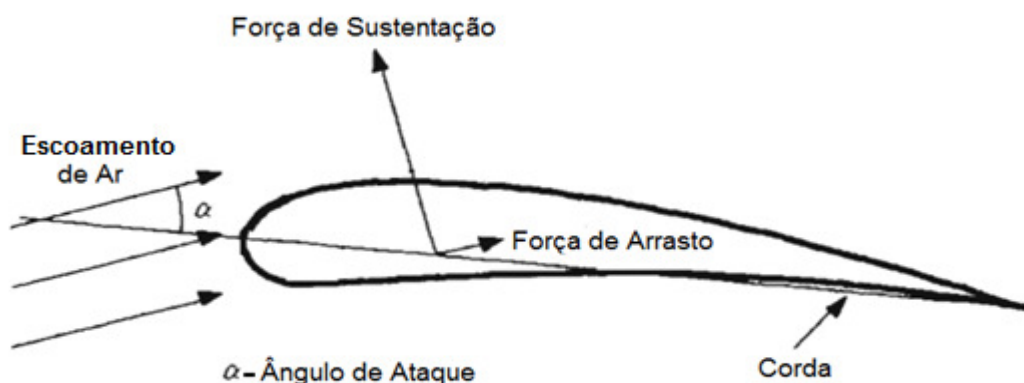


Figura 3.7 - Esforços Incidentes no Perfil Aerodinâmico da Pá
Adaptado de: (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2002)

O ângulo de ataque de um perfil aerodinâmico é definido como o ângulo entre a corda e a direção do vento incidente. A variação do ângulo de ataque tem a capacidade de alterar a distribuição das forças de sustentação e arrasto, alterando a eficiência do aerogerador à diferentes velocidades de vento (BURTON et al., 2001). As forças aerodinâmicas resultantes sobre cada segmento do perfil aerodinâmico, atuando de forma conjunta e acoplada ao eixo de rotação, produzem o torque aerodinâmico, que em rotação produzem a potência mecânica no eixo. Essa potência é entregue ao gerador elétrico e convertida em potência elétrica.

A eficiência de um aerogerador depende fundamentalmente da qualidade aerodinâmica das pás e é avaliada a partir de seu Coeficiente de Potência (C_p), o qual representa a razão entre a potência efetivamente extraída pela turbina eólica e a potência disponível no vento, conforme Eq. (3.8)

$$C_p = \frac{P_t}{P} \quad (3.8)$$

onde:

C_p coeficiente de potência [adm.]

P_t potência extraída do vento por uma turbina [W];

P potência disponível no ar em movimento [W];

O máximo teórico deste coeficiente é estabelecido por Betz ($C_{p_Máx} = 0,593$), porém em termos práticos um aerogerador possui limitações adicionais, como, por exemplo, perdas aerodinâmicas e atrito mecânico. Para altas velocidades de vento a eficiência do aerogerador tende a ser reduzida propositalmente, de modo que a potência extraída do vento não seja superior à capacidade nominal do gerador elétrico conectado ao eixo da turbina. Dessa forma, inserindo-se o Coeficiente de Potência da turbina eólica na Eq. (3.4), obtém-se a potência elétrica produzida por uma turbina eólica, conforme Eq. (3.9).

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3.9)$$

onde:

P_t potência extraída do vento por uma turbina [W];

C_p coeficiente de potência [adm.]

ρ massa específica do ar [kg/m^3];

A área da seção transversal [m^2];

v velocidade do vento [m/s];

3.5.1 Componentes

Um aerogerador é uma máquina complexa composta por diversos equipamentos, os quais são apresentados esquematicamente na Figura 3.8.

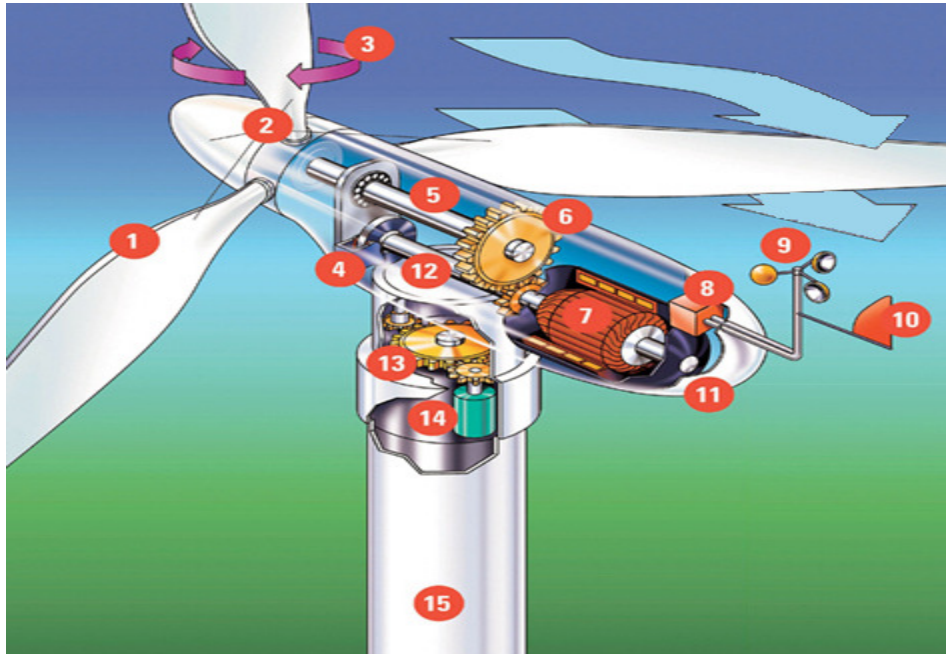


Figura 3.8 - Componentes de um Aerogerador

- 1 – Pás:** são os elementos especialmente projetados para converter a energia cinética do ar passante em potência mecânica. As suas dimensões são variáveis conforme potência do gerador elétrico e nível de turbulência no vento;
- 2 – Cubo:** local onde são fixadas as pás do aerogerador;
- 3 – Controle de Passo:** aerogeradores com controle de passo (*pitch control*) têm a capacidade de girar a pá em torno de seu próprio eixo longitudinal, permitindo alterar o ângulo de ataque e conseqüentemente a eficiência do aerogerador para cada velocidade do vento incidente;
- 4 – Freios mecânicos:** servem para realizar a parada da turbina, seja para evitar danos provocados por ventos demasiadamente rápidos ou para manutenção;
- 5 – Eixo lento:** transfere a energia mecânica produzida pelas pás a caixa de engrenagem;
- 6 – Caixa de engrenagens:** tem a função de elevar o número de rotações do eixo lento, de forma a possibilitar a geração de energia elétrica pelo gerador elétrico. Alguns modelos não apresentam este componente, em razão de utilizarem um gerador elétrico com elevado número de polos;

- 7 – **Gerador Elétrico:** é o equipamento que transforma a energia mecânica presente no eixo rotativo em energia elétrica;
- 8 – **Unidade de Controle:** tem a função de supervisão e controle do aerogerador;
- 9 – **Anemômetro:** mede a velocidade do vento;
- 10 – **Biruta:** mede a direção do vento;
- 11 – **Nacele:** é a carcaça montada sobre a torre e que abriga os demais equipamentos;
- 12 – **Eixo rápido:** transfere a energia mecânica da caixa de engrenagem ao gerador elétrico;
- 13 e 14 – **Sistema de mudança de direção:** é responsável por alinhar a turbina perpendicularmente ao vento incidente;
- 15 – **Torre:** estrutura que tem como finalidade elevar a turbina;

3.5.2 Curva de Potência

O aerogerador possui eficiência (C_p) variável na gama de velocidades nas quais converte energia, o que dificulta o uso da Eq. (3.9). Para facilitar os fabricantes apresentam a curva de potência das máquinas, o que não deixa de ser a Eq. (3.9) aplicada a cada velocidade vento, utilizando como premissa a densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$. Na Figura 3.9 é apresentada a curva de potência de um aerogerador, destacando-se a velocidade mínima para a partida da máquina (v_{in}), a velocidade na qual atinge a potência nominal (v_n) e a velocidade em que a máquina sai de operação (v_{out}).

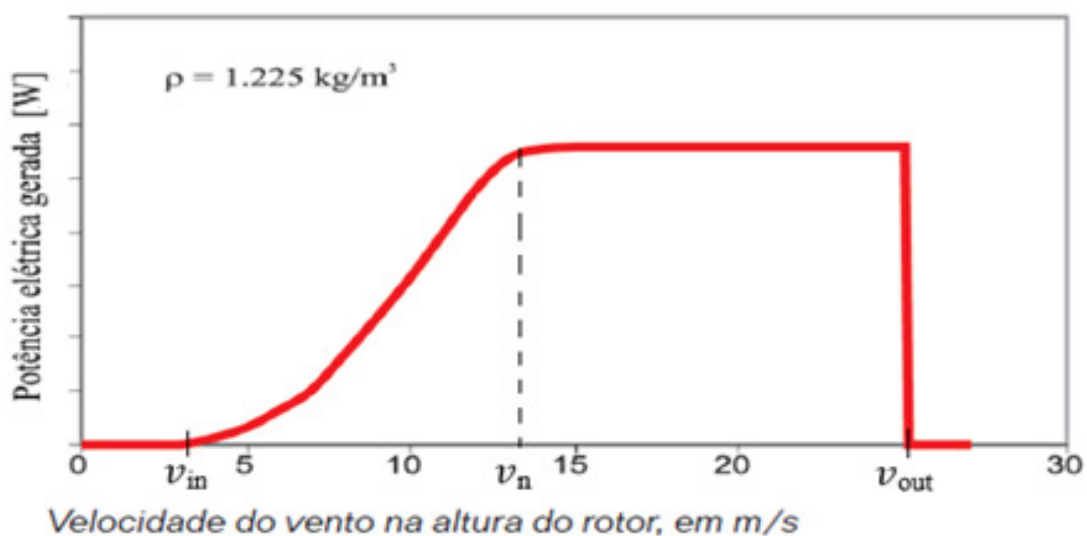


Figura 3.9 - Curva de Potência de um Aerogerador
Adaptado de: (AMARANTE et al, 2001)

3.5.3 Classes de Vento

Os aerogeradores são fabricados para operarem em diferentes tipos de vento, os quais são classificados em três classes, conforme padrão estabelecido pela (IEC 61400-1, 2005). As classes de vento são definidas em função da velocidade de ventos extremos, com recorrência de 50 anos, e nível de turbulência, conforme apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Classes de Vento

Classes de Aerogeradores	I	II	III	S
V_{REF} (m/s)	50,00	42,50	37,50	Valores Especificados pelo Fabricante
A (I_{REF} - %)	16			
B (I_{REF} - %)	14			
C (I_{REF} - %)	12			

Fonte: (CUSTÓDIO, 2013)

As classes A, B e C definem os níveis de turbulência, sendo a categoria A a que apresenta maior intensidade. Esta classificação permite que o projeto das turbinas seja mais eficiente, sem a necessidade das máquinas serem projetadas para suportar qualquer regime de vento. Dessa forma, máquinas expostas a baixos níveis de turbulência e a baixas velocidades de vento extremos não precisam ser sobre dimensionadas desnecessariamente.

3.6 Energia

A energia produzida por uma turbina eólica é dada pelo somatório da multiplicação entre a potência do aerogerador a uma dada velocidade e a frequência de ocorrência da velocidade, conforme exemplificado na Figura 3.10.

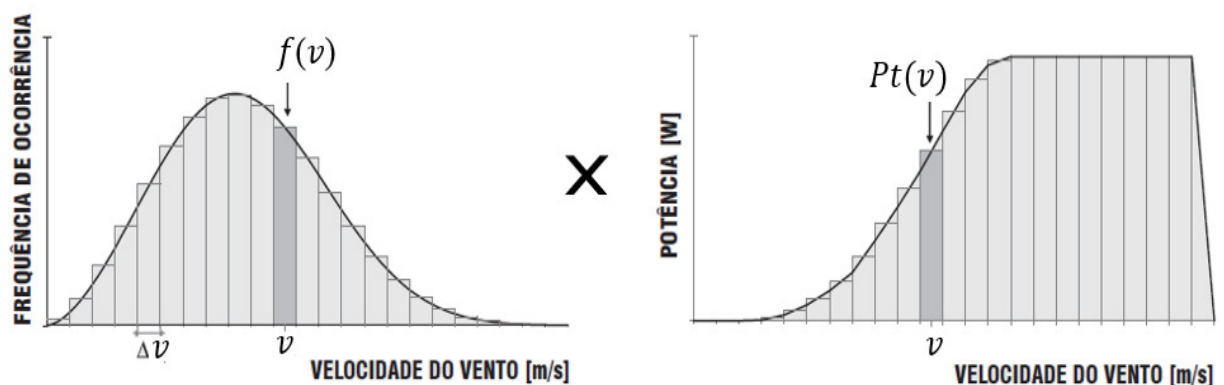


Figura 3.10 - Cálculo da Energia Produzida por um Aerogerador
Adaptado de: (AMARANTE, SILVA e ANDRADE, 2009)

Para obtenção da energia anual, o resultado da multiplicação das duas curvas apresentadas na Figura 3.10 deve ser multiplicado pelo número de horas de um ano e, com o intuito de incorporar perdas devido a indisponibilidade de máquinas e interferência aerodinâmica entre aerogeradores, pode se inserir um índice de eficiência, conforme apresentado na Eq. (3.10).

$$E_{ano} = 8760\eta \sum Pt(v) f(v) \quad (3.10)$$

onde:

E_{ano} energia produzida pela turbina em um ano [Wh];

η índice de eficiência da instalação e operação [adm];

$Pt(v)$ potência extraída do vento por uma turbina em uma velocidade de vento [W];

$f(v)$ função de densidade de probabilidade de Weibull [adm];

A razão entre a energia elétrica produzida anualmente por uma turbina e a energia que seria produzida caso a turbina operasse em tempo integral em sua potência nominal é chamada de Fator de Capacidade e é obtido através da Eq. (3.11).

$$Fc = \frac{E_{ano}}{8760 Pn} \quad (3.11)$$

onde:

Fc Fator de Capacidade [adm.];

E_{ano} energia produzida pela turbina em um ano [Wh];

Pn potência nominal da turbina [W];

4 CAMADA LIMITE

Conforme Schlichting (1979), o conceito de camada limite foi apresentado, em 1904, por Ludwig Prandtl em seu artigo “*Fluid Motion With Very Small Friction*”. Ele demonstrou que ao dividir-se o escoamento do fluido sobre um corpo sólido em duas regiões se possibilitava uma melhor abordagem do problema. As regiões propostas por Prandtl foram:

- Uma camada muito fina sobre a superfície, na qual o efeito da viscosidade é importante;
- Na região acima desta camada a viscosidade poderia ser considerada desprezível e a teoria de fluido ideal poderia ser aplicada com boa aproximação;

Tomando-se como exemplo o escoamento de um fluido sobre uma placa plana estática, observa-se que na região próxima da superfície há uma desaceleração do fluido, o que ocorre devido à aderência das partículas a parede do sólido. A parcela diretamente em contato com a fronteira sólida tem velocidade zero, pois não há deslizamento. As camadas de fluido localizadas imediatamente acima desta estacionária têm sua velocidade atenuada devido às forças de fricção. A camada limite, como é nomeada esta região onde a viscosidade exerce papel relevante no escoamento, tem seu limite no ponto em que a velocidade de escoamento não é mais interferida pela superfície sólida.

Na Figura 4.1 é apresentado o modelo de escoamento de um fluido em uma placa plana. A partir da incidência do fluido na placa, identifica-se a formação de uma camada limite crescente, devido ao aumento da quantidade de fluido afetado pela desaceleração provocado pela placa.

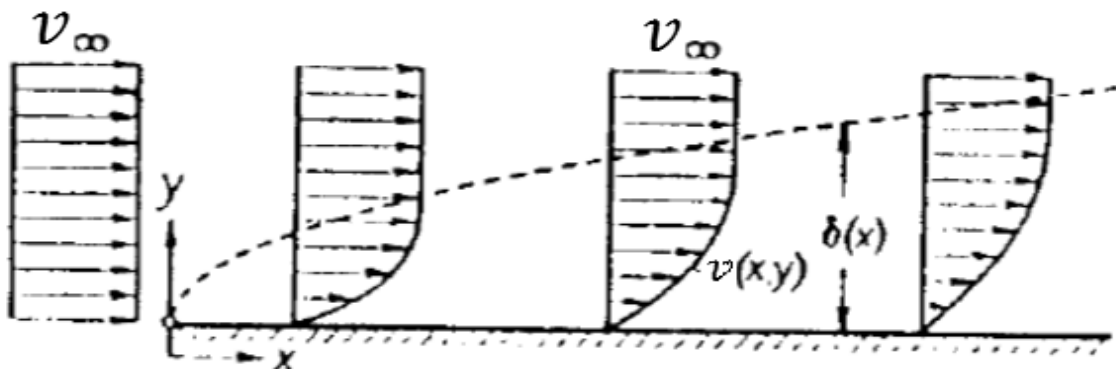


Figura 4.1 - Formação da Camada Limite em Escoamento sobre Placa Plana
Adaptado de: (SCHLICHTING, 1979)

onde:

v_{∞} Velocidade de escoamento livre [m/s]

$v(x, y)$ Velocidade de escoamento no plano cartesiano [m/s]

$\delta(x)$ Altura da camada limite [m]

x Coordenada cartesiana horizontal [m]

y Coordenada cartesiana vertical [m]

4.1 Camada Limite Atmosférica

A Camada Limite Atmosférica (CLA) localiza-se na troposfera e tem suas características de vento dependentes da rugosidade, topografia do terreno, da forma, dimensões e distribuições dos obstáculos naturais e artificiais. Todos esses fatores geram turbulência e quanto maior for a rugosidade superficial, maior será a agitação dos deslocamentos e a altura da camada limite atmosférica.

Assim como no conceito de camada limite apresentada por Prandtl, a CLA apresenta velocidades de vento iguais a zero junto à superfície terrestre e seu limite superior é o ponto no qual a velocidade de escoamento não é mais interferida pela superfície terrestre, ou seja, quando a velocidade for igual à de escoamento livre, nesse caso igual a velocidade do vento geostrófico.

A altura da camada limite é diretamente afetada pela topografia e pelas características superficiais do terreno, sendo esta normalmente parametrizada pela comprimento de rugosidade (z_0). Esse parâmetro é obtido a partir do tamanho e distribuição dos obstáculos que interferem o escoamento do vento (CUSTÓDIO, 2013).

4.1.1 Topografia do Terreno

A topografia do terreno tem a capacidade de alterar o perfil de escoamento do vento. A presença de elevações, depressões ou até mesmo obstáculos de menor dimensão, alteram a velocidade do vento e a intensidade de turbulência presente nas massas de ar em movimento.

A elevação do terreno, verificada em colinas, morros e montanhas, provoca o estreitamento da área de passagem do ar, com conseqüente concentração do fluxo e aumento da velocidade do vento em seu cume, conforme apresentado na Figura 4.2.

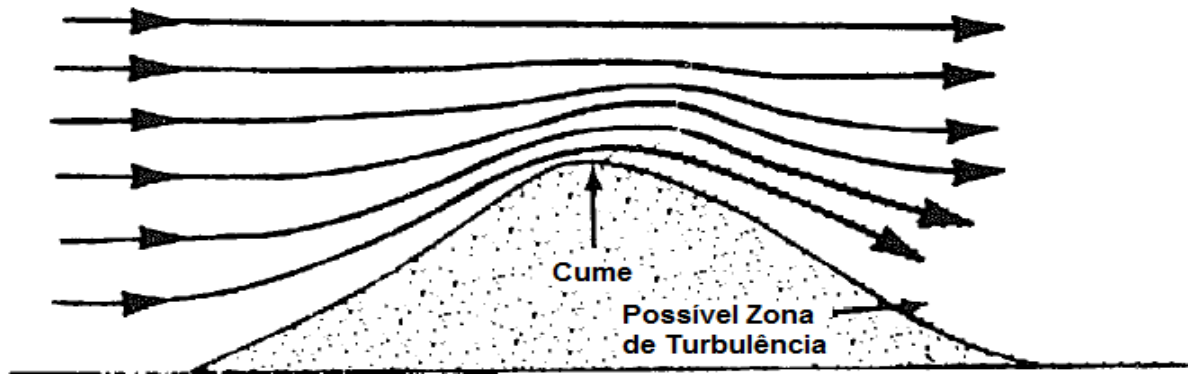


Figura 4.2 - Caracterização do Escoamento de Ar sobre uma Elevação
Adaptado de: (WEGLEY, ORGILL e DRAKE, 1978)

A variação de velocidade verificada no cume e a intensidade da turbulência a sotavento são dependentes da inclinação e do formato da encosta da elevação. Os maiores ganhos de velocidade são obtidos em encostas com formato triangular e com 16° de inclinação (WEGLEY, ORGILL e DRAKE, 1978).

Após a passagem do ar sobre um obstáculo, seja ele natural ou artificial, o escoamento a sotavento é mais turbulento e possui menor velocidade, retornando as condições de escoamento livre apenas após percorrer cerca de 15 vezes a altura do obstáculo, conforme apresentado na Figura 4.3. Os valores apresentados referem-se a um caso específico, pois a real influência do obstáculo no comportamento do vento depende de suas dimensões e porosidade, além da velocidade e da direção do vento incidente (CUSTÓDIO, 2013).

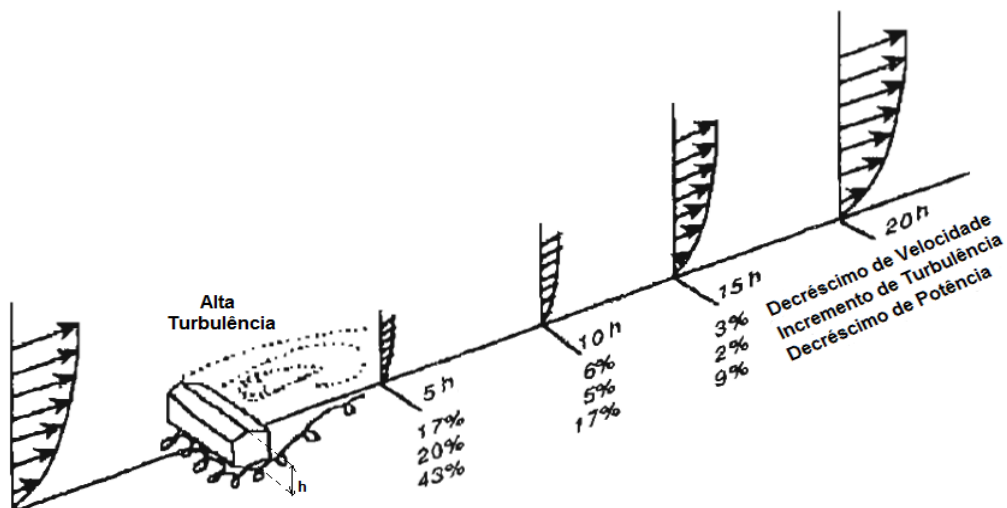


Figura 4.3 - Comportamento do Escoamento frente a um Obstáculo
Adaptado de: (WEGLEY, ORGILL e DRAKE, 1978)

Dependendo do formato e do ângulo de incidência do vento sobre um obstáculo esse pode contorná-lo ao invés de passar sobre ele. Nessas situações as depressões próximas servem

como canal de passagem e podem apresentar ventos de velocidade elevada. Situações como essa surgem nos vales e cânions.

4.1.2 Rugosidade do Terreno

De acordo com (NBR 6123, 1988) a superfície do terreno pode ser classificada quanto à rugosidade em cinco categorias:

Categoria I: superfícies lisas de grandes dimensões, com mais de 5 km de extensão, medida na direção e sentido do vento incidente. Para esta categoria o comprimento de rugosidade z_0 é de 0,005 metros.

Ex: mar calmo, lagos, rios, pântanos sem vegetação.

Categoria II: terrenos abertos em nível ou aproximadamente em nível, com poucos obstáculos isolados, tais como árvores e edificações baixas. A cota média do topo dos obstáculos é considerada inferior ou igual a 1 metro e o comprimento de rugosidade z_0 vale 0,07 metros.

Ex: zonas costeiras planas, pântanos com vegetação rala, campos de aviação, pradarias, fazendas sem sebes ou muros.

Categoria III: terrenos planos ou ondulados com obstáculos tais como sebes e muros, poucos quebra-ventos de árvores, edificações baixas e esparsas. A cota média do topo dos obstáculos é considerada igual a 3 metros e o comprimento de rugosidade z_0 vale 0,3 metros.

Ex: granjas e casas de campo, com exceção das partes com matos, fazendas com sebes e/ou muros, subúrbios a considerável distância do centro, com casas baixas.

Categoria IV: terrenos cobertos por obstáculos numerosos e pouco espaçados, em zona florestal, industrial ou urbanizada. A cota média do topo dos obstáculos é igual a 10 metros e o comprimento de rugosidade z_0 vale 1 metro. Esta categoria também inclui zonas com obstáculos maiores e que ainda não podem ser consideradas na categoria V.

Ex: parques e bosques com muitas árvores, cidades pequenas e seus arredores, subúrbios, áreas industriais.

Categoria V: terrenos cobertos por obstáculos numerosos, grandes, altos e pouco espaçados. A cota média do topo dos obstáculos é considerada igual ou superior a 25 metros e o comprimento de rugosidade z_0 vale 2,5 metros.

Ex: florestas com árvores altas, centros de grandes cidades, complexos industriais bem desenvolvidos.

Os comprimentos de rugosidades apresentados para cada uma das categorias servem como indicativos, sendo comum situações intermediárias as classificações. Nesses casos podem ser realizadas interpolações (NBR 6123, 1988).

Tratando-se de energia eólica é importante a realização de estudos detalhados dos elementos de rugosidade, visando obter valores precisos de comprimentos de rugosidade em todos as direções de vento (CUSTÓDIO, 2013).

4.2 Perfis de Velocidade do Escoamento

Existem dois modelos de aproximação do perfil de velocidade do escoamento dentro da Camada Limite Atmosférica: perfil logarítmico e perfil exponencial. Estas duas abordagens são apresentadas a seguir.

4.2.1 Lei Logarítmica

A lei logarítmica representa o perfil de velocidades do escoamento a partir da Eq. (4.1).

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{z_0}{h_2}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{h_1}\right)} \quad (4.1)$$

onde:

v_2 velocidade na altura h_2 [m/s];

v_1 velocidade na altura h_1 [m/s];

h_2 altura do solo no ponto 2 [m];

h_1 altura do solo no ponto 1 [m];

z_0 comprimento de rugosidade do local [m]

Essa expressão é oriunda da teoria de escoamento dos fluidos e apresenta um bom ajuste na camada próxima à superfície (MÖLLER e SILVESTRINI, 2004).

A Eq. (4.1) também pode ser utilizada para a determinação do comprimento de rugosidade z_0 , desde que se possua a velocidade do vento em duas alturas diferentes. Essa situação é comum em energia eólica, visto que as torres anemométricas devem ser instaladas com anemômetros em duas alturas diferentes, sendo a menor a 50 m do solo (EPE, 2014).

4.2.2 Lei da Potência

A lei da potência representa o perfil de velocidades do escoamento a partir da Eq. (4.2).

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\beta \quad (4.2)$$

onde:

v_2 velocidade na altura h_2 [m/s];

v_1 velocidade na altura h_1 [m/s];

h_2 altura do solo no ponto 2 [m];

h_1 altura do solo no ponto 1 [m];

β expoente de potência no local [adm.]

O expoente β caracteriza o tipo de terreno, podendo variar de 0,11 para superfícies mais lisas como lagos e mar, até 0,34, para cidades com grande densidade de prédios altos. Esta lei é amplamente utilizada, porém apresenta alguns problemas em sua aplicação. Como a equação é válida para qualquer valor de h_2 , a velocidade do vento aumenta indefinidamente, não identificando o limite superior da CLA. Também ocorre que o modelo não tem relação com a teoria e apresenta resultados pobres para a área próxima à superfície (MÖLLER e SILVESTRINI, 2004).

5 ATLAS EÓLICO DO RS

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, publicado no ano de 2002, foi elaborado pela Secretaria de Energia, Minas e Comunicações (SEMC) e teve como objetivo fomentar o mercado de energias renováveis na matriz elétrica do estado.

A publicação apresenta, além de informações detalhadas sobre os regimes de vento no estado, dados complementares e que facilitam a tomada de decisão em relação à instalação de parques eólicos, tais como a malha de linhas de transmissão do estado, a distribuição populacional, a localização de portos e rodovias, além do relevo e rugosidade do terreno gaúcho.

Após sua divulgação ficou evidente o diferenciado potencial eólico presente no estado, que ocupando uma área de apenas 3,32% do território brasileiro possui 15% do potencial eólico estimado para todo o país, quando analisado o potencial a 50 m de altura e ventos com velocidade média superior a 7 m/s (AMARANTE e SILVA, 2002).

5.1 Os Ventos no Estado do Rio Grande do Sul

O documento inicia a abordagem dos ventos explicando a origem física deste fenômeno, citando o aquecimento desigual da superfície terrestre, na escala global e local, e a rotação do planeta como os principais mecanismos atuantes.

Para o estado do Rio Grande do Sul cita como fenômenos determinantes para o escoamento atmosférico o Anticiclone Subtropical Atlântico, os deslocamentos de massas polares em direção ao estado e a depressão barométrica do nordeste da Argentina. A interação entre esses fenômenos induz um escoamento persistente de massas de ar no sentido leste-nordeste, em toda a região sul do Brasil.

Salienta-se que em termos de mesoescala e microescala podem haver mudanças significativas neste padrão, pois as variações no relevo, altitude e características da superfície, tem capacidade de modificar o escoamento.

Apesar da aleatoriedade do fenômeno é possível estimar o comportamento esperado para a velocidade e a direção do vento, dentro de regimes sazonais e diários.

Na Figura 5.1 é apresentado o regime de vento anual de três localidades do território gaúcho. Os dados apresentados estão no sistema por unidade (p.u.) para facilitar a visualização das variações e da sazonalização mensal e horária do regime de ventos.

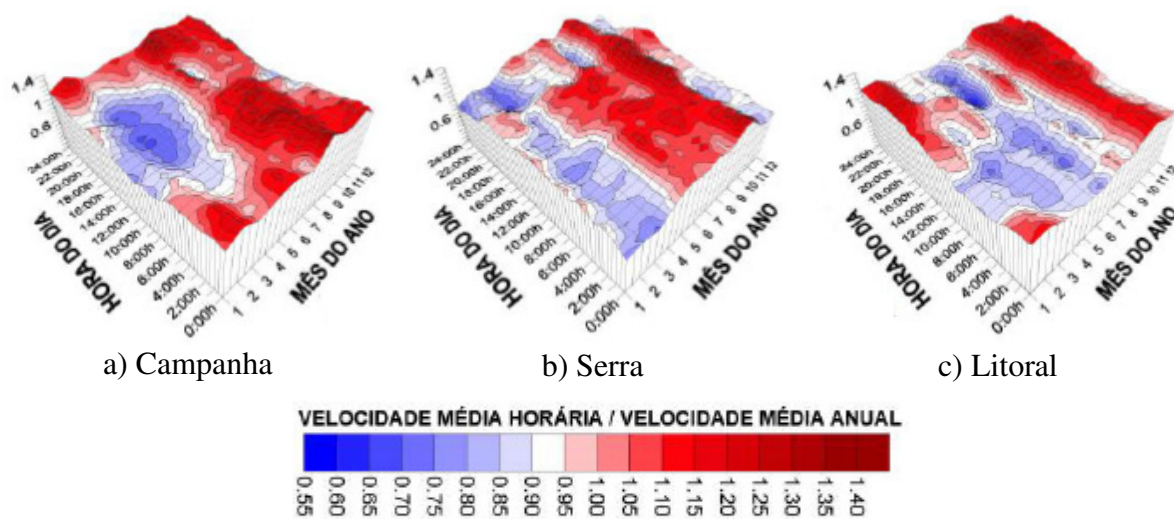


Figura 5.1 - Sazonalização dos Regimes de Vento no Estado do RS
 Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

Percebe-se que, em termos de sazonalidade mensal, o segundo semestre do ano apresenta as maiores velocidades de vento para as três localidades, havendo apenas uma defasagem na ocorrência dos picos entre os extremos leste e oeste do estado, representados na Figura 5.1 pelas imagens da Campanha e do Litoral.

A Figura 5.1-a mostra que os ventos da região da Campanha, próximos a cidade de Santana do Livramento, são mais intensos durante o período noturno, havendo diminuição na velocidade de vento durante o dia, principalmente no primeiro semestre do ano. A serra gaúcha apresenta ventos mais fracos durante o verão e no início das noites, conforme se visualiza na Figura 5.1-b que se refere às medições feitas nas proximidades da cidade de Tainhas. A Figura 5.1-c mostra que os ventos litorâneos, nas proximidades de Santa Vitória do Palmar, têm maior intensidade ao fim da primavera e durante o verão, sendo que devido às brisas marinhas há um incremento nas velocidades verificadas entre as 11 h e às 18 h.

Após a explanação sobre os regimes predominantes de vento é abordado o caráter dinâmico da atmosfera sobre o estado, principalmente devido às passagens de frentes frias que se intensificam durante o inverno e primavera. Após a passagem da frente fria, um vento que ocorre com frequência é o célebre Minuano, sendo este caracterizado pelo vento que sopra de sudoeste, sendo forte, frio e com duração aproximada de três dias.

Devido à interferência de diversas condicionantes no escoamento de ar sobre o estado, não há uma direção de vento que seja predominante em todo o território. No Atlas Eólico do Rio Grande do Sul é apresentada a distribuição de frequências de direções de vento no estado, conforme Figura 5.2.

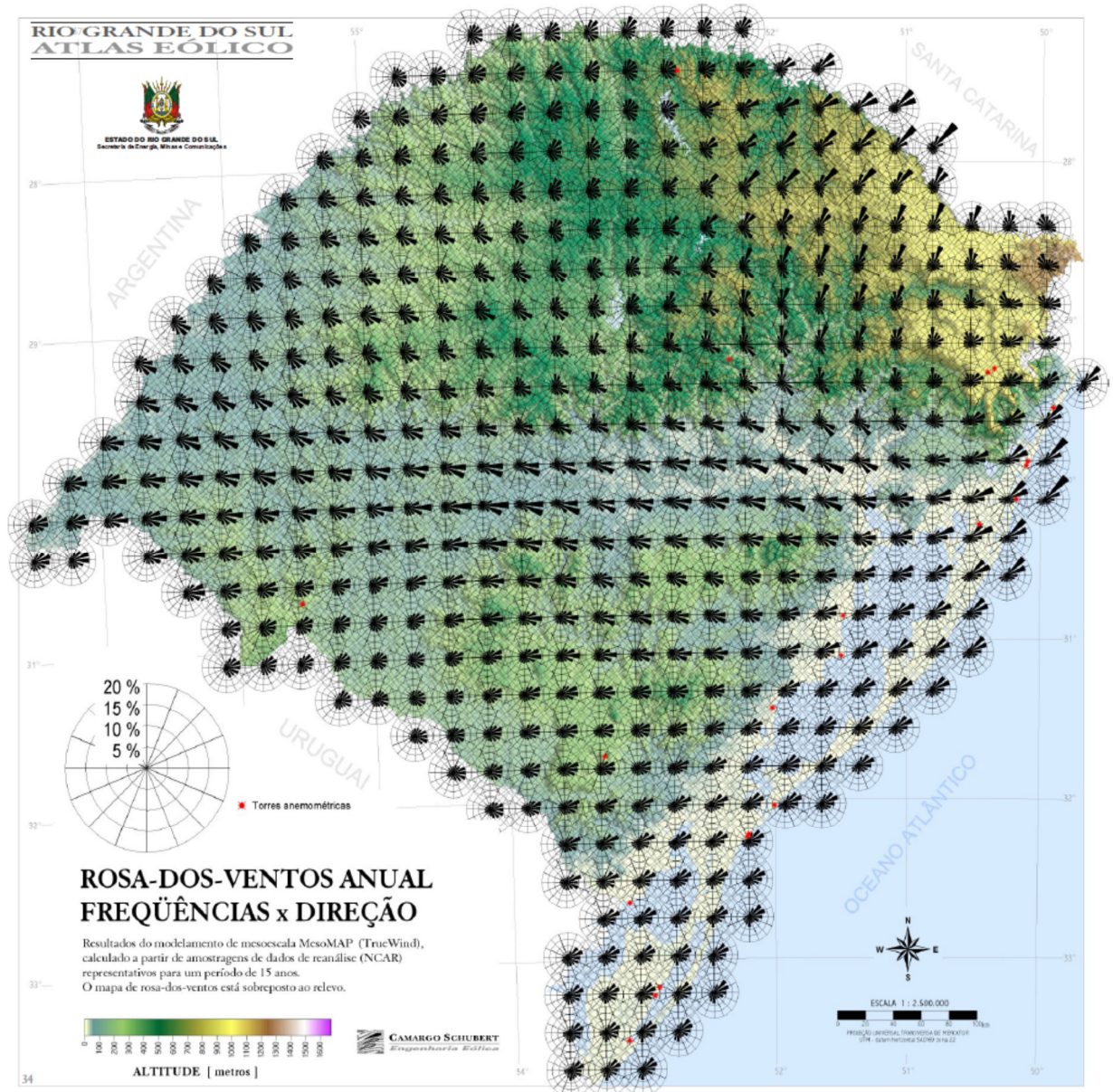


Figura 5.2 - Distribuição de Frequências de Direção do Vento no RS
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

No litoral do estado predomina o vento nordestão, sendo crescente a participação do vento Aragano em direção ao litoral sul. Na região central e na fronteira oeste do estado o vento predominante é o Aragano. A serra gaúcha é a única parcela do território que apresenta uma frequência de ventos considerável provenientes do oeste, sendo predominante, contudo, ventos vindo do N-NE.

5.2 Tecnologia das Máquinas

Em relação à tecnologia das máquinas, o Atlas considera as de 2 MW de capacidade como uma tecnologia já consolidada, devido ao grande número de unidades já em operação no mundo. O Atlas cita como uma tendência o aumento nas dimensões e na capacidade unitária dos aerogeradores, citando máquinas de 3 MW a 4 MW de capacidade em etapa de consolidação tecnológica.

Para estimar o potencial eólico do estado foram utilizadas três curvas de potência, conforme apresentado na Figura 5.3. As duas primeiras curvas foram obtidas a partir da média de desempenho de turbinas eólicas comerciais da época e apresentam potência nominal de 500 kW e 1.500 kW, com diâmetros de rotor de 40 m e 80 m respectivamente.

A curva de potência da turbina de 3.000 kW e com diâmetro de rotor 100 m foi obtida através de uma projeção a partir de curvas típicas de turbinas de 1.500 kW e 2.500 kW, levando-se em consideração que a potência é proporcional à área varrida pelo rotor.

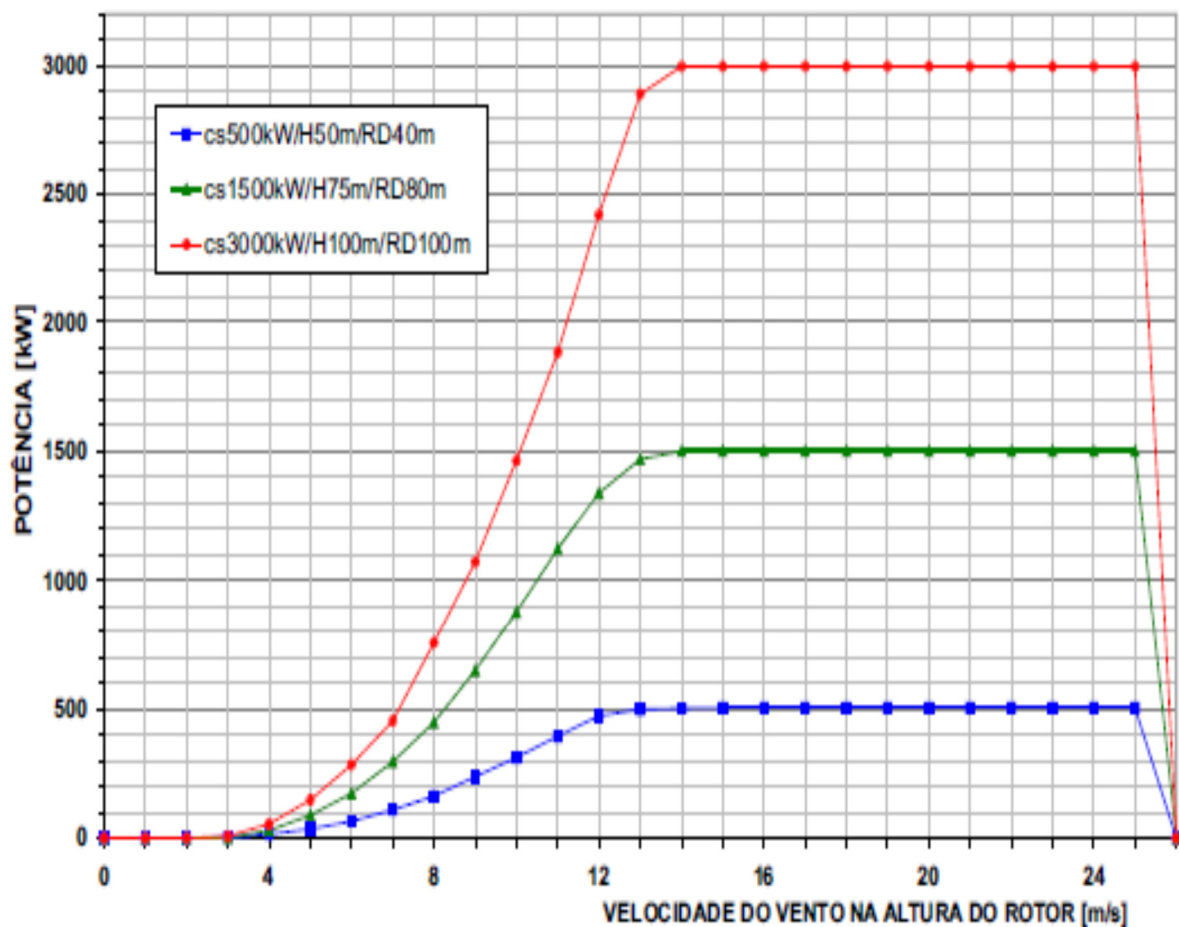


Figura 5.3 - Curvas de Potência utilizadas no Atlas Eólico do RS
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

5.3 Torres de Medição Anemométricas

A base de dados utilizada para o mapeamento eólico do estado do Rio Grande do Sul proveio de 21 torres de medição anemométrica, as quais tinham altura entre 40 e 50 m. Estas medições foram realizadas em pontos estratégicos do estado e tiveram a colaboração de diversas empresas do setor elétrico, tais como distribuidoras e geradoras de energia, além de fabricantes de equipamentos eólicos. A sua distribuição no território gaúcho é apresentada na Figura 5.4.

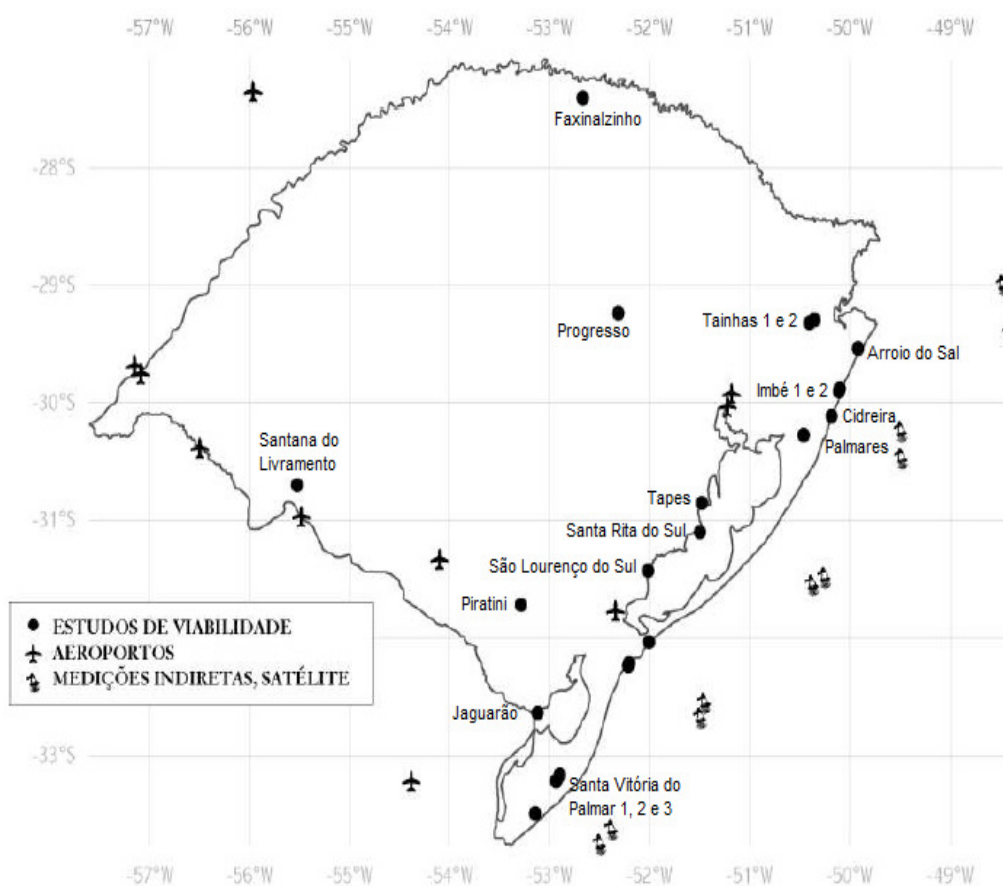


Figura 5.4 - Localização das Torres de Medição Anemométrica
Fonte: Adaptado de (AMARANTE e SILVA, 2002)

O período um pouco superior a 12 meses no qual se obteve as medições de vento é de apenas um ciclo climatológico inteiro, sendo necessária, dessa forma, uma comparação com registros de maior prazo para eventuais ajustes. Para as 15 torres litorâneas esta comparação foi realizada com medições indiretas de vento sobre os oceanos, as quais foram realizadas a partir da oscilação de boias meteorológicas instaladas na costa do estado. Estas medições tiveram início no ano de 1987 e apresentaram um comportamento com variações inferiores a 10% da média do histórico.

Durante o período de simultaneidade das medições foi possível correlacionar os valores, podendo, dessa forma, avaliar as medições em relação às médias de longo prazo. Do total de torres litorâneas, 12 receberam fatores de ajuste entre 0,99 e 0,94, de forma a reduzir a velocidade média efetivamente medida na torre. As três torres litorâneas restantes receberam um fator de ajuste de 1,01, de forma a aumentar em 1% a velocidade média medida.

Para as torres no interior do estado não foram feitas correlações, pois as medições de vento dos aeroportos, as quais poderiam ser utilizadas para a realização da comparação com médias de longo termo, apresentavam dados apenas de 1994 a 1999, portanto sem período de simultaneidade com as medições das torres anemométricas.

São apresentadas na Figura 5.5 exemplos da localização das torres de medição anemométricas. As apresentadas referem-se às instaladas em Santa Rita do Sul e Santa Vitória do Palmar, portanto próximas das grandes lagoas e do litoral do estado do Rio Grande do Sul, áreas que apresentam elevado potencial eólico.

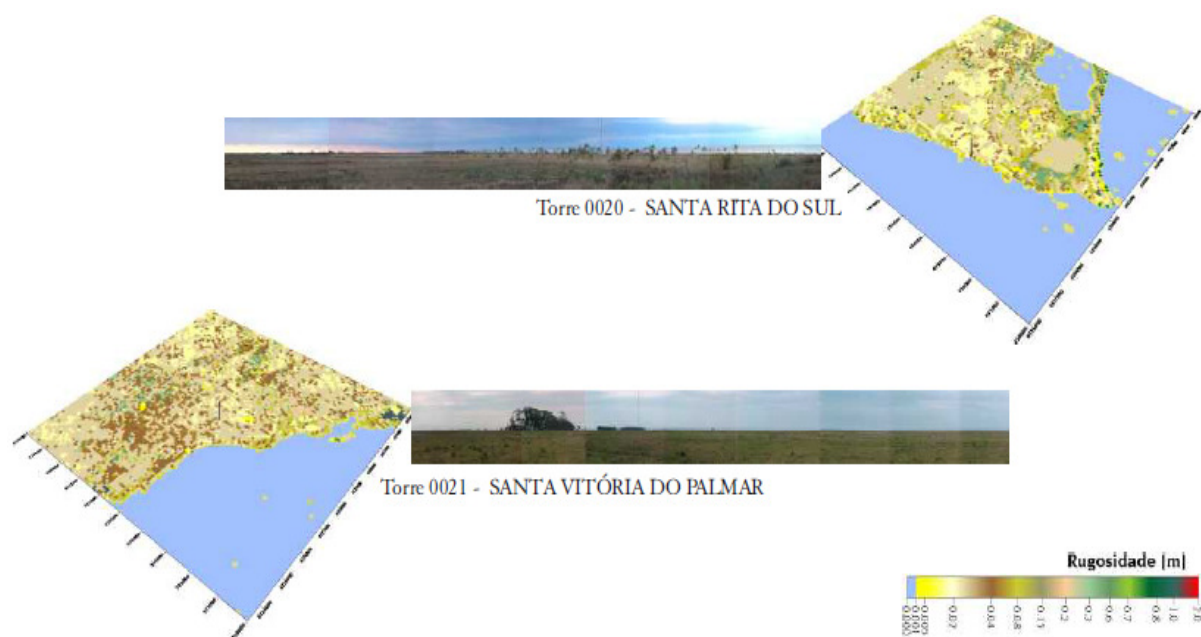


Figura 5.5 - Torres de Medição e Relevo de Entorno
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

5.4 Relevo e Rugosidade

É necessário o conhecimento do relevo e da rugosidade de um determinado local para ser possível estimar o potencial energético do mesmo, pois esses fatores modificam o escoamento do ar e conseqüentemente o potencial de geração de cada localidade.

No caso do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, o modelo de relevo foi desenvolvido na escala de 1 km x 1 km principalmente a partir de dados de relevo da *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). Nas proximidades das principais torres de medição a resolução foi ampliada para 100 m x 100 m, o que foi realizado através de curvas de nível e pontos cotados de cartas topográficas do Exército Brasileiro. Alguns outros pontos, identificados como de especial interesse, foram aferidos com comparação a estas cartas topográficas.

Para a obtenção do modelo digital de rugosidade foram interpretados o mosaico de imagens do satélite LANDSAT5, o qual fornece dados na resolução de 90 m x 90 m. Este modelo foi aferido através de comparações com Mapas de Vegetação do Brasil, Modelos de Uso do Solo, levantamentos em campo nas áreas de maior interesse e interpretação das medições de vento junto as torres anemométricas quando estas apresentavam medições em alturas distintas. O resultado deste modelamento é apresentado na Figura 5.6, renderizado sobre o modelo de relevo, cuja escala vertical está ampliada em 25 vezes de forma a facilitar a visualização.

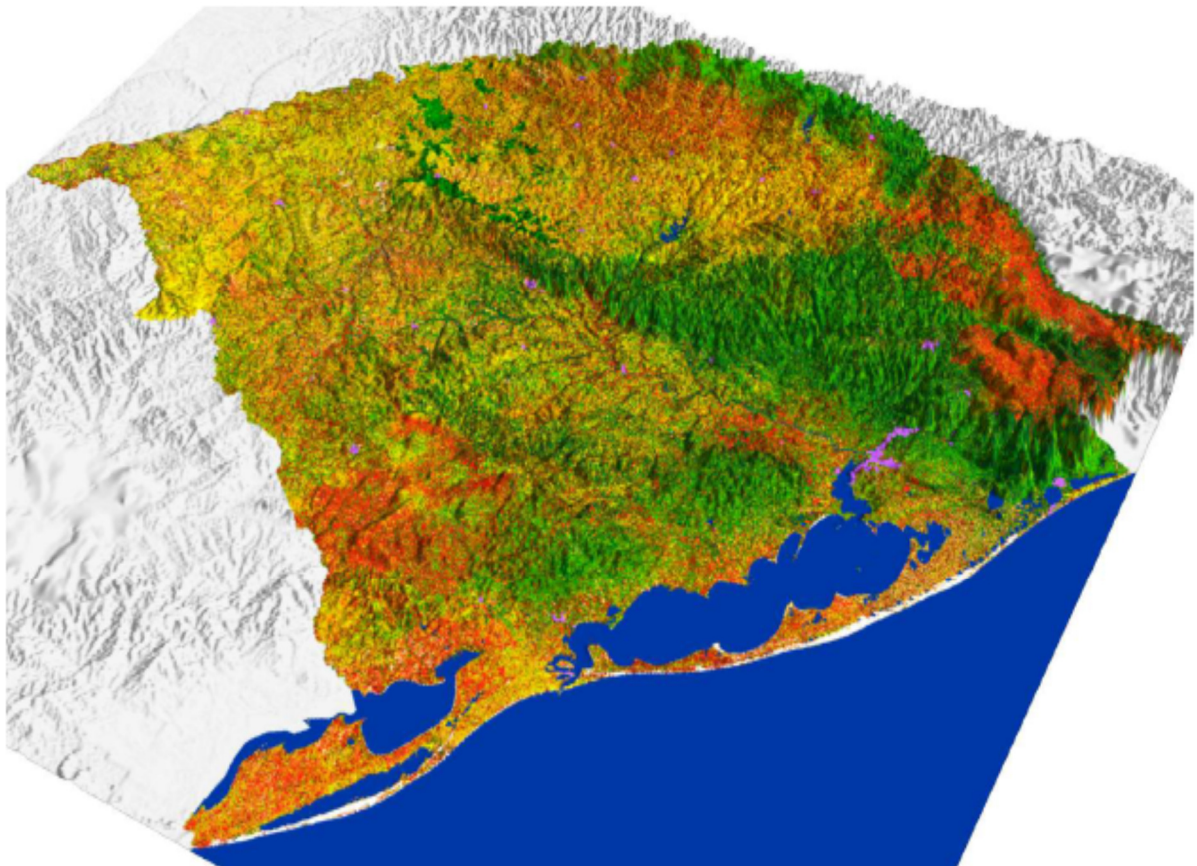


Figura 5.6 - Mosaico LANDSAT5 Renderizado sobre o Modelo de Relevo
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

5.5 Modelagem Computacional

A modelagem utilizada na estimativa do potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul utilizou os registros das 21 torres anemométricas, a interpolação dos regimes de vento por modelamento de mesoescala e o cálculo para a obtenção da resolução final a partir do *Software WindMap*.

O modelo de interpolação dos regimes de vento utilizado foi o *MesoMap*, o qual tem base numérica similar aos modelos de previsão de tempo. Este modelo incorpora os princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica, como a conservação de massa, energia e momento, fluxos de calor e mudanças de fase da água. O modelo atmosférico resultante tem a capacidade de representar fenômenos como a brisa marinha e ventos de montanha, condição importante para a correta simulação do território gaúcho, o qual tem o litoral entrecortado por lagoas.

A base de dados desse modelo é formada por registros meteorológicos validados e consolidados, representativos para 15 anos. Este banco de dados possui registros geográficos, como de temperatura e medições indiretas de velocidade de vento, e geográficos, como topografia e uso do solo. A utilização desse modelo gera grandes demandas computacionais, pois trabalha com grandes quantidades de informações.

O resultado desse modelamento são *layers* com as características de vento nas alturas de 10 m, 50 m, 75 m, 100 m, 200 m e 500 m. Estas informações foram obtidas, para 85% do estado, na resolução de 3,6 km x 3,6 km, sendo os 15% restantes obtidos na resolução de 15 km x 15 km. A área com menor resolução é a do oeste gaúcho, local que apresenta características homogêneas de relevo e rugosidade.

Essas informações servem de entrada para o *Software WindMap*, o qual é um modelo tridimensional de escoamento, constituído principalmente pelas equações de conservação de massa. O *WindMap* é responsável por fornecer a resolução final do Atlas, cujo grid é formado por quadros de 1 km².

5.6 Validação e Incertezas

A validação dos resultados do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul foi realizada comparando-se as velocidades de vento medidas nas torres anemométricas, já ajustadas a partir da correlação com medições de longo prazo, as velocidades de vento resultantes do modelo

MesoMap. Dos 21 pontos de validação utilizados três apresentaram erros próximos a - 10%, sendo estes localizados em locais com características de terreno complexo. Nos demais pontos as diferenças encontradas foram inferiores a $\pm 5\%$.

De forma geral as velocidades presentes no Atlas Eólico tendem a estar subestimadas, pois a média dos desvios em relação as velocidade medidas é de -1,22%, conforme apresentado na Figura 5.7. Além disso, as medições que apresentaram os maiores desvios são as localizadas no interior do estado (conforme se pode verificar na Figura 5.4) e conseqüentemente representam uma maior área do estado.

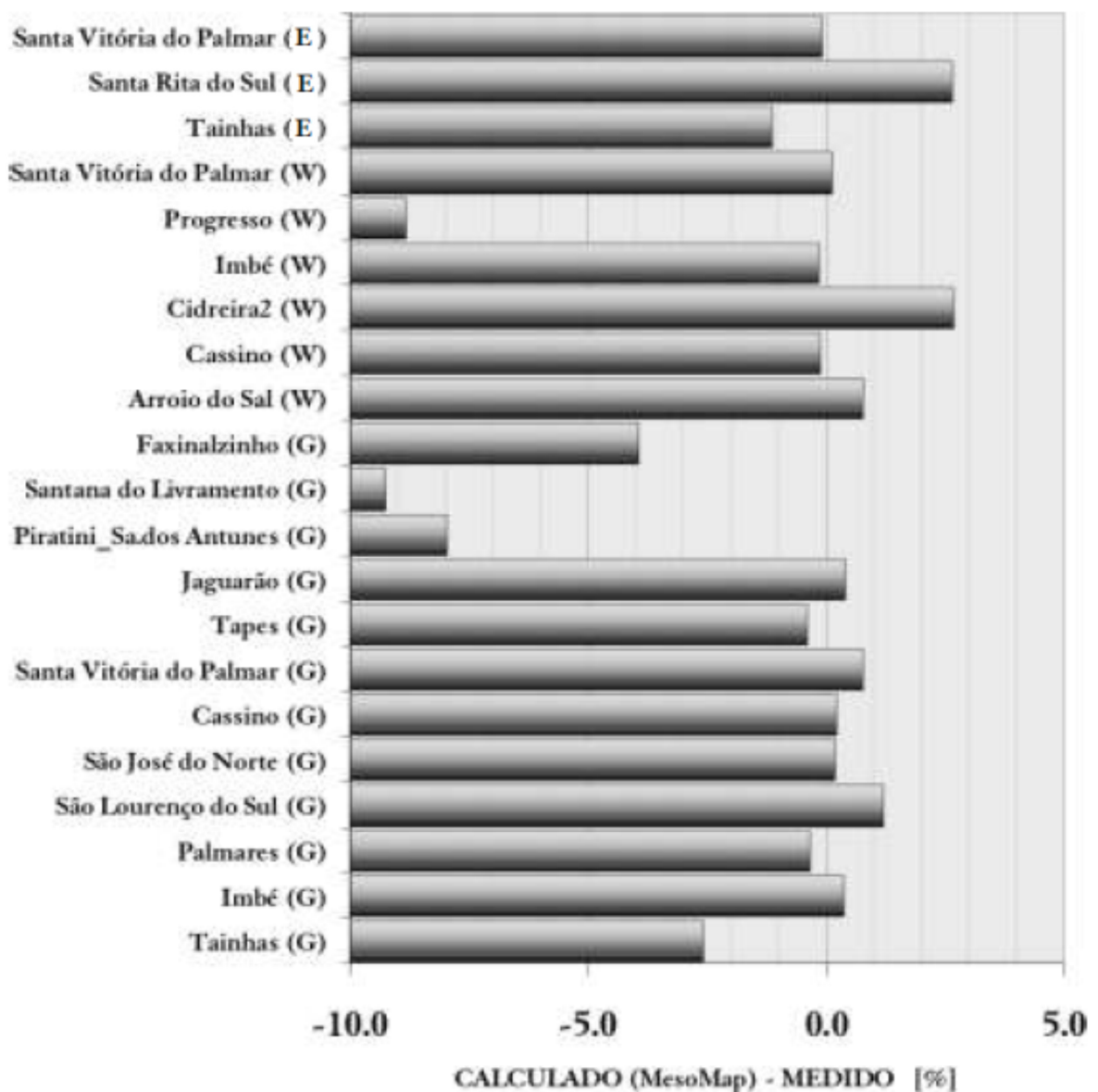


Figura 5.7 - Diferenças entre Resultado do Modelo *MesoMap* e Medições
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

As diferenças apresentadas foram zeradas no cálculo *WindMap*, o qual traz a resolução dos mapas para 1 km x 1 km e impõe a velocidade do vento medido ao local da torre. Para as áreas contíguas os efeitos desta imposição decaem com o inverso da distância ao quadrado, portanto, em áreas afastadas de torres, o resultado do Atlas é obtido a partir do modelamento do *MesoMap*.

Devido as projeções de velocidade do vento serem as variáveis de maior impacto na estimativa do potencial eólico de uma região, o próprio Atlas apresenta um mapa que indica as incertezas nessa estimativa. A zona litorânea do estado, por contemplar a maior quantidade de torres de medição e um terreno de baixa complexidade, é a área que as simulações representam melhor o comportamento do vento, com incertezas inferiores a 5%. Para as demais regiões do estado as incertezas são superiores a 5%, sendo em locais com terrenos mais complexos superiores a 10%, conforme apresentado na Figura 5.8.

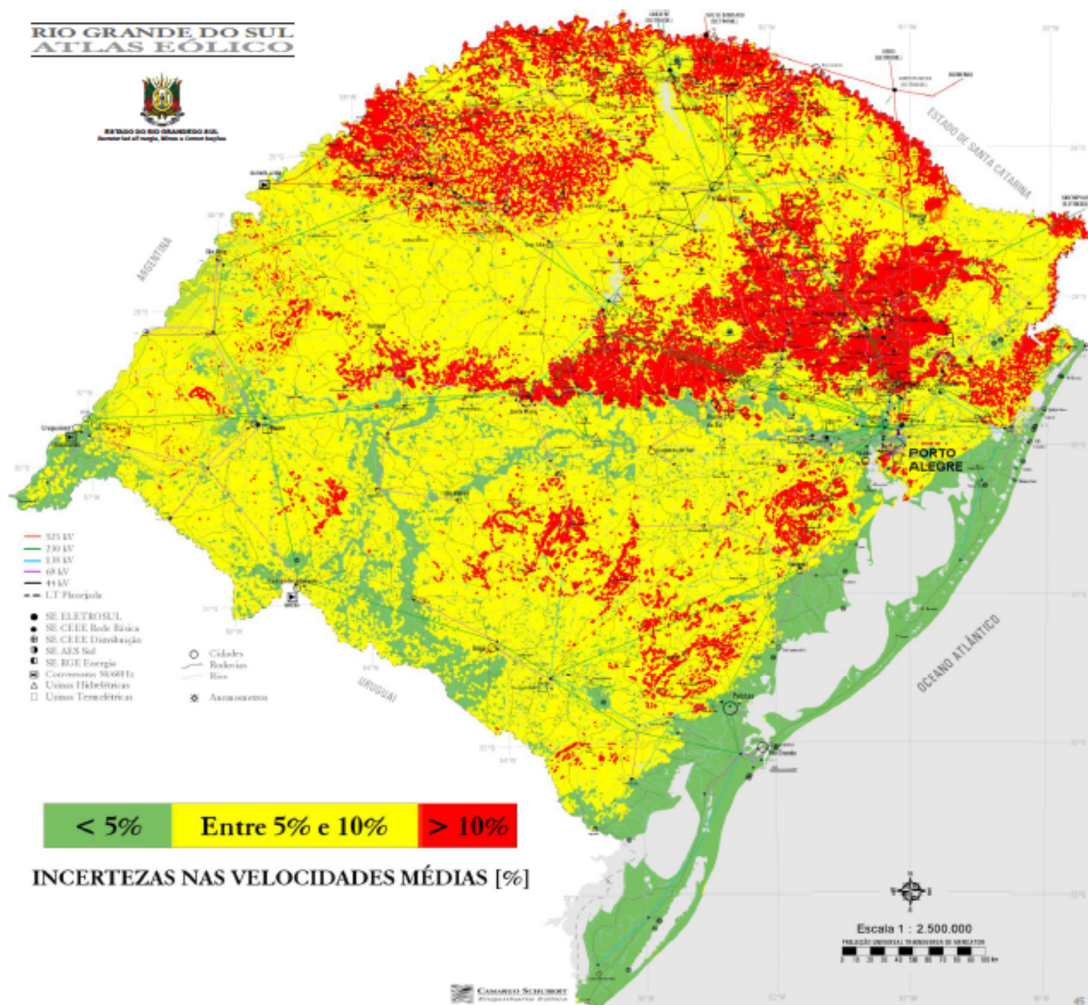


Figura 5.8 - Incertezas na Velocidade Média de Vento no RS
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

5.7 Conclusões do Atlas

Os principais resultados das simulações computacionais são mapas de velocidades médias de vento calculados em alturas de 50 m, 75 m e 100 m. Esses mesmos mapas são ainda apresentados com o comportamento dos ventos em cada estação do ano, comparação na qual fica visível que as maiores velocidades médias de vento ocorrem na primavera, seguida pelo inverno e verão. A estação com os ventos mais amenos no estado é o outono.

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul apresenta também mapas de velocidade média anuais com enfoque nas áreas alagadas, as quais são classificadas como offshore. Essas áreas contemplam as três grandes lagoas e possuem elevado potencial eólico.

Em terra firme, as áreas que possuem maior potencial eólico são o litoral do estado, a Serra Gaúcha, o Escudo Rio-Grandense, a Coxilha de Santana e o Planalto das Missões, conforme apresentado na Figura 5.9.

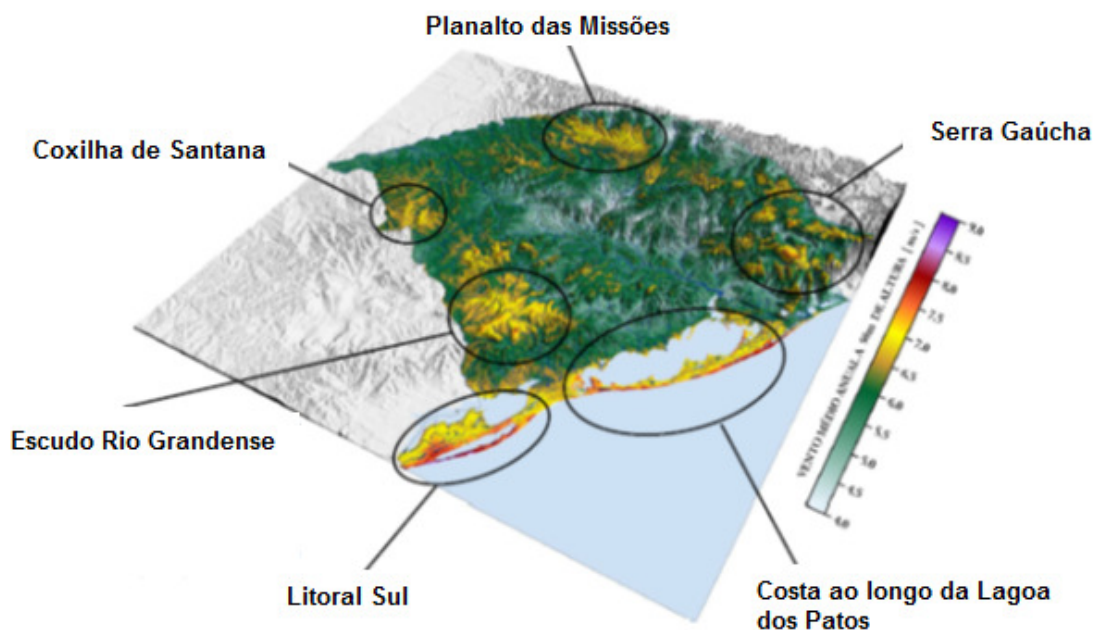


Figura 5.9 - Principais Regiões do Potencial Eólico do Estado do RS
 FONTE: Adaptado de (AMARANTE e SILVA, 2002)

A integração das velocidades médias com as curvas de distribuição de vento fornece o potencial energético de um *micrositing*, devendo ainda ser consideradas as seguintes premissas no cálculo:

- Taxa de ocupação média de 1,5 MW/km²;
- Densidade do ar conforme mapa temático apresentado no Atlas;

- Fatores de forma conforme mapa temático apresentado no Atlas;
- Fator de disponibilidade de 98%;
- Eficiência da usina (interferência aerodinâmica) de 97%;
- Utilização das curvas de potência apresentadas no item 5.2, sendo a máquina de 500 kW utilizada na estimativa do potencial a 50 m, a de 1.500 kW na estimativa a 75 m e a máquina de 3.000 kW na estimativa a 100 m;
- Segmentação entre o potencial onshore e offshore;

A título de estudo de viabilidade econômica do potencial eólico do RS foram considerados os locais com velocidades médias de vento a partir de 7 m/s. Os resultados apresentados na Figura 5.10 estão segmentados em faixas de 0,5 m/s e apresentam um potencial de 15,84 GW de potência instalável e uma estimativa de geração de 41,69 TWh/ano para a altura de 50 m, o equivalente a 15% do potencial eólico estimado para o país como um todo.

SOLO FIRME (Onshore)					SOBRE ÁGUA* (Offshore)		
VENTO		ÁREA	POTÊNCIA INSTALÁVEL	ENERGIA ANUAL	ÁREA	POTÊNCIA INSTALÁVEL	ENERGIA ANUAL
[m/s]		[km ²]	[GW]	[TWh/ano]	[km ²]	[GW]	[TWh/ano]
50m	> 6.0	113 760	170.64	326.23	13 227	19.84	54.64
	> 6.5	39 603	59.40	133.72	13 106	19.66	54.32
	> 7.0	10 558	15.84	41.69	12 346	18.52	51.84
	> 7.5	2 367	3.55	10.70	6 202	9.30	28.12
	> 8.0	374	0.56	1.88	839	1.26	4.22
	> 8.5	11	0.02	0.06	12	0.02	0.07
75m	> 6.0	195 516	293.27	554.16	13 282	19.92	55.40
	> 6.5	109 481	164.22	347.98	13 210	19.82	55.22
	> 7.0	36 284	54.43	132.86	13 006	19.51	54.61
	> 7.5	8 073	12.11	34.02	9 932	14.90	43.52
	> 8.0	1 329	1.99	6.32	3 279	4.92	15.64
	> 8.5	83	0.12	0.44	70	0.11	0.37
100m	> 6.0	230 820	346.23	607.55	13 307	19.96	51.08
	> 6.5	173 044	259.56	490.68	13 264	19.90	50.99
	> 7.0	76 797	115.19	247.11	13 159	19.74	50.72
	> 7.5	21 695	32.54	79.93	12 084	18.13	47.36
	> 8.0	3 298	4.94	13.93	4 878	7.32	20.82
	> 8.5	230	0.34	1.08	242	0.36	1.16

Figura 5.10 - Potencial Eólico Estimado do Rio Grande do Sul
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

Para a altura de 75 m a estimativa de potência instalável se eleva para 54,43 GW e para 115,19 GW para a altura de 100 m. Em termos energéticos o Atlas estimou o potencial gaúcho em 132,86 TWh/ano e 247,11 TWh/ano, para as alturas de 75 m e 100 m, respectivamente.

6 EVOLUÇÃO DOS AEROGERADORES

Até a década de 1950 os aerogeradores utilizados mundialmente eram similares aos empregados para moagem de grãos e bombeamento de água nos séculos passados. A evolução dos aerogeradores ocorreu principalmente a partir da década de 70, com o emprego de novos materiais nas pás do aerogerador, o uso de turbinas eólicas conectadas diretamente à rede elétrica e o conceito de aerofólios com elevadas taxas de sustentação (NREL; EERE, 2008).

O desenvolvimento tecnológico possibilitou o aumento do coeficiente de potência e o aumento das dimensões das máquinas, sendo a instalação em torres mais altas e o uso de máquinas com diâmetro de rotor maior os principais promotores de avanços. A tendência verificada até agora possibilitou, além da extração de mais energia a partir de uma mesma disponibilidade energética, a redução dos custos de instalação dos parques eólicos, aumentando a viabilidade econômica da fonte (PHILIBERT, C.; HOLTINEN, H., 2013).

Apesar dos avanços verificados no passado recente, novas melhorias estão em curso, as quais tendem a elevar a viabilidade da fonte. São analisados neste capítulo os impactos energéticos e econômicos dos principais avanços e quais as tendências para as futuras gerações de aerogeradores.

6.1 Principais Avanços

Os avanços tecnológicos verificados ao longo dos últimos anos tiveram como foco a redução dos custos de geração de energia a partir dos ventos. Para atender a este objetivo os esforços foram direcionados ao aumento da produtividade, aumento da vida útil e durabilidade dos equipamentos, redução dos custos de operação e manutenção, aliado aos ganhos de escala na cadeia produtiva e a experiência crescente no ramo de energia eólica.

Em Cohen et al. (2008) é apresentada uma expectativa de ganhos de produção e o respectivo impacto nos custos do aerogerador, sendo a análise segmentada em 8 áreas de inovação: rotor, fabricantes, perdas e disponibilidade, torre, design local, sistema de transmissão, eletrônica de potência e experiência. Este estudo teve como base um aerogerador padrão do ano de 2002 no mercado americano, com potência de 1,5 MW e diâmetro de rotor de 70 m, portanto, com características similares ao utilizado no Atlas Eólico do RS, o qual tinha a mesma capacidade, porém com diâmetro de rotor de 80 m. Os resultados desse estudo, cujo

horizonte era o ano de 2010, são apresentados na Tabela 6.1, sendo que as estimativas de impacto foram segmentadas na forma de melhor cenário, cenário esperado e pior cenário.

Tabela 6.1 - Avanços Tecnológicos e seus Impactos na Geração Anual e Custos

Área	Potencial Desenvolvimento	Impactos Esperados (%) (Melhor/ Esperado/ Pior)		Risco de Falha Técnica
		Geração Anual	Custo	
Rotor	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento nas dimensões do rotor • Avanços nos materiais utilizados • Design eficiente da estrutura aerodinâmica • Controles ativos de carregamento • Controles passivos de carregamento • Aumento nas velocidades de ponta de pá • Diminuição dos ruídos 	+35/+25/+10	-6/-3/+3	5%
Fabricantes	<ul style="list-style-type: none"> • Melhora nos processos produtivos • Automação dos processos produtivos • Competitividade • Menores riscos 	0/0/0	-6/-5/0	5%
Perdas e Disponibilidade	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzir as perdas por sujeira na pá • Sensoriamento preventivo • Sistemas de controle robustos • Prognóstico de manutenções 	+7/+5/0	0/0/0	5%
Torre	<ul style="list-style-type: none"> • Torres mais altas • Novos materiais • Novos processos de construção/içamento • Avanços nas estruturas/fundações 	+11/+11/+11	+5/+12/+20	20%
Design Local*	<ul style="list-style-type: none"> • Máquinas especiais para as características de vento de cada local (vel. média, turbulência, eventos extremos,...) • Localização ótima das turbinas 	+30/+20/+10	-5/0/+5	50%
Sistema de Transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • Menos engrenagens ou sistema direto • Perfis de engrenagem mais sofisticados • Relação única de engrenagens com gerador de velocidade média (mais polos) • Multi-geradores • Geradores em média tensão • Aumento da eficiência dos geradores longe de sua potência nominal 	+2/+1/0	-3/0/+3	0%
Eletrônica de Potência	<ul style="list-style-type: none"> • Avanços tecnológicos na eletrônica de potência • Novos dispositivos • Novos materiais 	+6/+3/0	-8/-4/-2	5%
Experiência	<ul style="list-style-type: none"> • Aprendizado por fazer • Aprendizado por usar • Aprendizado por interagir 	0/0/0	-15/-5/-2	Não Aplicável
Total		+61/+45/+21	-33/-5/+22	

Fonte: Traduzido e adaptado pelo autor a partir de (COHEN et al, 2008)

*Benefícios não contemplados no Total

Não foram contempladas expectativas de variações financeiras como taxas de inflação e de juros bancários na avaliação, sendo os impactos financeiros esperados unicamente pelas evoluções tecnológicas.

Os riscos de falha técnica apresentados na Tabela 6.1 foram definidos subjetivamente pelos autores, sendo obtidos sobre os critérios de nível de pesquisa e desenvolvimento de cada uma das áreas, a tecnologia já desenvolvida e a quantidade de avanços ainda necessários para viabilizar o avanço.

Devido à alta probabilidade de falha técnica até o ano de 2010, os resultados da área Design Local não foram contemplados no Total, a exemplo do que foi realizado em (NREL; EERE, 2008).

Em suma, o estudo projetava ganhos expressivos de produtividade dos aerogeradores, com incremento de geração variando entre 21% e 61% no transcorrer de 8 anos. Aliado aos ganhos energéticos o estudo projetou uma diminuição do custo da fonte em até 33% em seu melhor cenário.

Devido à dificuldade em se avaliar os benefícios obtidos individualmente por cada um dos avanços conquistados desde o início do século XXI, a avaliação é feita em partes: evolução das dimensões do aerogeradores, comparação entre as curvas de potência e comparação entre os fatores de capacidade. Por fim, apresenta-se a redução dos custos de implementação de parques eólicos.

6.1.1 Dimensões do Aerogerador

O aumento da altura das torres dos aerogeradores permite acesso a velocidades de vento mais elevadas, em razão do comportamento do vento dentro da camada limite, conforme descrito no Capítulo 4. Devido a velocidade do vento ter relação cúbica com a potência disponível no vento, um aumento de 10% na velocidade do vento, representa um aumento de 33% na potência disponível no vento.

Além disso, essa elevação possibilita o uso de pás maiores, proporcionando um aumento na área varrida pelo aerogerador. Esta área é proporcional ao diâmetro do rotor, conforme Eq. (6.1), sendo que um aumento de 10% no diâmetro do rotor, representa um aumento de 21% na potência passível de ser extraída do vento.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (6.1)$$

onde:

A área da seção transversal [m²];

D diâmetro do rotor [m];

Dessa forma, um aumento na altura da torre que resulte em um incremento de 10% na velocidade média de vento, complementados por um aumento de 10% no diâmetro do rotor, proporcionam um aumento de 61% na potência passível de ser extraída do vento.

Por apresentar estes ganhos significativos de capacidade de geração, o aumento nas dimensões dos aerogeradores vem sendo utilizado pela indústria de energia eólica, conforme apresentado na Figura 6.1.

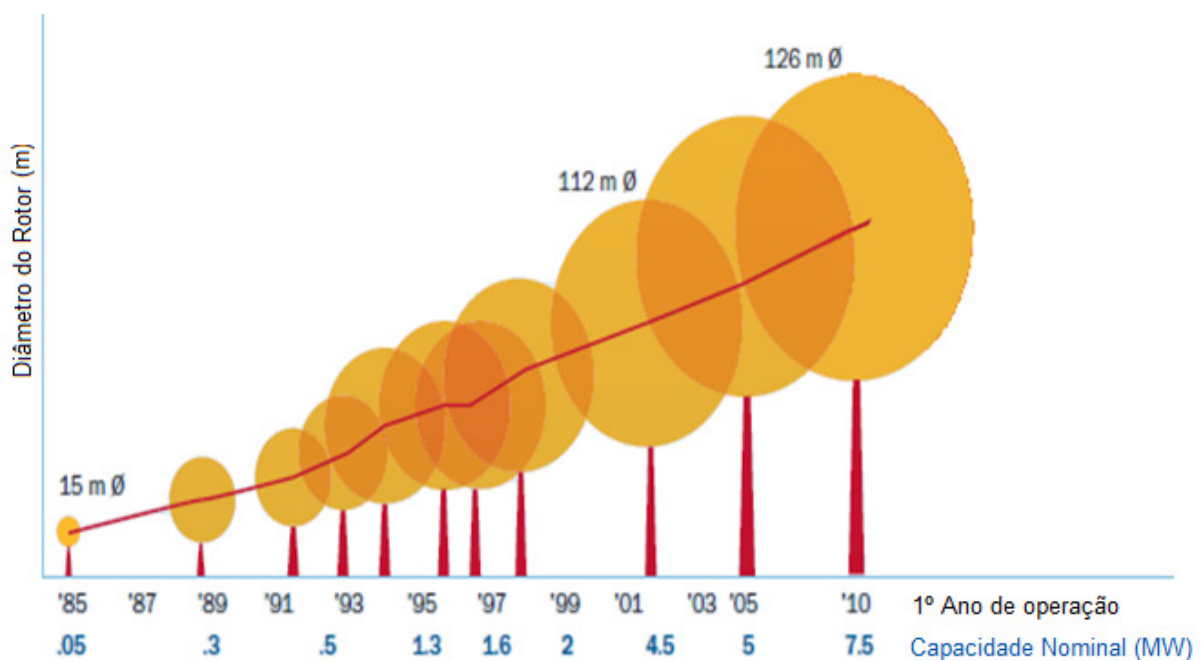


Figura 6.1 - Evolução das Dimensões dos Aerogeradores
Fonte: Adaptado de (IPCC, 2012)

Percebe-se um aumento expressivo nas dimensões dos aerogeradores no intervalo de 25 anos apresentados na Figura 6.1, migrando de máquinas de 15 m de diâmetro e capacidade nominal de 50 kW em 1985 para máquinas com rotor de 126 m de diâmetro e potência unitária de 7,5 MW em 2010.

O aumento das dimensões do aerogerador, apesar de permitirem uma maior geração de energia, repercute em um incremento do peso do rotor. O princípio estabelecido por Galileio

Galilei em 1638 e conhecido como “*square-cube law*”, prevê que o aumento da área tem relação quadrática, enquanto que o volume, e consequentemente o peso, tem relação cúbica. Dessa forma, a expectativa é que com aumento das dimensões da pá a área varrida pelo rotor aumente em relação quadrática, entretanto que o peso das pás aumente em relação cúbica, podendo inviabilizar esta tendência (THRESHER, ROBINSON e VEERS, 2008).

Contudo, a indústria tem até agora contornado essa previsão através de uso de materiais mais leves, mais resistentes e confiáveis, principalmente nas pás do aerogerador. Ao invés da relação cúbica prevista pela “*square-cube law*” o peso das pás tem crescido com um expoente de aproximadamente 2,3 no período de 2000 a 2009, conforme apresentado em (KALDELLIS et al, 2012).

Apesar de já existirem máquinas comerciais de 7,5 MW, conforme apresentado na Figura 6.1, a sua utilização ainda é bastante limitada. A Figura 6.2 apresenta o nível de participação de cada uma das faixas de potência na nova capacidade instalada a cada ano nos EUA. Verifica-se a baixa participação atual de máquinas com capacidade instalada superiores a 3 MW.

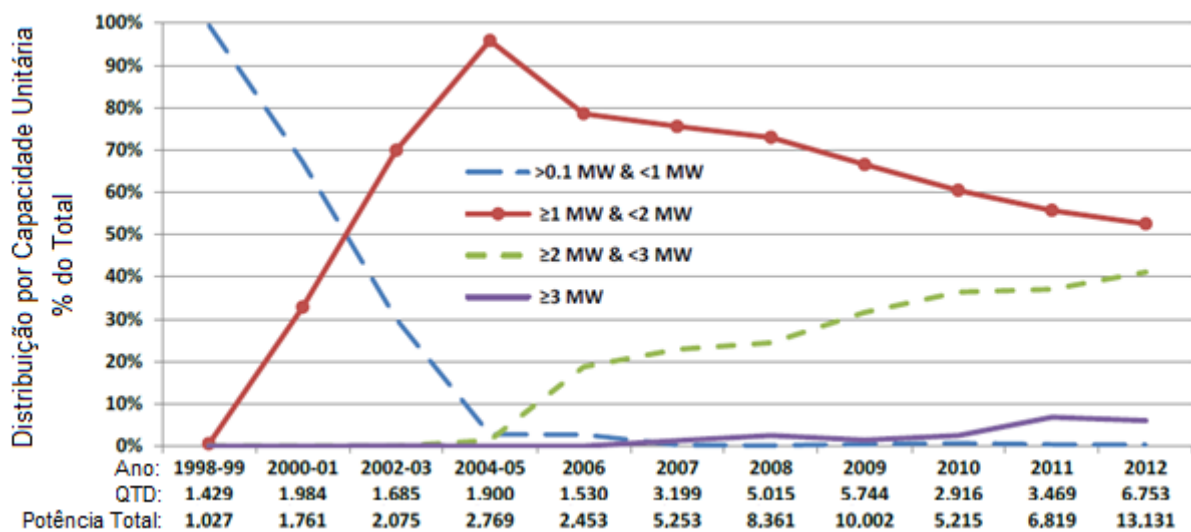


Figura 6.2 - Distribuição Anual de Aerogeradores por Faixas de Potência - EUA
Traduzido de: (WISER e BOLINGER, 2013)

Percebe-se que em 1998-1999 a totalidade das novas turbinas instaladas tinham capacidade inferior a 1 MW, sendo que já em 2004-2005, a participação desta faixa era inferior a 5% da nova capacidade instalada.

A tecnologia dominante desde 2002-2003 é a de máquinas entre 1 MW e 2 MW, cujo pico de participação foi em 2004-2005, quando abrangeu a quase totalidade das máquinas instaladas. Esta participação, contudo, vem perdendo 5% do mercado a cada ano, o qual está

migrando para faixas de maior potência unitária, principalmente a de 2 MW a 3 MW. As grandes máquinas, com potência instalada igual ou superior a 3 MW, ainda não atingiram a participação de 10% da nova capacidade instalada.

Na Figura 6.3 é apresentada a potência média dos aerogeradores instalados a cada ano nos EUA, dando-se destaque a evolução da altura de instalação do cubo e o diâmetro dos rotores.

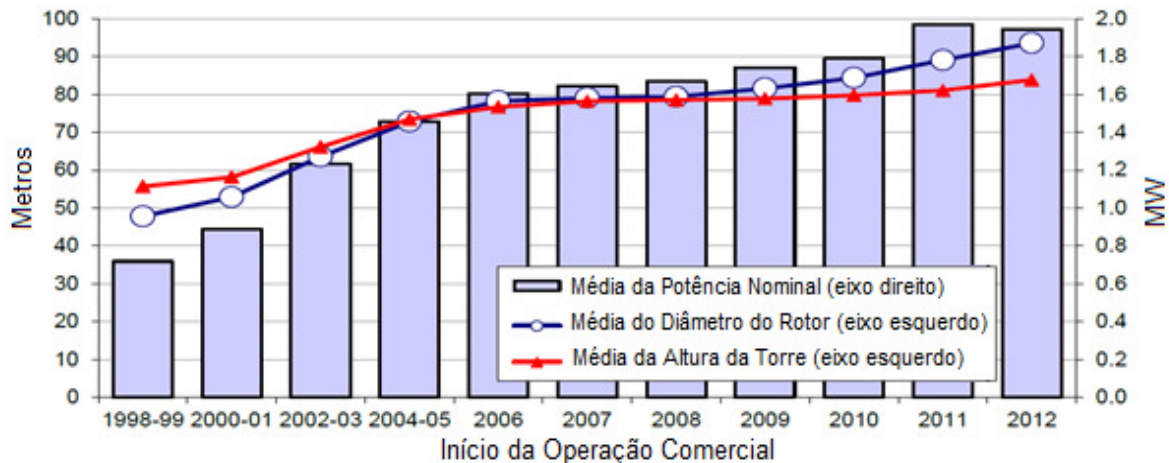


Figura 6.3 - Características Médias dos Aerogeradores Instalados Anualmente - EUA
Traduzido de: (WISER e BOLINGER, 2013)

Em 2012 a altura média de instalação do cubo foi de 83,3 m, verificando-se, contudo, um total de 15% da capacidade instalada em torres com altura iguais ou superiores a 100 m, tendo sido apenas 3,5% verificado no ano anterior (WISER e BOLINGER, 2013). Comparando-se a altura média do cubo em 2012 com aqueles instalados de 2002-2003 constata-se um acréscimo de aproximadamente 18 m, o que em termos percentuais significa um incremento de 28% na altura de instalação da máquina.

Em relação ao diâmetro do rotor, o aumento foi de aproximadamente 50% neste mesmo intervalo de 10 anos, alcançando uma média de 93,5 m em 2012. Este acréscimo, quando analisado em relação a área varrida pelo rotor, significa um incremento de 125%. Em 2012 o percentual de 50,5% da capacidade instalada proveio de máquinas com diâmetro de rotor com 100 m ou mais, versus 26,5% verificado em 2011.

O aumento destas duas características dos aerogeradores permitiu o incremento da capacidade unitária, a qual passou de 1,21 MW em 2002-2003 para 1,94 MW em 2012, um acréscimo de 60%.

A ampliação nas dimensões dos aerogeradores não resulta apenas no aumento da potência unitária das máquinas, pois possibilita também a obtenção de maiores fatores de

capacidade. Aerogeradores posicionados mais altos recebem ventos mais constantes, enquanto que máquinas com rotores maiores alcançam mais frequentemente a sua potência nominal, quando comparados com máquinas de mesma potência e rotores menores. Estes benefícios serão analisados no Item 6.1.3.

6.1.2 Curvas de Potência

O aumento na eficiência do aerogerador é baseado no desenvolvimento tecnológico, o qual está atrelado a ganhos de eficiência devido a uma melhor aerodinâmica das pás, a sistemas eletrônicos controladores do aerogerador mais eficientes e a mecanismos mecânicos mais confiáveis e com menos perdas. Todos estes ganhos de eficiência se refletem em coeficientes de potência maiores e consequentemente nas curvas de potência dos aerogeradores.

A comparação das curvas de potência apresentadas no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul com as curvas das máquinas atualmente disponibilizadas no mercado, sintetiza a evolução tecnológica verificada no período. Buscou-se, desta forma, máquinas com diâmetro de rotor similares aos apresentados no Atlas, visando que alterações nesse parâmetro não influenciem na comparação.

Na Figura 6.4 é apresentada essa comparação para as máquinas de 1,5 MW. Para essa potência não foram encontradas entre os principais fabricantes mundiais de aerogeradores máquinas com diâmetro de rotor de 80 m, sendo portanto apresentadas máquinas com rotor o mais próximo disponível, sendo de 77 m e 82 m.

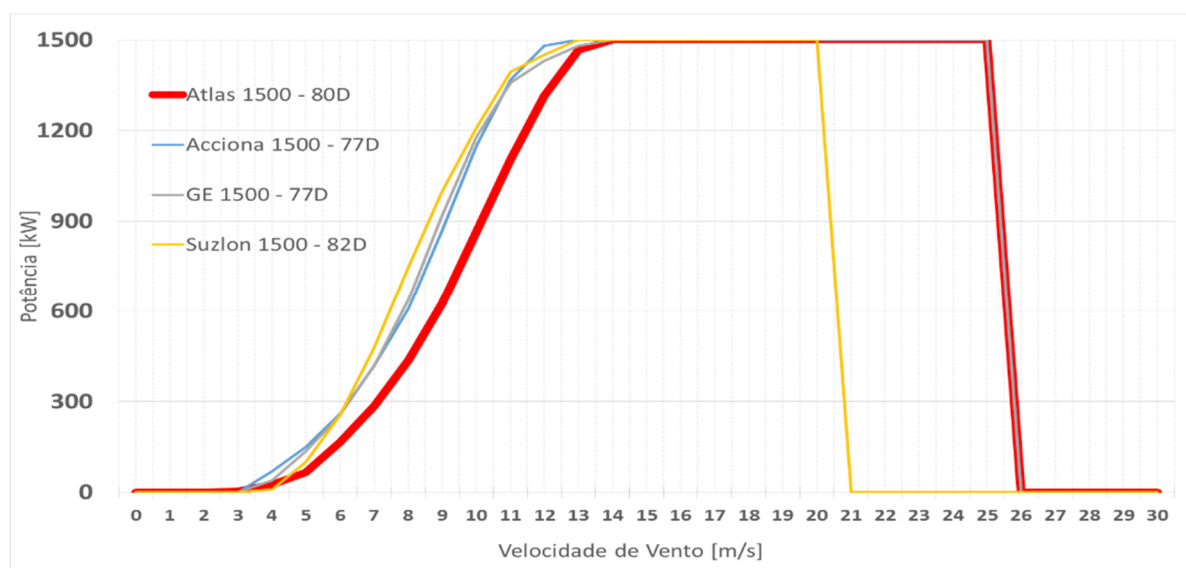


Figura 6.4 - Comparação entre Curvas de Potência - Máquinas de 1.500 kW
Elaborado pelo autor, com base em (AMARANTE e SILVA, 2002) e (WIND MATCHING, 2013) e (SUZLON, 2013)

A Figura 6.4 mostra o deslocamento para a esquerda das curvas de potência das máquinas atuais quando comparado à máquina utilizada na estimativa do potencial eólico do Rio Grande do Sul, em 2002. O deslocamento é de aproximadamente 1 m/s, ou seja, as máquinas atuais conseguem gerar a mesma potência com menor recurso energético.

Para avaliar o impacto deste deslocamento em termos energéticos, simulou-se a produção das quatro máquinas apresentadas na Figura 6.4 durante o período de um ano. Utilizou-se como premissa uma velocidade média de vento de 7 m/s na altura do cubo, uma distribuição de frequências de Rayleigh ($k=2$) e densidade do ar de 1,225 kg/m³. Os resultados são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Comparação de Produção Anual - Máquinas de 1.500 kW

Fabricante	Atlas	Acciona	GE	Suzlon
Potência [kW]	1500	1500	1500	1500
D [m]	80	77	77	82
Energia Anual [MWh]	3.767	4.738	4.743	4.911
Fator de Capacidade	29%	36%	36%	37%
Comparação Energia Atlas	100%	126%	126%	130%

Elaborado pelo autor, conferido com (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2013), com diferenças inferiores a 0,6% na energia anual.

Percebe-se que para uma mesma potência instalada a capacidade de geração de energia das máquinas atuais é superior as da época da elaboração do Atlas, apresentado ganhos maiores que 26% na produção anual nas condições simuladas.

Um ponto interessante dos resultados apresentados na Tabela 6.2 é que apesar da máquina da Suzlon ter velocidade v_{out} inferior as demais máquinas é a que apresenta maior produção de energia. Isso ocorre devido à baixa frequência de ventos extremos, os quais pouco agregam na produção anual, e devido ao maior diâmetro da máquina.

Para as máquinas de 3 MW foi realizada a mesma comparação de curvas de potência, sendo esta apresentada na Figura 6.5.

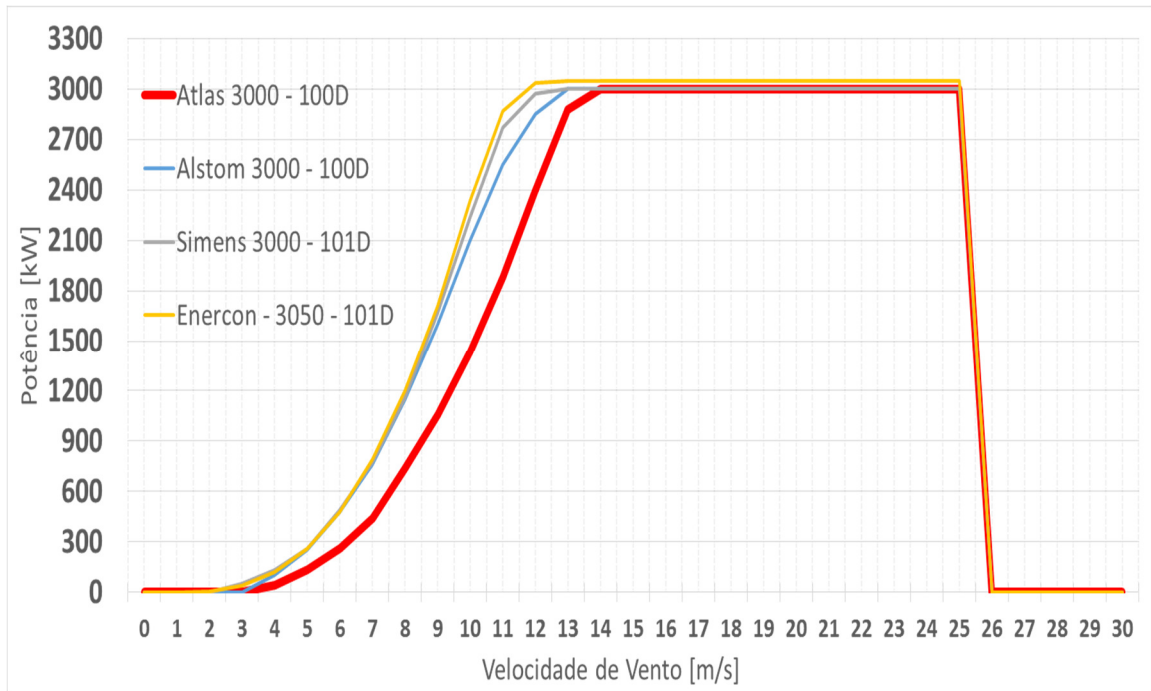


Figura 6.5 - Comparação entre Curvas de Potência - Máquinas de 3.000 kW
Elaborado pelo autor, com base em (AMARANTE e SILVA, 2002) e (WIND MATCHING, 2013)

Na Figura 6.5 visualiza-se que o deslocamento das curvas de potência para a esquerda se mantém, comparativamente a Figura 6.4, sendo que para esta classe de máquinas o deslocamento foi superior a 1 m/s. Para esta classe de aerogerador também foram simuladas as produções anuais de energia, mantendo-se as premissas descritas anteriormente. O resultado é apresentado na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Comparação de Produção Anual - Máquinas de 3.000 kW

Fabricante	Atlas	Alstom	Siemens	Enercon
Potência [kW]	3000	3000	3000	3050
D [m]	100	100	101	101
Energia Anual [MWh]	6.691	8.898	9.262	9.465
Fator de Capacidade	25%	34%	35%	35%
Comparação Energia Atlas	100%	133%	138%	141%

Fonte: Elaborado pelo autor, conferido com (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2013), com menos de 0,8% de diferença na energia anual.

Para esta classe de máquinas os ganhos anuais de energia, nas condições simuladas, foram ainda superiores aos das máquinas de 1.500 kW, apresentando incrementos superiores a 33%.

6.1.3 Fatores de Capacidade

Os ganhos tecnológicos se refletem no aumento do fator de capacidade dos aerogeradores. Uma comparação entre os fatores de capacidade obtidos por equipamentos padrão 2002-03 com os obtidos a partir de equipamentos padrão 2012-13 foi realizada por Wisser (2012).

O resultado do estudo é apresentado na Figura 6.6, na qual pode ser verificado o ganho de eficiência obtido entre os anos de 2002 e 2013. O aumento do fator de capacidade entre as máquinas de 2002 com de 2013 varia entre 7 e 8 pontos percentuais, dependendo da velocidade média de vento.

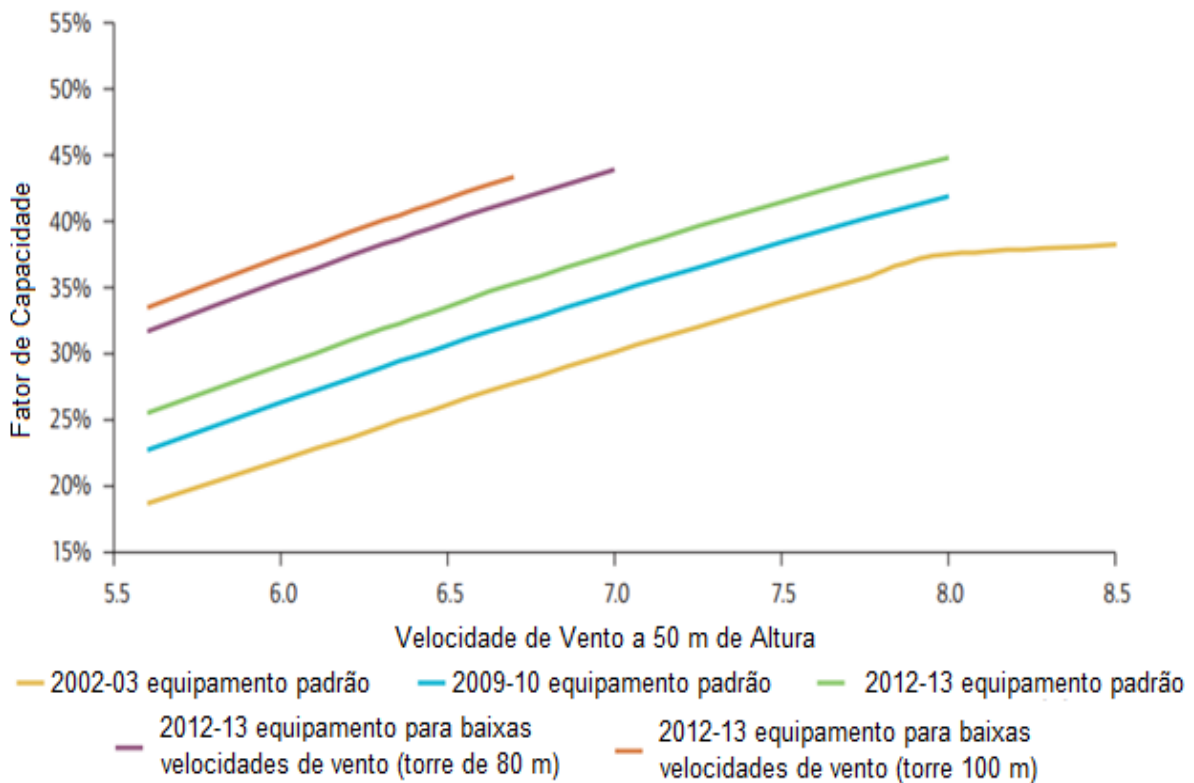


Figura 6.6 - Aumento dos Fatores de Capacidade dos Aerogeradores entre 2002 e 2013
Traduzido de: (WISER, 2012)

Ao se comparar os fatores de capacidade das máquinas de 2002 com as de 2013 colocadas em torres de 100 m e com diâmetros de rotores ampliados devido à instalação em sites com baixas velocidades médias de vento, os ganhos são ainda superiores. O aumento do fator de capacidade varia entre 14,5 e 16 pontos percentuais.

Outra forma de mensurar os ganhos tecnológicos é a partir da comparação entre o desempenho dos parques instalados no país no âmbito do PROINFA, portanto a partir de 2004,

com aqueles instalados a partir dos leilões do Governo, o que ocorreu a partir de dezembro de 2009. Esta comparação é apresentada na Figura 6.7, sendo a 1ª Fase referente aos parques instalados no âmbito do PROINFA e a 2ª Fase os instalados a partir dos leilões.

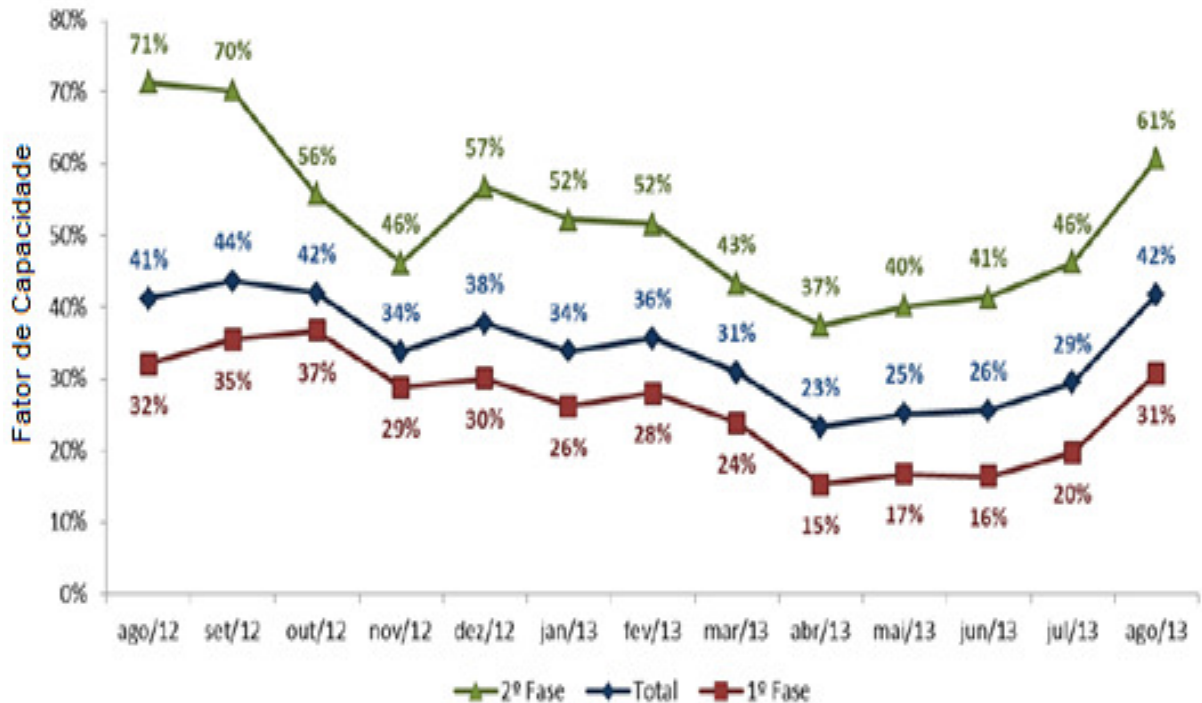


Figura 6.7 - Comparação entre os Fatores de Capacidade PROINFA e PÓS-PROINFA
Fonte: (ABEEÓLICA, 2013a)

Os parques instalados pelo PROINFA apresentam um fator de capacidade médio de 26,15%, enquanto que os mais recentes possuem 51,69%, o que representa praticamente o dobro de rendimento no período de 13 meses em análise.

6.1.4 Custos

Os custos com a geração de energia a partir da força dos ventos apresentou queda acentuada entre a década de 1980 e o início do século XXI, saindo de patamares de US\$ 5.000/kW instalado para valores próximos a US\$ 1.400/kW em 2004 (WISER e BOLINGER, 2013). Nos anos seguintes verificou-se uma elevação no preço do kW instalado, motivado pelo aumento do preço das *commodities*, matérias primas, custo da mão-de-obra e devido ao aumento das dimensões dos aerogeradores (LANTZ, WISER e HAND, 2012).

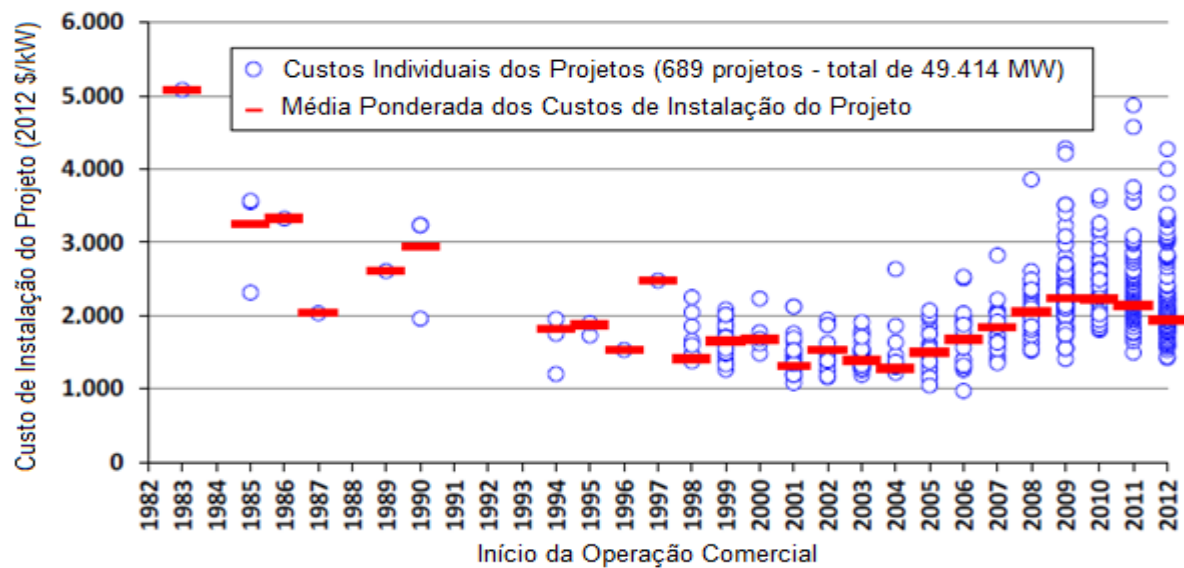


Figura 6.8 - Evolução dos Custos de Instalação de um Projeto Eólico
Traduzido de: (WISER e BOLINGER, 2013)

Apesar do aumento significativo do custo por kW instalado entre 2004 e 2010, quando analisado o custo por MWh gerado, e, portanto, considerando outros elementos como o aumento dos fatores de capacidade, o aumento da disponibilidade e a redução dos custos de manutenção e operação, os custos de geração eólica encontram-se nos patamares mais baixos da história. As reduções, quando comparadas ao custo em 2002-2003, variam entre 17% a 31%, dependendo das velocidades médias de vento no local, conforme apresentado na Figura 6.9. Salienta-se que as maiores reduções se verificaram nos sites com baixas velocidades médias de vento, devido ao emprego de aerogeradores com significativo aumento de diâmetro do rotor.

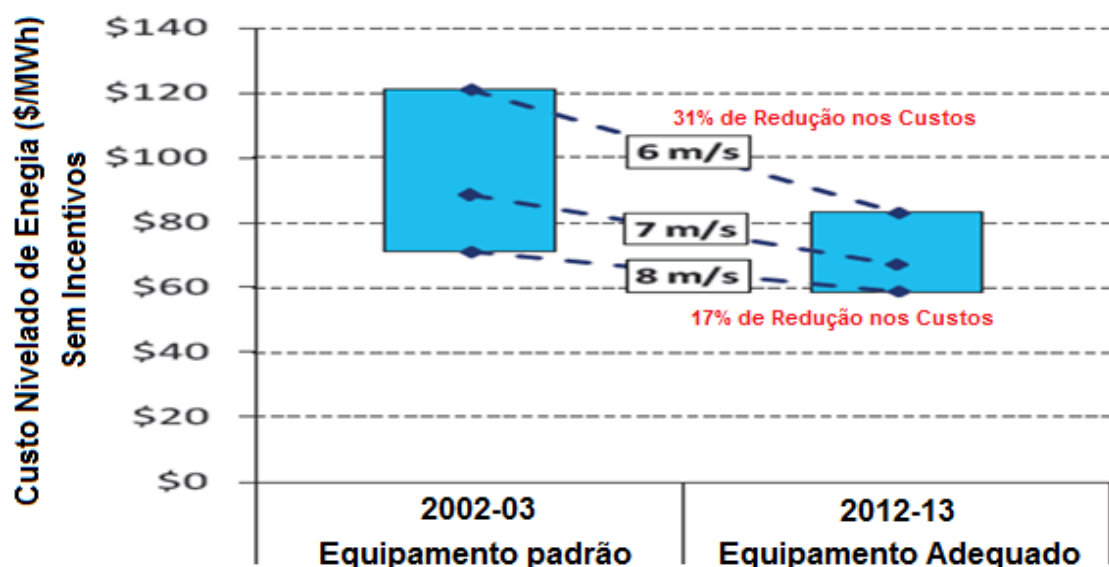


Figura 6.9 - Comparação entre os Custos de Geração 2012-13 com 2002-03
Traduzido de: (WISER, 2012)

6.2 Tendências

Apesar dos avanços já conquistados na energia eólica ainda há muito a ser pesquisado e desenvolvido. Devido à característica renovável e por ter o seu recurso distribuído mundialmente, o desenvolvimento da energia eólica é parte fundamental para as pretensões de redução nas emissões de CO₂ (PHILIBERT, C.; HOLTTINEN, H., 2013).

O foco do desenvolvimento permanece sendo a redução dos custos de aproveitamento da fonte, seja pela redução do custo de implementação de um parque eólico, pelo aumento da geração ou pela redução dos custos de manutenção e operação do parque durante a sua vida útil. Paralelamente, estudos sobre o impacto visual, conectividade a rede elétrica, emissão de ruídos também estão sendo desenvolvidos (PHILIBERT, C.; HOLTTINEN, H., 2013).

Os fatores de capacidade ainda podem ser incrementados através do aumento dos diâmetros de rotor e a instalação em torres mais altas, porém este objetivo requer o desenvolvimento de novos materiais, o avanço de sistemas de controle e a redução do peso dos equipamentos do aerogerador (NREL; EERE, 2008).

Existem estudos que buscam novas formas de extrair energia do vento, com a utilização de pipas e turbinas flutuantes, ambas com foco na utilização dos ventos em alturas elevadas. Outro sugere a canalização do vento em altitude para geração próxima a superfície (ALLAEI e ANDREOPOULOS, 2013). Esses estudos não serão analisados no âmbito deste trabalho, o qual apresenta apenas o que está sendo desenvolvido e pretendido para a nova geração de aerogeradores na configuração atual de três pás, eixo horizontal e posicionamento a barlavento da torre, com instalação *onshore* e *offshore*. Primeiramente são apresentadas as principais linhas de pesquisa, sendo na sequência apresentado um resumo de outros estudos. Finaliza-se com a expectativa do comportamento dos custos da fonte.

6.2.1 Dimensão das Máquinas

Permanece a tendência de aumento nas dimensões dos aerogeradores. O estudo (UPWIND, 2011) verificou a viabilidade de aerogeradores de até 20 MW de potência unitária, com diâmetro do rotor de 250 m. Apesar da viabilidade de máquinas deste tamanho o estudo ressalta a necessidade de desenvolver pás mais leves e resistentes, além de controles aerodinâmicos mais eficientes, visando à redução das cargas na estrutura.

O estudo também analisa o aumento das esteiras aerodinâmicas, o desafio representado pelas rajadas de vento e a necessidade de adequações nas medições anemométricas para a estimativa de geração de uma turbina deste porte. A Figura 6.10 apresenta a evolução do tamanho dos aerogeradores e a expectativa futura.

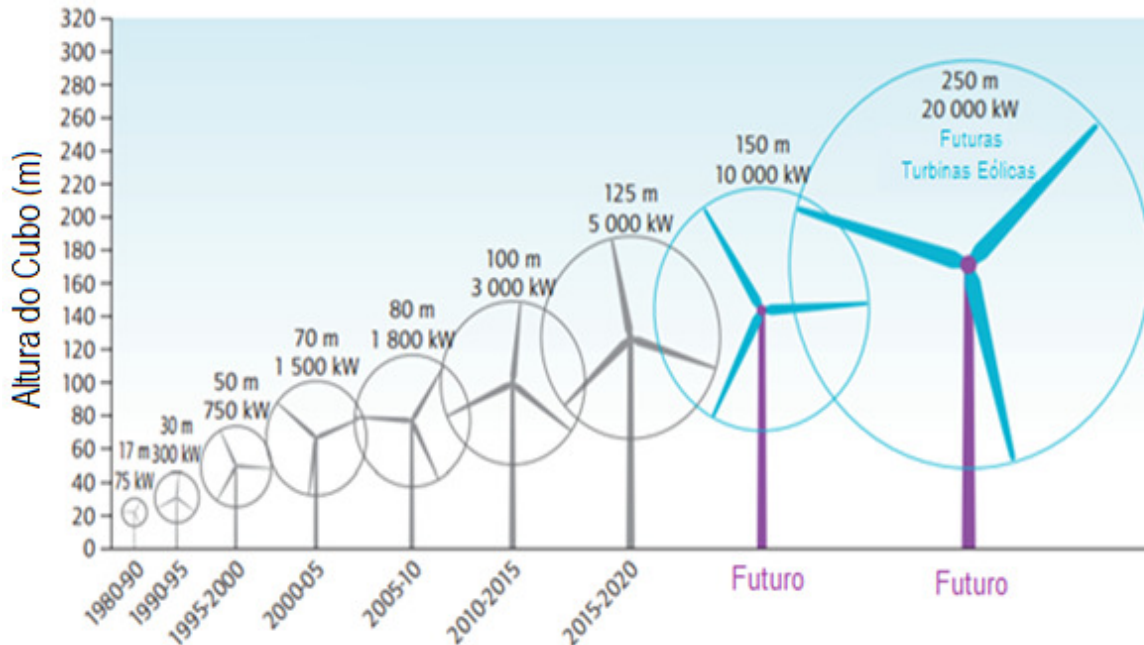


Figura 6.10 - Evolução e Projeção da Altura das Torres e Diâmetro dos Rotores
Traduzido de: (PHILIBERT, C.; HOLTTINEN, H., 2013)

A manutenção da tendência de máquinas cada vez maiores implica em dificuldades crescentes de transporte, instalação e consequentemente em custos dos aerogeradores, limitando possivelmente a aplicação de máquinas de dezenas de MW à instalação *offshore*. Neste ambiente as dificuldades de transporte são reduzidas e máquinas grandes têm a potencialidade de diluir os custos da fundação e dos sistemas de suporte (UPWIND, 2011).

6.2.2 Torres

O aumento na altura das torres permite que o aerogerador acesse ventos mais rápidos e consequentemente possibilita uma maior geração de energia. Em contrapartida, torres mais altas possuem dificuldades crescentes de transporte e custos de instalação mais elevados, pois exigem o emprego de guindastes cada vez mais robustos para realizar a instalação dos aerogeradores (IPCC, 2012).

De forma a mitigar as dificuldades de torres cada vez mais altas os estudos nesta área referem-se ao emprego de diferentes formas de instalação da torre, a utilização de novos

materiais ou a combinação entre eles, como por exemplo estruturas de aço e concreto, formando uma torre híbrida (LANTZ, WISER e HAND, 2012).

Nesta área de desenvolvimento os grandes desafios encontram-se nas instalações *offshore*, para a qual ainda é necessário desenvolver tecnologia de forma a reduzir os custos das instalações e viabilizar a instalação em águas profundas (KALDELLIS et al, 2012).

6.2.3 Pás

Os principais conceitos que estão sendo estudados no desenvolvimentos das pás para aerogeradores tem relação com a aplicação de novos materiais, métodos ativos e passivos para redução dos carregamentos e o desenvolvimento de perfis aerodinâmicos mais eficientes (ASHWILL, 2009).

A busca por novos compostos de materiais objetiva reduzir o peso da estrutura, sem, entretanto, reduzir sua resistência. Outro foco da aplicação de compostos de materiais é a sua utilização de forma diferenciada ao longo da extensão da pá, buscando obter pontos predeterminados de deformação (torção/curvatura), de forma a controlar passivamente o carregamento da estrutura. Esta alternativa permite a utilização de pás maiores sem que isso aumente o carregamento máximo da estrutura, dado que a pá, ao se deformar, reduz sua eficiência e minimiza o carregamento. A Figura 6.11 apresenta um modelo em teste que a partir de um aumento de 10% na dimensão da pá aumentou a produção de energia em pelo menos 5% (ASHWILL, 2009).



Figura 6.11 - Pá Deformável em Teste na Califórnia
Fonte: (ASHWILL, 2009)

A tecnologia atual de controle de carregamento utiliza o controle de passo, que consiste na rotação do eixo longitudinal das três pás, alterando o ângulo de ataque. Apesar do avanço proporcionado por esta tecnologia, novas propostas de controle ativo estão em análise, com foco em controles que atuam em diversos pontos da pá.

Em (UPWIND, 2011) é analisada a possibilidade de realizar o controle de passo de forma individualizada e também de forma segmentada na pá, o que possibilitaria minimizar os carregamentos. Em (ZAYAS et al, 2007) é apresentado os benefícios da utilização de pequenas abas (*microtabs*), ao longo do perfil da pá. Estes pequenos dispositivos, com altura próximas a espessura da camada limite do escoamento sobre a pá, se localizariam na borda de fuga do perfil, conforme apresentado na Figura 6.12.

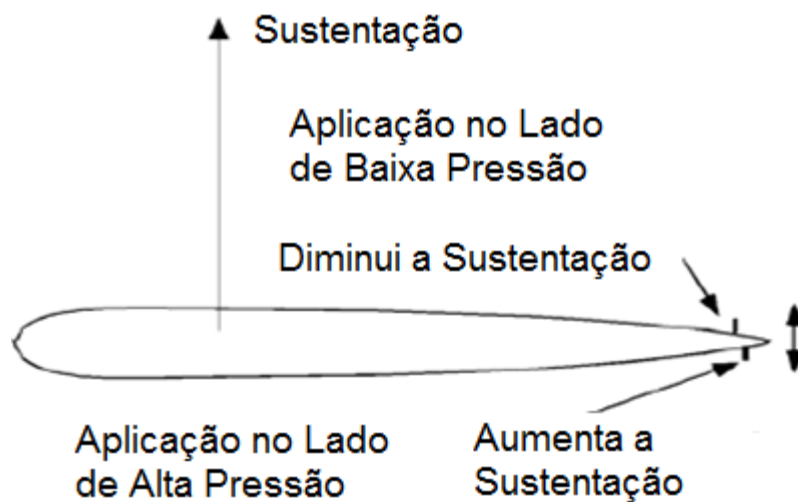


Figura 6.12 - Localização dos *Microtabs* na Pá
Adaptado de: (ZAYAS et al, 2007)

Este mecanismo, quando inserido no lado de baixa pressão, reduz o coeficiente de sustentação, podendo ser utilizado como controle de carregamento do sistema. Quando utilizado no lado com maior pressão, tem a capacidade de elevar o coeficiente de sustentação, podendo contribuir para elevar a produção de energia (ZAYAS et al, 2007).

O objetivo da utilização destes mecanismos é o controle de carregamento devido à turbulência, situação que não é possível de ser obtida através do controle de passo devido a elevada frequência destes distúrbios (ZAYAS et al, 2007).

Outros dispositivos móveis, similares a flaps de aviões, estão sendo estudados (BERG, BARONE e RESOR, 2013). Como ponto em comum entre as propostas é a necessidade de um maior sensoriamento da pá, visando subsidiar os atuadores (IPCC, 2012).



Figura 6.13 - Configuração de Flap na Borda de Fuga da Pá
Fonte: (BERG, BARONE e RESOR, 2013)

Visando viabilizar o transporte de estruturas cada vez maiores estudos visam construir pás segmentadas, as quais seriam unidas apenas no local de instalação (UPWIND, 2011).

6.2.4 Controle

A utilização de radares (Lidar, Sodar) para a previsão da velocidade de vento no curto prazo permite que o controle do aerogerador se antecipe ao vento, colocando o aerogerador na posição que maximize a geração e minimize os efeitos de turbulência, diminuindo o carregamento na estrutura. Isto deve aumentar a disponibilidade da máquina, minimizar os custos de manutenção e maximizar a geração (IPCC, 2012).

Espera-se que com o desenvolvimento de melhores controles seja possível monitorar falhas e apontar defeitos, minimizando os custos de manutenção e elevando a disponibilidade do serviço de geração (IPCC, 2012).

6.2.5 Sistema de Transmissão e Gerador Elétrico

A otimização do sistema de transmissão busca reduzir os custos do equipamento e o peso da nacelle, além de minimizar os custos de manutenção e maximizar a disponibilidade da máquina. Um conceito já desenvolvido, porém ainda não amplamente utilizado, é o do sistema direto, o qual utiliza um gerador de elevado número de polos logo após o cubo, sem a utilização da caixa de engrenagens, como apresentado na Figura 6.14. Este conceito elimina a caixa de engrenagens, porém é mais pesado e de maiores dimensões.

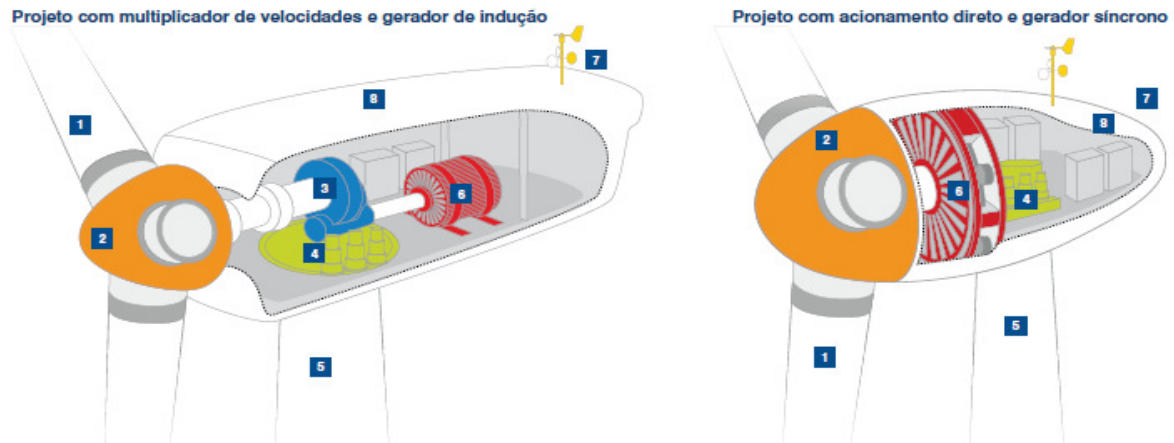


Figura 6.14 - Configuração de Geradores: Caixa de Engrenagens ou Sistema Direto
 Fonte: (SECRETARIA DE ENERGIA DE SÃO PAULO, 2012)

A utilização de geradores com rotores de ímã permanente, o qual possibilitaria uma significativa redução do peso do sistema e ganhos de eficiência é questionável devido à baixa disponibilidade de matéria prima (NREL; EERE, 2008).

Há inúmeras topologias sendo testadas e estudadas, como a geração em média tensão, a utilização de caixas de engrenagens com poucos estágios e a com multi-geradores (COHEN et al, 2008).

6.2.6 Outros Destaques

Em (IEA WIND, 2013) são apresentados diversos temas que pesquisadores julgam ser pertinentes a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Na Tabela 6.4 são apresentados alguns dos estudos que devem ser desenvolvidos nos próximos 18 anos, segregados em curto, médio e longo prazo.

Tabela 6.4 - Áreas que Devem ser Estudadas no Curto, Médio e Longo Prazo

Curto Prazo (2017)
<ul style="list-style-type: none"> • Atlas Eólico Mundial • Instalação de aerogeradores em zonas geladas • Utilização de ondas de luz, som e rádio para realizar medições de vento (tecnologia LIDAR, SODAR e RADAR respectivamente) • Avanços nas regras de Mercado de Energia • Avanços nos códigos de acesso ao Grid • Reciclagem de aerogeradores

Médio Prazo (2022)
<ul style="list-style-type: none"> • Otimização do posicionamento dos aerogeradores • Avanços na modelagem computacional de um parque eólico • Previsibilidade da geração através da previsão de vento • Aplicação de aerogeradores em diversas condições • Aumento nas dimensões do aerogerador • Redução de ruídos • Métodos de Diagnóstico para agilizar a manutenção • Novas topologias do Sistema de Transmissão • Redução do carregamento através da tecnologia LIDAR/SODAR/RADAR • Estudos dos sistemas elétricos com altos índices de penetração da energia eólica, concomitante ao uso de carros elétricos • Minimização de impactos ambientais
Longo Prazo (2030)
<ul style="list-style-type: none"> • Elementos ativos de controle de carregamento nas pás • Usinas eólicas offshore flutuantes • Avanços nos materiais das pás • Projeto avançado de gerador

Fonte: (IEA WIND, 2013)

6.2.7 Custos

Metas estabelecidas por (DEPARTMENT OF ENERGY, 2013), apontam para uma expectativa de redução de custos de geração de um parque eólico na ordem de 20% até o ano de 2020, com base nos custos verificados em 2009. Esta redução de custos está segmentada por áreas de desenvolvimento, conforme apresentado na Figura 6.15.



Figura 6.15 - Previsão de Redução de Custos na Geração Eólica até 2020
Traduzido de: (DEPARTMENT OF ENERGY, 2013)

Projeções até 2030 realizadas por (LANTZ, WISER e HAND, 2012) apontam para reduções de até 40%. Neste trabalho foram agregados diversos estudos independentes, os quais tem como variáveis a economia global e os impactos de futuros avanços tecnológicos. O resultado, apresentado na Figura 6.16, aponta uma probabilidade de 60% para reduções de custos de geração entre 20% e 30% até o ano de 2030. Percebe-se também que as maiores reduções são previstas para os primeiros anos do horizonte de estudo.

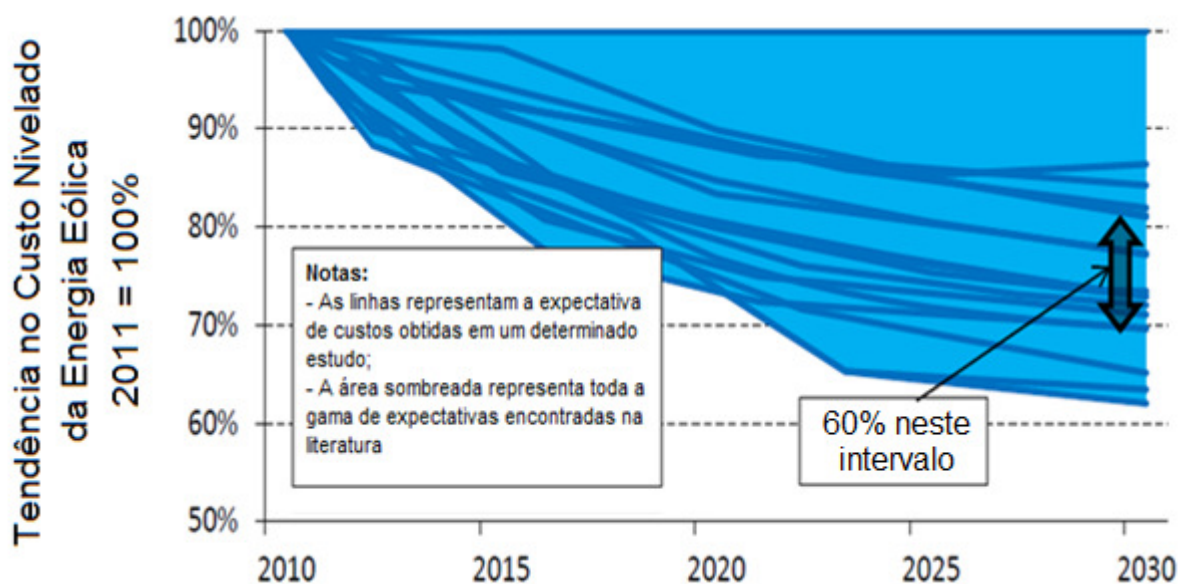


Figura 6.16 - Expectativa de Redução de Preços para a Fonte de Energia Eólica
Traduzido de: (LANTZ, WISER e HAND, 2012)

7 METODOLOGIA DE LEITURA DOS MAPAS

Para realizar a avaliação atualizada do potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul são necessários dados de medições anemométricas das mais variadas localidades do território gaúcho, além da modelagem do relevo, o uso de softwares de modelagem atmosférica, acesso a dados de medição de vento de longo termo e uma diversidade de outros fatores que inviabilizam um trabalho deste porte com intuito acadêmico.

Enquanto a atualização do atlas eólico gaúcho não está disponível, e diante do grande interesse no tema, decidiu-se aplicar técnicas matemáticas de tratamento dos dados em cima das informações disponibilizadas no atual Atlas Eólico (AMARANTE e SILVA, 2002), buscando-se reestimar o potencial eólico do estado ao avaliar o uso das novas tecnologias de aerogeradores disponíveis no mercado.

Para obtenção dos dados se desenvolveu um programa computacional, no formato de Macro no Microsoft Excel 2013, utilizando a linguagem Visual Basic for Applications (VBA). Basicamente, o programa transforma os mapas apresentados no Atlas em uma matriz de dados numéricos, o que é realizado através da comparação da cor de cada pixel dos mapas com as cores das respectivas legendas (PIANEZZOLA, 2006) (ALÉ et al, 2005).

Na sequência deste capítulo é apresentado o processo de leitura da cor dos pixels e a forma como a partir destas informações se gerou matrizes de dados de velocidade média de vento, de densidade do ar e de fator de forma k , sendo também abordadas as dificuldades e soluções encontradas.

7.1 Processo de Leitura das Cores

O processo de leitura das cores dos mapas contidos no Atlas Eólico se inicia pela transformação no formato em que as imagens estão salvas. O documento elaborado pela Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Rio Grande do Sul foi disponibilizado tanto em formato físico como em formato digital, em arquivos .PDF. Os mapas contidos nos arquivos digitais foram salvos em formato BITMAP, pois o programa desenvolvido em VBA foi baseado na leitura do mapa de dados deste formato de imagem.

7.1.1 Arquivos BITMAP

O formato BITMAP refere-se a arquivos de imagem e é comumente utilizado no sistema operacional Windows. Optou-se pela utilização deste formato por apresentar um mapa de bits não compactado, o que facilita a leitura e garante a manutenção das informações originais.

A estrutura de arquivos com extensão .BMP é dividida em três blocos de dados obrigatórios: Cabeçalho do Arquivo, Informações do Cabeçalho e Mapa de Dados. Os dois primeiros blocos são apresentados detalhadamente nas Tabela 7.1 e Tabela 7.2.

Tabela 7.1 - Cabeçalho de Arquivo BITMAP

Campo	Tamanho	Comentário
Tipo	2 bytes	Identifica o Tipo do arquivo. Deve ser BM.
Tamanho do Arquivo	4 bytes	Tamanho do arquivo BITMAP, em bytes.
Reservado 1	2 bytes	Reservado para outras aplicações. Deve ser 0.
Reservado 2	2 bytes	Reservado para outras aplicações. Deve ser 0.
Offset	4 bytes	Apresenta o número de bytes utilizados antes do início do mapa de dados.

Elaborado pelo autor a partir de: (MICROSOFT HEAD, 2013)

Tabela 7.2 - Informações do Cabeçalho de Arquivo BITMAP

Campo	Tamanho	Comentário
Tamanho	4 bytes	Tamanho do Cabeçalho de Informações.
Largura	4 bytes	Apresenta a Largura da imagem, em pixels.
Altura	4 bytes	Apresenta a Altura da imagem, em pixels.
Planos	2 bytes	Apresenta o número de planos. Deve ser 1.
Bits	2 bytes	Número de Bits por pixel. (1, 2, 4, 8, 16, 24, 32).
Compressão	4 bytes	Método de Compressão.
Tamanho da Imagem	4 bytes	Tamanho apenas dos dados da imagem. Zero quando sem compressão.
X Resolução	4 bytes	Resolução Horizontal, em pixel por metro.
Y Resolução	4 bytes	Resolução Vertical, em pixel por metro.
Cores	4 bytes	Número de cores na Paleta de Cores. Deve ser 0 se não utilizada.
Cores Importantes	4 bytes	Número de cores importantes utilizadas, 0 para todas.

Elaborado pelo autor a partir de: (MICROSOFT INFOHEAD, 2013)

Antes de apresentar o Mapa de Dados, destaca-se que não foram utilizados métodos de compressão nas imagens e o número de Bits utilizado foi de 24 Bits por pixel. Neste formato cada pixel da imagem é caracterizado por uma sequência de 24 bits, sendo 8 referentes a componente vermelha, 8 da componente verde e 8 da componente azul, nesta ordem. Esse formato é conhecido pela sigla RGB, que vem do inglês Red – Green – Blue, e possibilita uma

variação de 0 a 255 na intensidade de cada uma das componentes. Isto resulta na capacidade de reproduzir 16.777.216 cores distintas, o que é obtido pela combinação das 3 componentes ($256 * 256 * 256$).

No Mapa de Dados as primeiras informações referem-se ao pixel inferior esquerdo, sendo que as últimas informações serão do pixel superior direito. A sequência de apresentação das cores também é invertida, sendo desta forma o primeiro byte do Mapa de Dados o valor da componente azul do pixel inferior esquerdo, seguido da componente verde e vermelha.

Outra característica do formato é que cada linha de dados deve ter o número de bytes divisível por 4. Caso isso não ocorra, a sobra de dados na linha é preenchida com bytes não válidos. Na Figura 7.1 é apresentado esquematicamente a distribuição de pixels em uma imagem fictícia e como estas informações apareceriam em um Mapa de Dados.

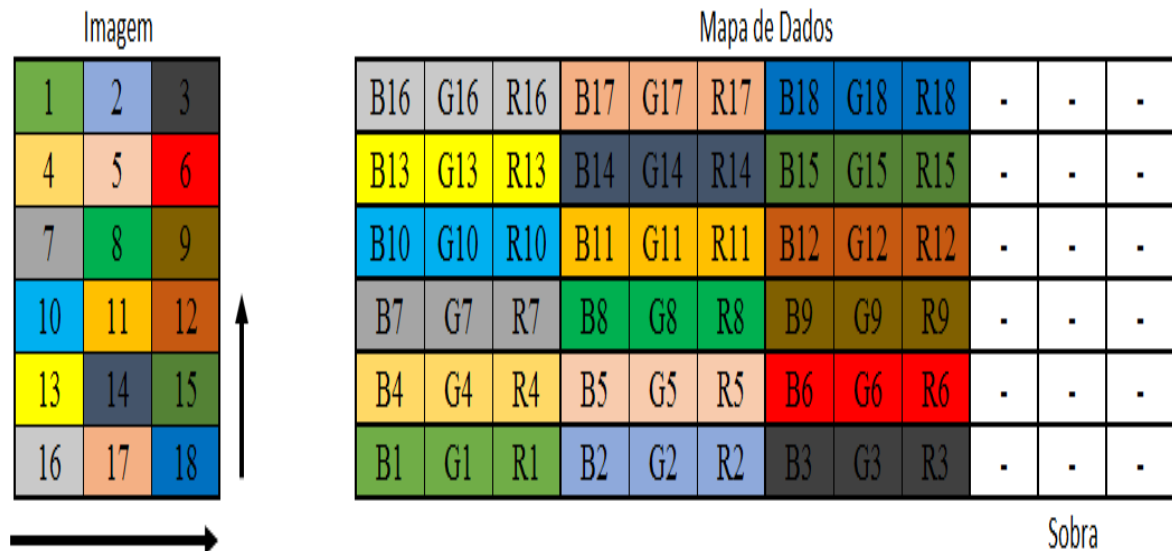


Figura 7.1 - Esquema de Mapa de Dados de Arquivo BITMAP

7.1.2 Legenda

Antes de iniciar o processo de leitura e tradução das cores dos mapas é necessária a obtenção dos códigos RGB da legenda apresentada junto a eles. Para obter estas informações se fez uso do programa desenvolvido em VBA, o qual abre em formato numérico o arquivo BITMAP que contem a legenda do mapa. Dessa forma, é possível acessar o Mapa de Dados e consequentemente as componentes RGB de cada pixel da legenda.

7.1.2.1 Legenda Velocidade Média de Vento

O resultado da leitura da imagem que continha a legenda de velocidade média de vento é apresentado na Figura 7.2, a qual mostra o comportamento das componentes de cor em relação a velocidade média de vento. Cada ponto apresenta um incremento de 0,0059 m/s em relação ao anterior, em razão das dimensões da imagem utilizada como entrada de dados.

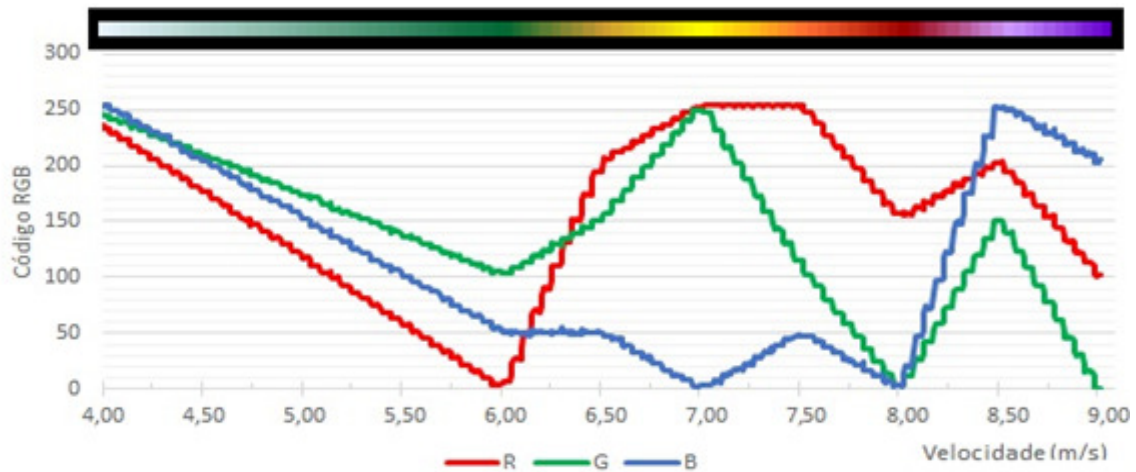


Figura 7.2 - Componentes RGB da Legenda de Velocidade Média de Vento

Analisando as retas apresentadas no gráfico da Figura 7.2, constata-se um comportamento linear, porém com característica de patamares de cores. Na Figura 7.3 é aplicado um zoom na imagem da legenda no intervalo de 8,5 a 9 m/s, o que possibilita a visualização com mais detalhes do comportamento das cores ao longo da legenda. Na mesma imagem é apresentado o comportamento das componentes de cor para o respectivo intervalo.

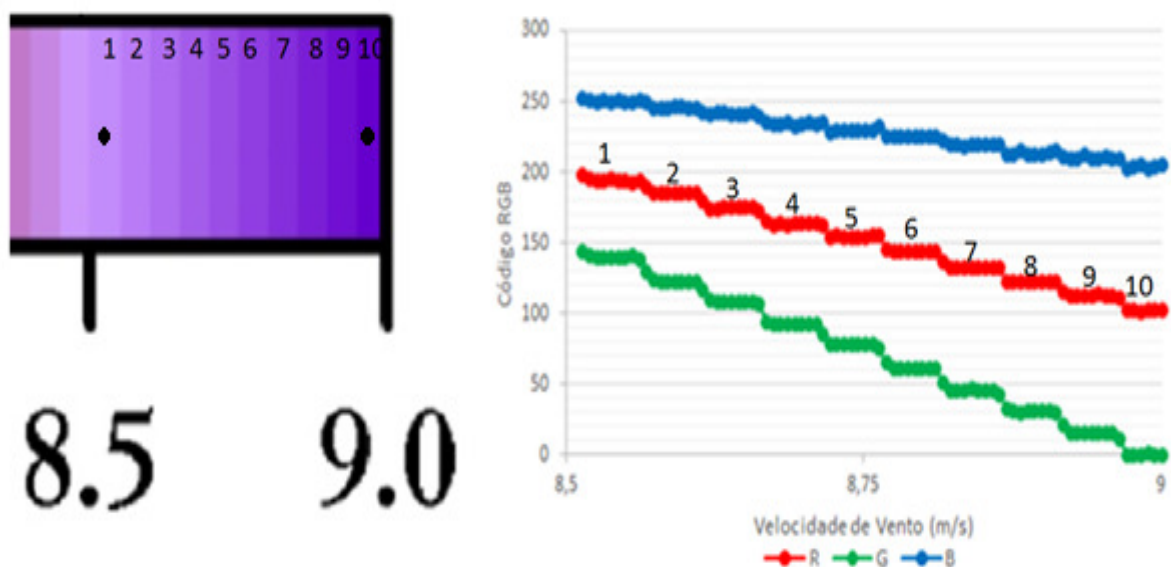


Figura 7.3 - Zoom na Legenda de Velocidade Média de Vento

Percebe-se que os resultados de velocidade média de vento apresentados no Atlas Eólico têm uma resolução de 0,05 m/s, pois apresentam 10 colunas de cores no intervalo de 8,5 m/s a 9 m/s. Constatou-se também que não há variações significativas no código RGB no sentido vertical da legenda e que a característica de coluna de cores se repete nos demais intervalos da legenda.

Para formar o padrão de cores a ser utilizado na tradução dos mapas de velocidade média de vento, se fez uso da mesma resolução encontrada na publicação. Para tal, atribuiu-se as componentes RGB do ponto médio de cada coluna de cor à velocidade de vento do início da coluna. Para melhor compreensão se utilizará novamente a Figura 7.3: as componentes RGB do ponto médio da coluna 1, foram vinculadas a velocidade de vento de 8,5 m/s. Da mesma forma, as componentes do ponto médio da coluna 10 foram vinculadas a velocidade média de vento de 8,95 m/s. Aplicando-se esta metodologia não haverá um padrão de cores para representar velocidades de 9 m/s.

Em cima da curva apresentada na Figura 7.2 são apresentados os dados de vento selecionados para compor o padrão de cores da legenda. Os dados estão marcados por pequenos “X” na Figura 7.4

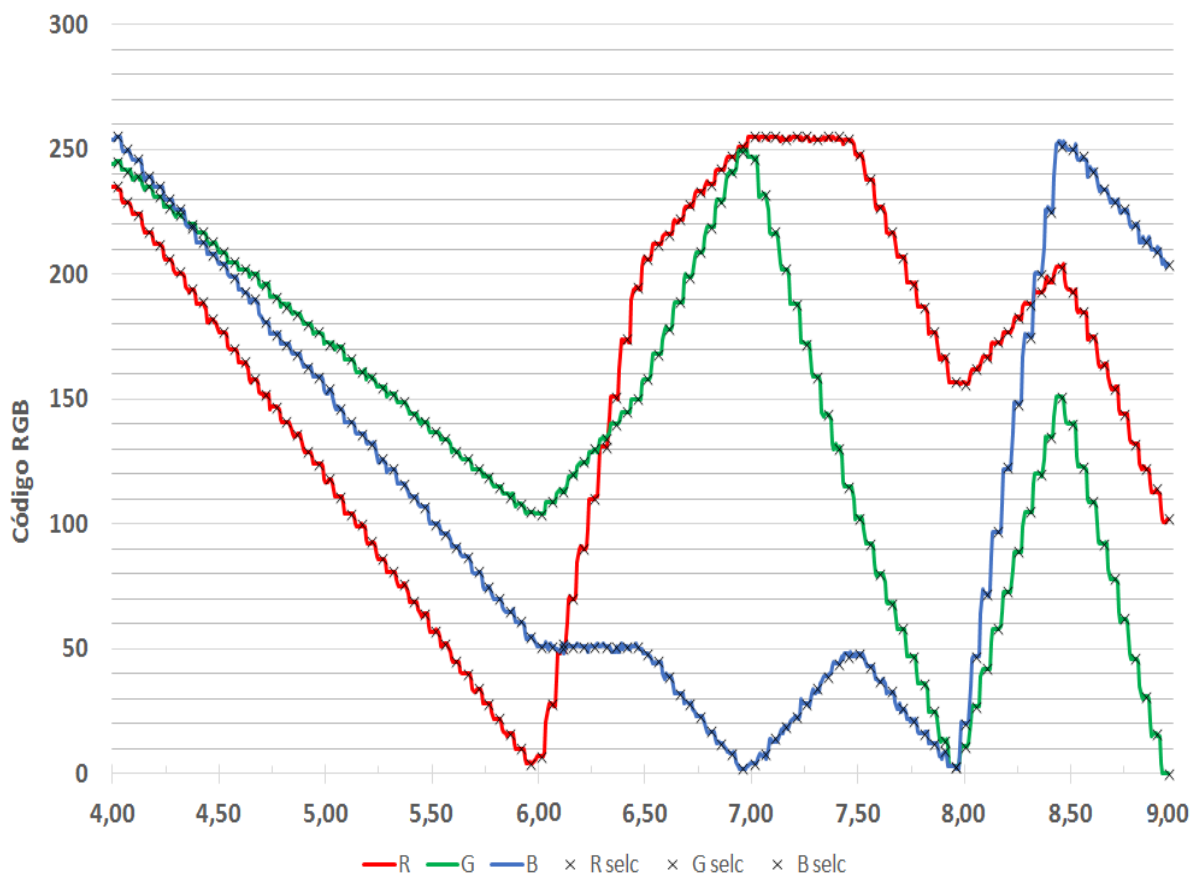


Figura 7.4 - Padrão de Cores para os Mapas de Velocidade Média de Vento

7.1.2.2 Legenda Fator de Forma k

Para a obtenção dos dados da legenda de Fator de Forma k o procedimento adotado foi idêntico. A leitura da imagem BITMAP que continha a legenda originou 273 pontos de dados no intervalo dos valores de 1,9 e 2,9, o que representa uma resolução de 0,0036. O comportamento das componentes de cor RGB desta legenda é apresentado na Figura 7.5.

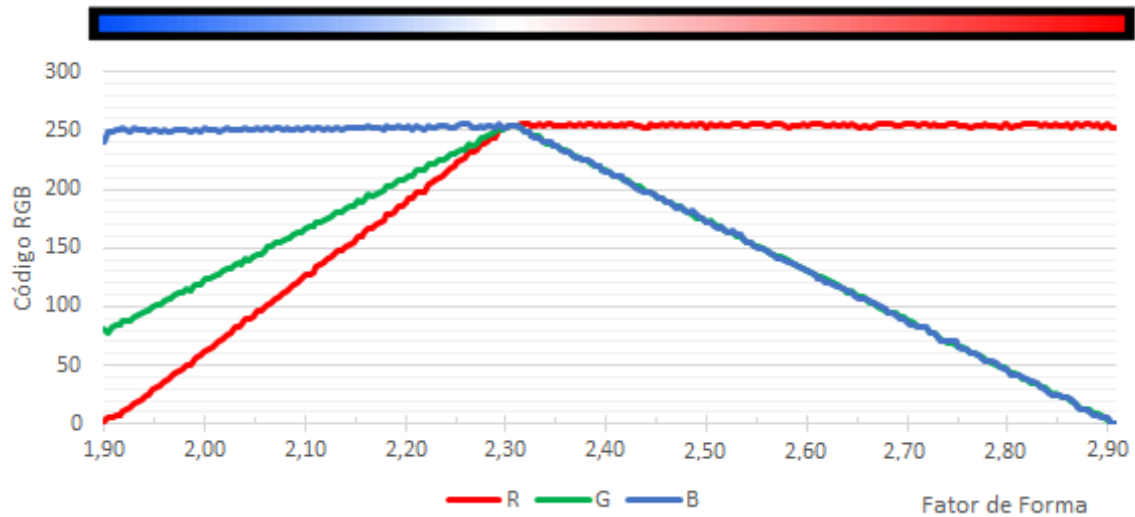


Figura 7.5 - Componentes RGB da Legenda de Fator de Forma k

Diferente da legenda de velocidade média de vento, esta apresenta uma variação gradual no comportamento das cores, não havendo, portanto, uma resolução pré-determinada a ser seguida. Desta forma, optou-se por realizar o equacionamento das retas, com o intuito de poder definir um passo incremental diferente do encontrado a partir da leitura da legenda.

Para realizar o equacionamento foi necessária a segmentação em 2 intervalos distintos, sendo o ponto de divisão o valor de 2,3 do fator de forma, conforme apresentado na Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Equacionamento das Componentes RGB – Fator de Forma k

Intervalo [Adimensional]	1		2	
	1,9 a 2,3		2,3 a 2,9	
	Ax	B	Ax	B
R	635,36	-1.208,80	-	254,37
G	436,75	-751,36	-428,29	1.240,50
B	-	251,56	-428,01	1.240,10

Para as equações de reta com coeficiente angular o nível de correlação (R^2) foi superior a 0,99, demonstrando aderência entre a equação obtida e as amostras. Para os segmentos constantes se fez uso da média de todos os dados do intervalo.

Optou-se por um incremento de 0,01, gerando um total de 101 pontos no padrão de cores da legenda, os quais servirão de base para a transformação das componentes RGB dos pixels em uma estimativa de fator de forma k . Os pontos selecionados a partir das equações de retas são apresentados na Figura 7.6, juntamente com os pontos lidos.

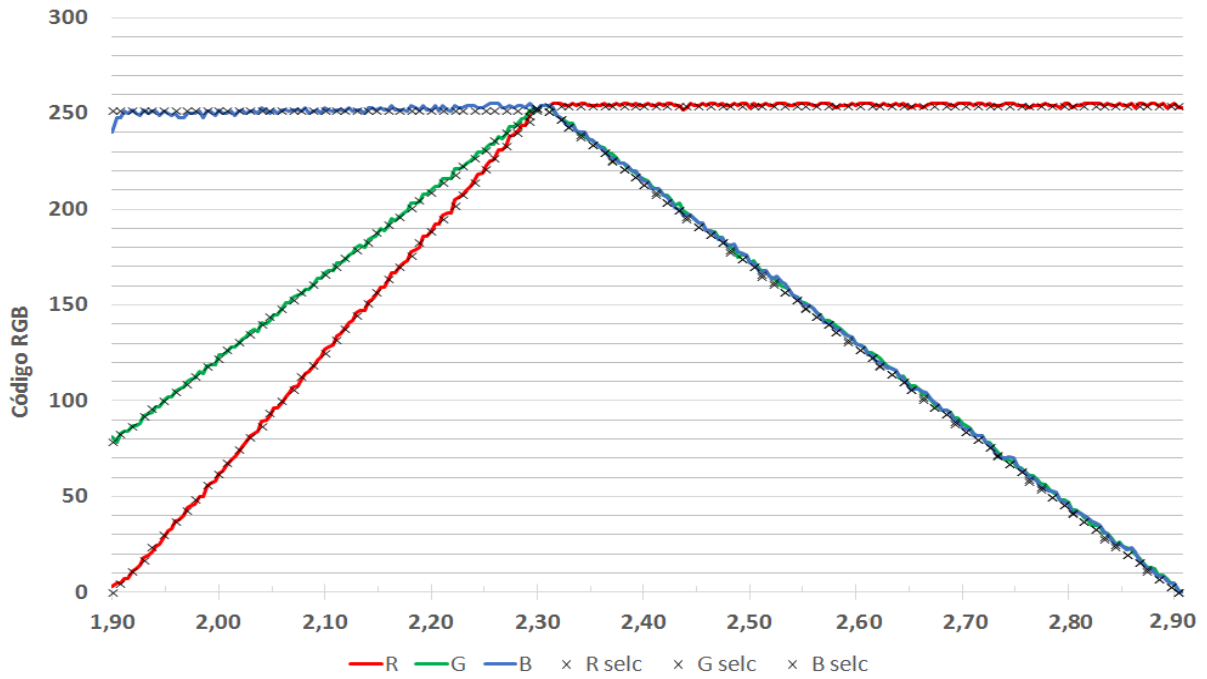


Figura 7.6 - Padrão de Cores para o Mapa de Fator de Forma k

7.1.2.3 Legenda Densidade do Ar

Para a legenda de Densidade Média do Ar o processo de leitura se repetiu, originando 210 pontos de dados no intervalo de 1,050 a 1,250 kg/m^3 , o que representa uma resolução de 0,0009 kg/m^3 . O comportamento das componentes de cor RGB desta legenda é apresentado na Figura 7.7.

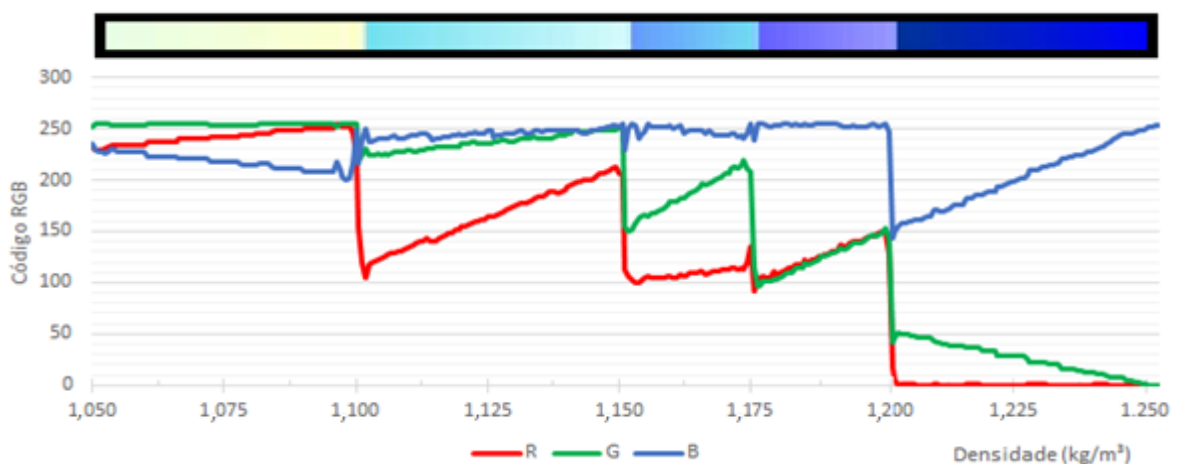


Figura 7.7 - Componentes RGB da Legenda de Densidade do Ar

Esta legenda apresenta características diferentes das outras duas já analisadas. O primeiro intervalo de dados, compreendido entre os valores de 1,050 a 1,100 kg/m³, apresenta a característica de patamares de cores, assim como a legenda de velocidade média de vento. Nos demais segmentos a legenda apresenta a característica de variações graduais, porém com mudanças bruscas a cada novo intervalo. Este fato faz com que nos pontos de transição ocorram oscilações indesejadas nas componentes RGB.

No primeiro intervalo de dados há 8 patamares de cores, os quais fornecem a resolução do mapa de densidade média do ar de 0,00625 kg/m³. Com a resolução já definida para este mapa, optou-se por formar o padrão de cores com os pontos intermediários de cada intervalo, a exemplo do que foi realizado na legenda de velocidade média de vento. O resultado é apresentado na Figura 7.8.

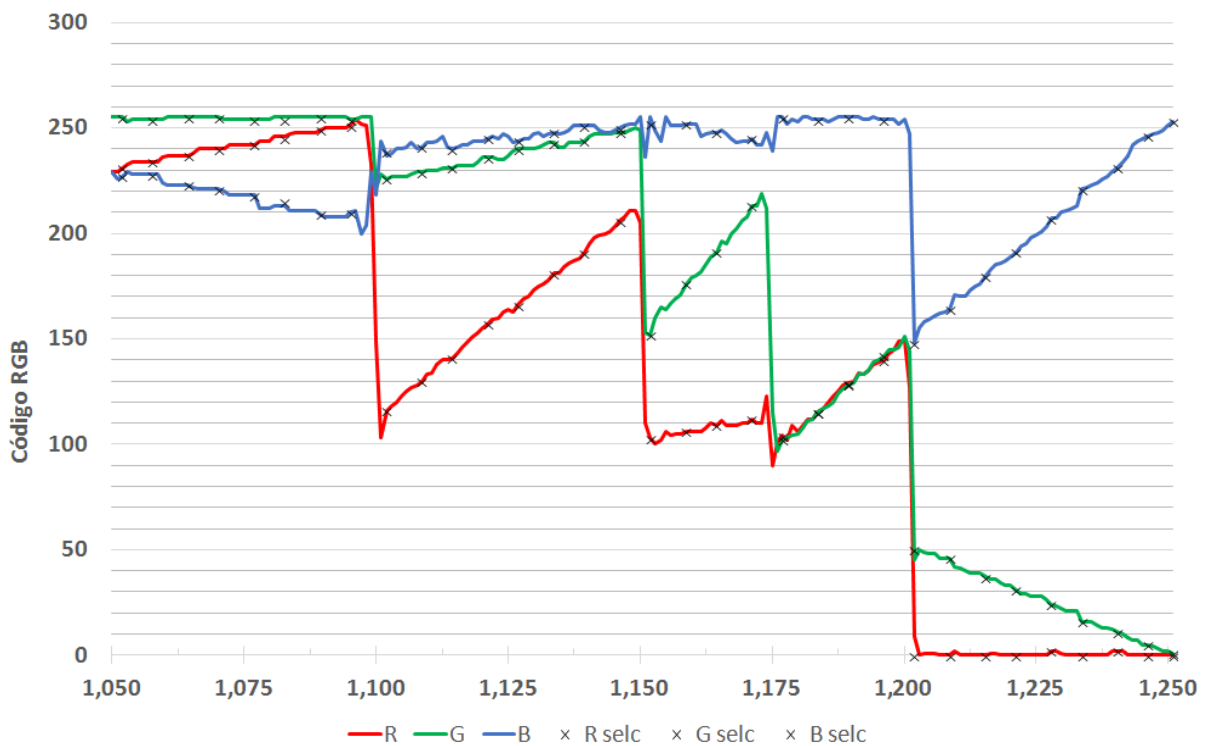


Figura 7.8 - Padrão de Cores para o Mapa de Densidade do Ar

7.1.3 Transformação de Cores em Valores

O processo de transformação de cores em valores se inicia realizando a conversão da imagem do mapa contida no arquivo PDF do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul para um arquivo BITMAP, o qual será utilizado como entrada no programa desenvolvido em VBA.

Feita esta conversão é possível iniciar-se a análise do Mapa de Dados da imagem, a qual começa com a leitura das componentes RGB do pixel inferior esquerdo do mapa. As

informações deste pixel são então comparadas a toda a gama de cores da legenda, em busca do ponto em que as componentes da legenda são o mais próximo das componentes do pixel. Esta comparação é realizada através da diferença absoluta entre cada uma das 3 componentes de cor da legenda e do pixel, conforme Equação (7.1).

$$Dif_i = [|R_{L_i} - R_P| + |G_{L_i} - G_P| + |B_{L_i} - B_P|] \forall i \in legenda \quad (7.1)$$

onde:

Dif_i diferença absoluta entre as componentes do Pixel e da Legenda [adm];

i variável que abrange todos os pontos da legenda [adm];

R_{L_i} componente Vermelha (Red) da Legenda [adm];

R_P componente Vermelha (Red) do Pixel [adm];

G_{L_i} componente Verde (Green) da Legenda [adm];

G_P componente Verde (Green) do Pixel [adm];

B_{L_i} componente Azul (Blue) da Legenda [adm];

B_P componente Azul (Blue) do Pixel [adm];

Aplicando a Eq. (7.1) se impossibilita que a variação positiva em uma das componentes seja compensada por uma variação negativa em outra, o que distorceria por completo os resultados.

No ponto onde ocorrer a menor diferença entre as componentes do pixel e as componentes da legenda, conforme Eq. (7.2), pode-se atribuir o respectivo valor da legenda ao valor da variável de interesse (velocidade média de vento, fator de forma k ou densidade do ar) daquele ponto.

$$MDif = \text{Mínimo} [Dif_i] \forall i \in legenda \quad (7.2)$$

onde:

$MDif$ menor diferença encontrada em todos os pontos da legenda [adm.];

Dif_i diferença absoluta entre componentes do Pixel e da Legenda no ponto i [adm];

i variável que abrange todos os pontos da legenda [adm];

Um exemplo deste processo é apresentado na Tabela 7.4, no qual as componentes do pixel $R_P = 231$, $G_P = 210$ e $B_P = 22$, quando comparados a legenda de velocidade média de vento, obtém a menor diferença na velocidade de vento de 6,75 m/s.

Tabela 7.4 - Dados do Pixel comparados a Legenda de Velocidade Média de Vento

R_P	231			G_P	210			B_P	22		
Trecho da Legenda											
R_L	206	212	216	222	228	233	236	242	247	251	255
G_L	158	168	178	189	199	209	219	229	241	249	246
B_L	48	45	39	32	28	23	17	12	8	2	4
Dif_i	103	84	64	40	20	4	19	40	61	79	78
RES	6,50	6,55	6,60	6,65	6,70	6,75	6,80	6,85	6,90	6,95	7,00

Percebe-se através da Tabela 7.4 que o ponto onde ocorreu a menor diferença apresenta realmente uma boa proximidade entre as componentes RGB do pixel e as da legenda, porém, antes de atribuir de forma definitiva o valor de 6,75 m/s ao resultado deste pixel, é necessário validar esta informação. Ocorre que a variável diferença é adimensional e não apresenta relação imediata com erro em velocidade média de vento, densidade do ar ou fator de forma k, devendo desta forma realizar-se um processo de validação da leitura.

7.1.3.1 Processo de Validação

O processo de validação basicamente transforma o valor da menor diferença em uma expectativa de erro na unidade de interesse, seja ela velocidade de vento, densidade do ar ou fator de forma k. Essa conversão é feita através da Eq. (7.3), a qual relaciona a variável menor diferença, passo incremental e a taxa de variação da diferença.

$$Erro = \frac{MDif \cdot PInc}{TxDif} \quad (7.3)$$

onde:

Erro desvio na unidade de interesse [conforme mapa];

$MDif$ menor diferença encontrada em todos os pontos da legenda [adm.]

$PInc$ passo incremental [conforme mapa]

$TxDif$ taxa de variação da diferença [adm.];

Dando sequência ao exemplo apresentado na Tabela 7.4, o cálculo do erro seria o seguinte:

$$Erro = \frac{4 * 0,05}{40 - 20} = 0,01 \text{ m/s} \quad (7.4)$$

A taxa de variação utilizada deve-se ao quão rápido a variável diferença está se aproximando do ponto onde ocorreu a menor diferença, sendo obtida pela diferença entre os valores obtidos para as velocidades de 6,65 e 6,7 m/s, conforme apresentado na Figura 7.9.

Este procedimento, além de transformar a variável diferença em uma estimativa de erro na unidade de interesse, também propicia um igual tratamento entre os diferentes intervalos da legenda. Ocorre que em alguns intervalos a variabilidade das componentes é elevada, fazendo que a variável diferença apresente valores maiores, sem que isso signifique, necessariamente, um maior erro na estimativa do resultado.

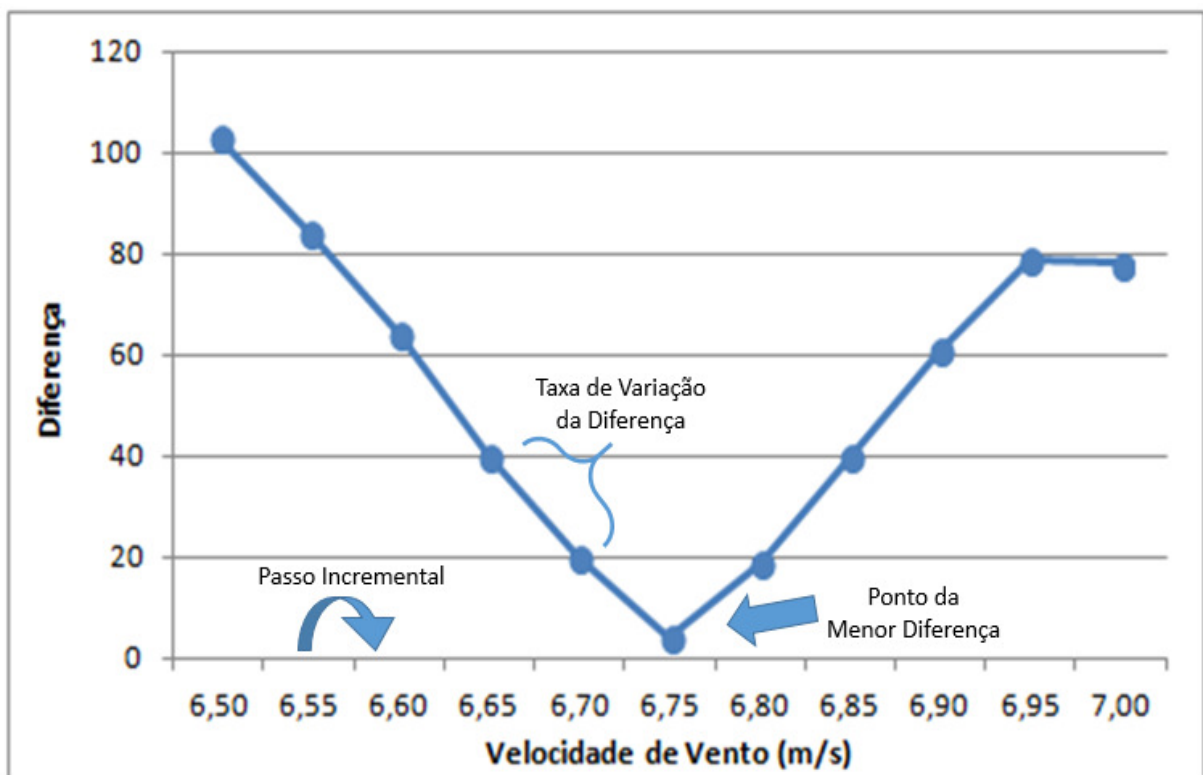


Figura 7.9 - Comportamento da Variável Diferença

De modo a evitar que a variação no comportamento das componentes RGB entre intervalos da legenda impactem no cálculo de estimativa de erro, utiliza-se a taxa de aproximação para os pontos pertencentes a segunda metade de cada intervalo da legenda e a taxa de afastamento para os pontos pertencentes a primeira metade de um intervalo.

Antes da finalização do processo de validação é necessário que o erro encontrado na leitura seja inferior a um parâmetro de tolerância, o qual foi estipulado de maneira que as perturbações nos mapas (ver Item 7.2) fossem excluídas. Os valores utilizados são apresentados na Tabela 7.5.

Tabela 7.5 - Passos Incrementais e Tolerância

Mapa	Passo Incremental	Tolerância
Velocidades Médias de Vento [m/s]	0,05	0,04
Fator de Forma k [adm.]	0,01	0,025
Densidade do Ar [kg/m ³]	0,00625	0,018

Caso este requisito não seja atendido a informação é considerada inválida, sendo feita apenas uma sinalização do fato dentro da lógica de programação antes de passar à leitura do próximo pixel.

Caso o requisito de tolerância seja atendido o valor do resultado é salvo em uma célula da planilha Excel, assim como o erro associado. Antes de proceder para a leitura do próximo pixel, a célula do Excel que recebeu o valor é pintada com a cor da legenda no ponto que apresentou a menor diferença, não sendo utilizados os dados de cor lidos do pixel. Dessa maneira, após o processamento de toda a imagem é possível se realizar uma comparação entre os padrões de cores obtidos na planilha e os oficiais publicados na Atlas. Quanto mais parecidos ficarem, melhor foi o desempenho da programação e mais fiéis serão os resultados obtidos.

7.1.3.2 Processo de Correção

O processo de correção visa aproximar os valores dos pixels que obtiveram erros superiores as tolerâncias apresentadas na Tabela 7.5, fato que ocorre devido a presença de perturbações, conforme abordado em 7.2. Esse ajuste é feito ponto a ponto e ocorre apenas após o fim da leitura e validação de todos os pixels do mapa. O ajuste é feito em todos os pontos que ficaram marcados na lógica de programação, sendo estes aproximados pela média de seus vizinhos que apresentaram valores válidos. Caso um dos vizinhos também não tenha atendido ao requisito, e portanto encontra-se em branco, sua célula não contribui para a média.

Após realizada a aproximação, a célula é pintada conforme as componentes de cor presentes na legenda no ponto em que a legenda apresenta o valor encontrado a partir da média dos vizinhos. Este processo é apresentado na Figura 7.10, o qual apresenta um exemplo com velocidades médias vento.

7,05	7,00	7,10
6,90		7,05
7,00	6,95	6,95

a) Situação Inicial

7,05	7,00	7,10
6,90	7,00	7,05
7,00	6,95	6,95

b) Aproximação do valor

7,05	7,00	7,10
6,90	7,00	7,05
7,00	6,95	6,95

c) Célula pintada

Figura 7.10 - Processo de Correção

7.1.3.3 Forma de Apresentação dos Resultados

Após a realização da leitura do Mapa de Dados da imagem BITMAP, validação dos dados lidos e correção dos pontos que inicialmente obtiveram valores de erros superiores a tolerância estabelecida, chega-se ao fim do processo de transformação de cores em valores.

Todos os dados obtidos com o processamento são apresentados em uma planilha do Excel na forma numérica e gráfica, de forma que cada célula da planilha representa os dados de um pixel do mapa. Na Figura 7.11 é apresentada parte de uma planilha, na qual se visualiza o resultado do processamento do mapa de velocidades médias a 50 m de altura para a área ao norte da lagoa Mirim (parte em branco na figura).

	QY	QZ	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI	RJ	RK	RL	RM	RN	RO	RP	RQ	RR	RS	RT	RU	RV	RW	RX	RY	RZ	SA	SB	SC	SD	SE	SF				
563	6,50	6,45	6,45	6,45	6,40	6,40	6,40	6,35	6,35	6,25	6,15	6,15	6,15	6,15	6,10	6,10	6,05	6,05	5,75	5,55	5,80	6,05	5,85	5,75	5,80	5,85	5,85	5,90	6,05	6,10	6,10	6,10	6,15	6,20				
564	6,55	6,40	6,40	6,40	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,30	6,20	6,15	6,15	6,15	6,15	6,10	6,00	5,65	5,45	5,60	5,65	5,75	5,75	5,70	5,70	5,75	5,85	5,85	6,00	6,15	6,15	6,15	6,20	6,25				
565	6,50	6,40	6,35	6,35	6,35	6,30	6,25	6,30	6,35	6,30	6,25	6,15	6,10	6,15	6,15	6,10	6,05	5,80	5,65	5,60	5,60	5,65	5,70	5,70	5,75			6,10	6,05	6,15	6,20	6,15	6,20	6,25				
566	6,45	6,40	6,35	6,35	6,35	6,30	6,25	6,25	6,30	6,25	6,30	6,20	6,15	6,15	6,15	6,10	6,00	5,90	5,80	5,45	5,75	5,60	5,50						6,15	6,20	6,25	6,25	6,25	6,30				
567	6,30	6,35	6,40	6,45	6,35	6,40	6,30	6,20	6,20	6,30	6,35	6,30	6,20	6,20	6,20	6,15	6,00	5,85	5,75										6,10	6,20	6,25	6,25	6,20	6,25				
568	6,15	6,25	6,40	6,45	6,45	6,35	6,30	6,15	6,20	6,30	6,30	6,30	6,20	6,20	6,20	6,15												6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,25				
569	6,35	6,45	6,50	6,45	6,40	6,35	6,25	6,10	6,05	6,20	6,30	6,30	6,20	6,20	6,20	6,20												6,20	6,20	6,25	6,20	6,20	6,25	6,25				
570	6,50	6,55	6,55	6,40	6,50	6,45	6,25	6,20	6,10	6,20	6,25	6,25	6,20	6,15	6,20	6,20											6,15	6,20	6,20	6,20	6,25	6,25	6,25	6,30				
571	6,60	6,55	6,45	6,50	6,45	6,40	6,35	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,15														6,10	6,10	6,15	6,20	6,25	6,30	6,35	6,30	6,30			
572	6,45	6,45	6,50	6,45	6,45	6,35	6,35	6,35	6,35	6,40	6,35	6,25	6,05														6,10	6,10	6,20	6,25	6,30	6,35	6,35	6,30	6,20			
573	6,55	6,55	6,45	6,35	6,35	6,40			6,45	6,45	6,45	6,35	6,10														6,10	6,15	6,25	6,30	6,35	6,40	6,40	6,30	6,25			
574	6,55	6,55	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45		6,50	6,45	6,50	6,45	6,30													6,15	6,15	6,20	6,25	6,30	6,35	6,35	6,40	6,40	6,35			
575	6,45	6,50	6,40	6,40	6,45	6,50	6,45	6,50	6,55	6,50	6,50	6,45														6,15	6,20	6,25	6,30	6,35	6,40	6,40	6,40	6,45	6,40			
576	6,50	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,50	6,55	6,60	6,55	6,50															6,15	6,20	6,25	6,35	6,40	6,40	6,40	6,40	6,45	6,40			
577	6,55	6,50	6,45	6,45	6,45	6,45	6,55	6,60	6,65	6,60	6,55																6,25	6,25	6,35	6,40	6,35	6,35	6,40	6,45	6,50			
578	6,50	6,50	6,45	6,50	6,50	6,55	6,60	6,65	6,70	6,65	6,60																6,35	6,35	6,40	6,40	6,40	6,40	6,45	6,55	6,55			
579	6,45	6,50	6,45	6,45	6,45	6,50	6,55	6,65	6,70	6,65																	6,40	6,40	6,45	6,50	6,45	6,45	6,50	6,60	6,60			
580	6,30	6,40	6,40	6,35	6,35	6,40	6,45	6,60	6,65	6,60																	6,55	6,40	6,40	6,45	6,50	6,50	6,50	6,60	6,65			
581	6,25	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,40	6,55	6,60	6,55																	6,65	6,45	6,40	6,45	6,45	6,55	6,50	6,60	6,65	6,70		
582	6,20	6,45	6,45	6,40	6,40	6,40	6,45	6,60	6,60	6,55																	6,65	6,40	6,35	6,40	6,50	6,55	6,60	6,60	6,60	6,70	6,80	
583	6,35	6,50	6,55	6,50	6,45	6,45	6,50	6,55	6,55	6,55																	6,65	6,65	6,45	6,40	6,45	6,55	6,60	6,60	6,65	6,70	6,75	6,80
584	6,40	6,45	6,50	6,55	6,45	6,45	6,50	6,60	6,60																		6,70	6,70	6,50	6,45	6,50	6,55	6,60	6,60	6,65	6,65	6,75	6,85
585	6,40	6,45	6,55	6,55	6,50	6,50	6,60	6,60	6,60																		6,80	6,60	6,55	6,55	6,55	6,60	6,60	6,65	6,65	6,70	6,75	6,80
586	6,40	6,55	6,60	6,60	6,60	6,55	6,55	6,60																			6,70	6,80	6,65	6,60	6,60	6,65	6,65	6,65	6,70	6,70	6,75	6,80
587	6,40	6,55	6,60	6,60	6,65	6,65	6,55	6,45																			6,75	6,75	6,65	6,60	6,65	6,70	6,75	6,75	6,75	6,75	6,80	
588	6,45	6,50	6,60	6,65	6,65	6,60	6,55	6,35	6,25																			6,90	6,75	6,65	6,65	6,75	6,75	6,80	6,80	6,75	6,75	
589	6,45	6,45	6,60	6,65	6,65	6,60	6,40	6,35	6,10																			6,80	6,80	6,65	6,65	6,75	6,75	6,75	6,80	6,80	6,80	6,80
590	6,50	6,50	6,50	6,55	6,55	6,45	6,40	6,35	6,30	6,35																			6,85	6,80	6,75	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,85	

Figura 7.11 - Zoom na Matriz de Velocidade de Média de Vento - Mapa 50 m

7.1.3.4 Resumo do Processo de Transformação de Cores em Valores

Para facilitar a compreensão é apresentado na Figura 7.12 o processo de leitura e tradução dos mapas de velocidade média de vento de forma esquemática. O processo para os demais mapas é idêntico, alterando apenas a imagem de entrada, a legenda, o passo incremental e a tolerância.

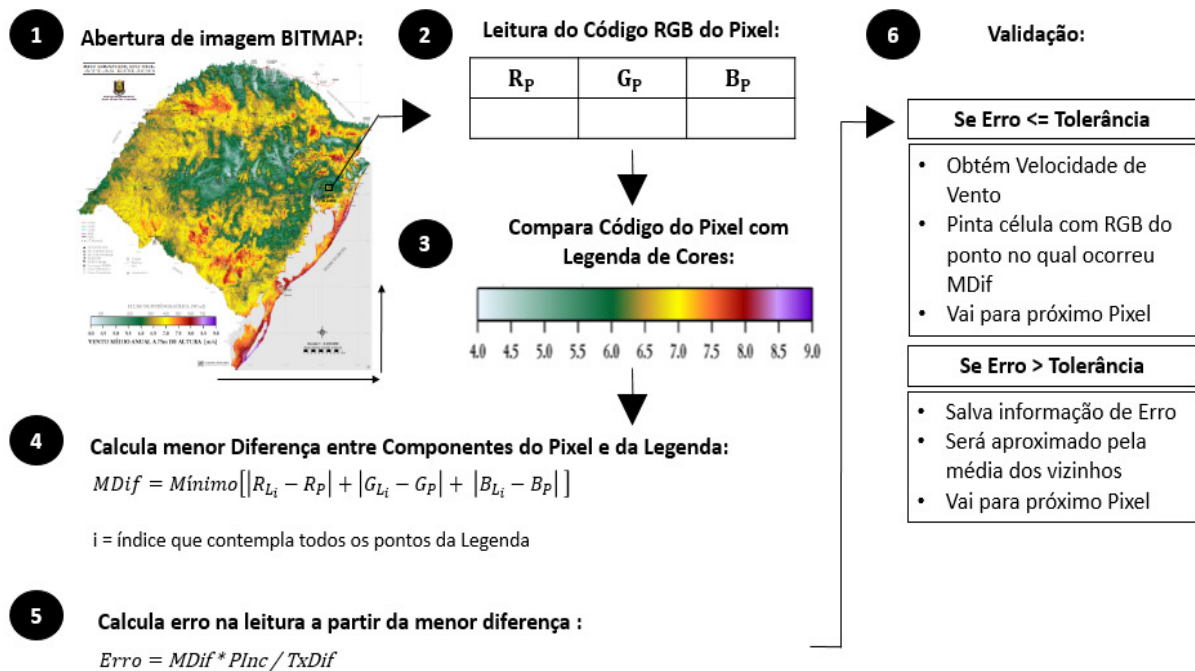


Figura 7.12 - Esquema do Processo de Transformação de Cores em Valores

Etapas:

- 1) Abertura de uma imagem .BMP que contenha as informações a serem traduzidas;
- 2) Leitura dos dados de cor do Pixel a partir do Mapa de Dados da imagem;
- 3) Comparação destes dados com os presentes ao longo da Legenda;
- 4) Achar o ponto na Legenda que contenha as componentes RGB mais aderentes as apresentadas no Pixel;
- 5) Transformação da variável diferença em um desvio na variável de interesse, a partir da taxa de variação desta variável;
- 6) Etapa de Validação: caso o erro seja igual ou inferior a tolerância, salva-se na planilha Excel o valor que a legenda apresentada no ponto em que ocorreu a menor diferença e pinta-se a célula com a cor presente neste mesmo ponto da legenda. Caso o erro seja superior a tolerância é salvo na lógica de programação para que o Pixel seja posteriormente aproximado pela média dos vizinhos. Se reinicia o processo a partir do item de número 2, avançando-se para o próximo Pixel.

7.1.3.5 Validação das Legendas e da Funcionalidade do Programa

Como forma de confirmar que o processo de formação do padrão de cores está adequado, assim como atestar a funcionalidade do programa desenvolvido, foram processados casos de leitura e tradução das próprias legendas. Espera-se como resposta deste processo de

validação a obtenção de uma reta com valores crescentes, distribuídos em patamares uniformes, incrementados conforme resolução definida na formação dos padrões de cores.

O processamento da legenda de velocidade média de vento resultou, conforme o esperado, em uma reta variando uniformemente entre os valores de 4 m/s e 8,95 m/s, com incrementos de 0,05 m/s conforme apresentado na Figura 7.13.



Figura 7.13 - Validação Legenda de Velocidade Média de Vento

Na Figura 7.14 é apresentado o resultado do processamento da legenda do fator de forma k , a qual apresentou forma conforme esperado, porém com pequenos desvios em cima de uma reta ideal. Percebem-se desvios, não maiores que um passo incremental, e patamares de valor não uniformes. Destaca-se, contudo, que os desvios verificados são pequenos.

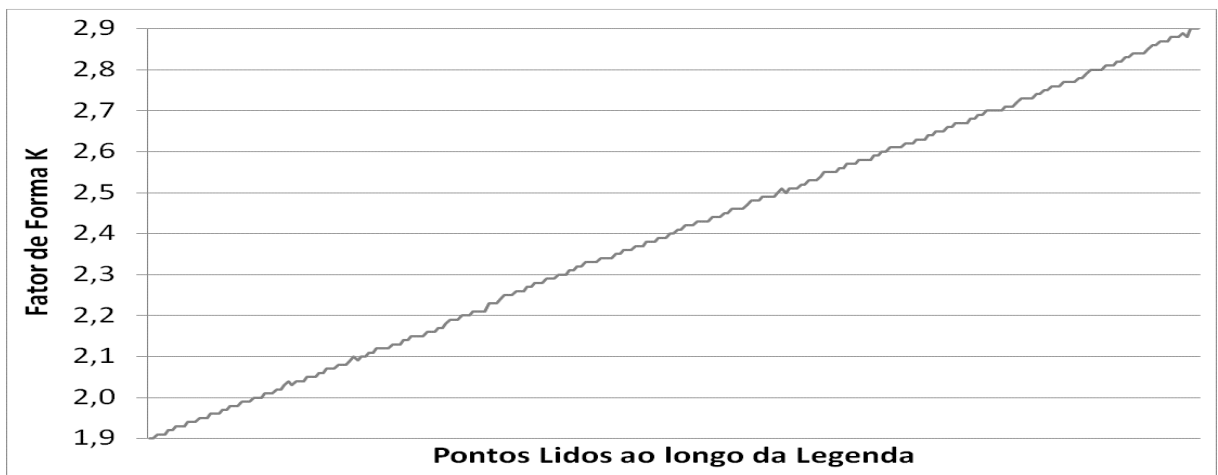


Figura 7.14 - Validação Legenda Fator de Forma k

O resultado do processamento da legenda de densidade do ar é apresentado na Figura 7.15. Percebe-se novamente que o formato da curva está conforme esperado, porém novamente o resultado apresenta pequenos desvios em cima de uma reta ideal. Os desvios, contudo, restringem-se aos pontos de transição da legenda, local de alta variabilidade das componentes

conforme apresentado anteriormente na Figura 7.7, não caracterizando, portanto, erro no processo de formação do padrão de cores.

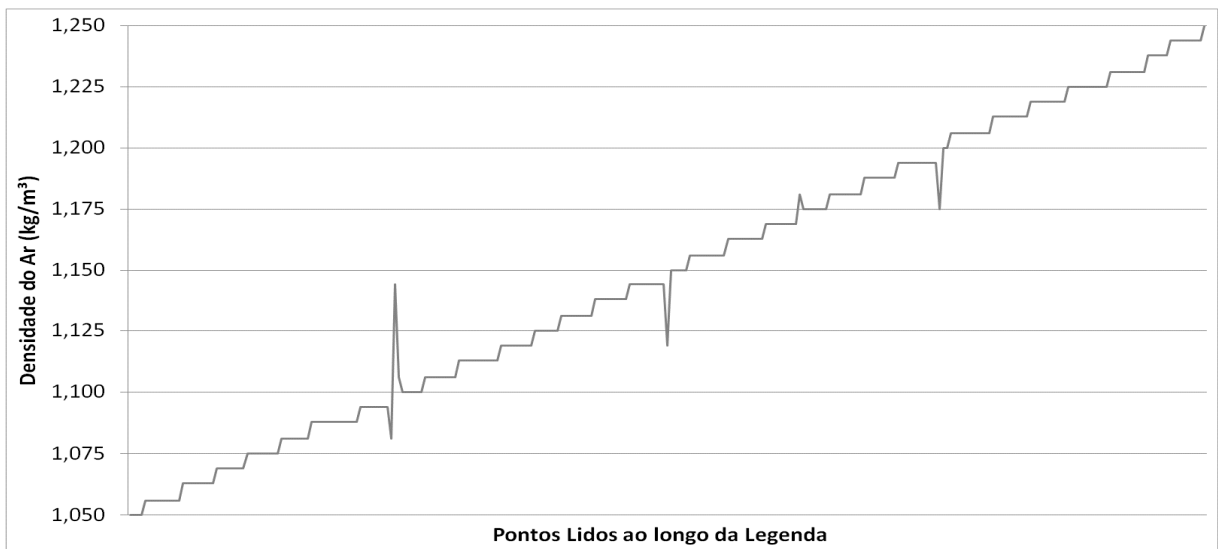


Figura 7.15 - Validação Legenda Densidade do Ar

7.2 Perturbações nos Mapas

Uma dificuldade encontrada no processo de leitura da cor do pixel e posterior transformação desta informação em uma matriz de dados é a presença de diversas perturbações em cima das cores com representatividade. Como exemplo destas perturbações pode-se citar a presença de nome de cidades, de linhas de transmissão, ícones indicando a localização das torres anemométricas, linhas de latitude e longitude, além de rios e estradas. Estas perturbações podem ser identificadas na Figura 7.16.



Figura 7.16 - Perturbações na Imagem do Atlas

Verificou-se que as linhas de transmissão em alguns pontos do mapa, além de sobrepor a informação de interesse, tinham a capacidade de provocar erros de leitura. Percebeu-se, por exemplo, que em zonas caracterizadas por ventos entre 6,5 m/s e 7,5 m/s, por tanto de tons amarelados, surgiam pontos isolados com tonalidade verde. Este fato ocorria devido a leitura de uma linha de transmissão de 230 kV, cuja legenda é um tom de verde, sendo este caracterizado como um ponto válido de velocidade de vento. Este fato também ocorreu com outras cores de linhas de transmissão, como, por exemplo, a de tonalidade roxa, a qual representa linhas com tensão de 69 kV e é apresentada na Figura 7.17.

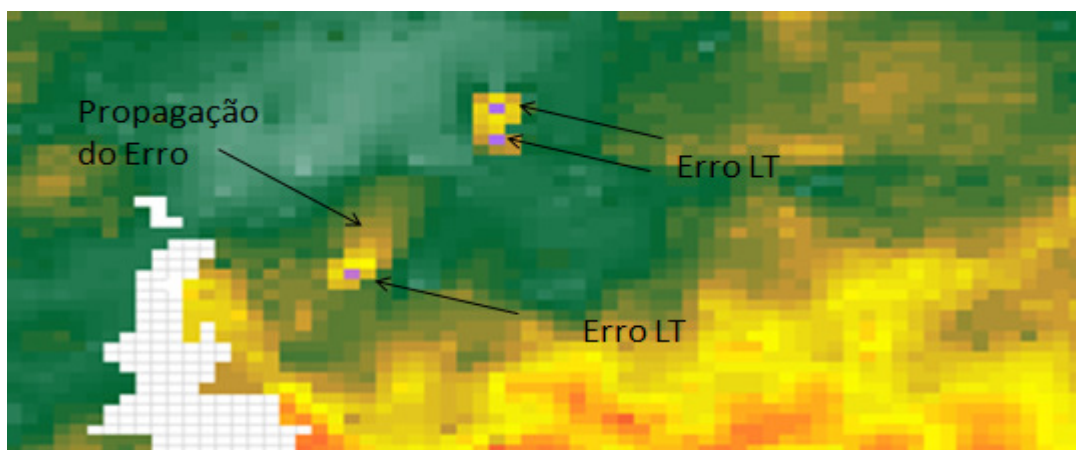


Figura 7.17 - Leitura de uma LT e seu Impacto nas Células Vizinhas

Este erro, além de alterar pontualmente o valor da célula, tem a capacidade de se propagar, pois os pontos adjacentes muito provavelmente não serão pontos válidos devido a presença da linha de transmissão.

A primeira forma encontrada para solucionar este erro de leitura foi adicionar aos dados da legenda as componentes de cor das linhas de transmissão. Feito isso, o programa ao ler as cores de uma LT passa a encontrar a menor diferença nesta nova parcela da legenda, para a qual não se definiu a velocidade de vento, recebendo apenas uma marcação na lógica de programação para ser aproximada posteriormente pela média de seus vizinhos.

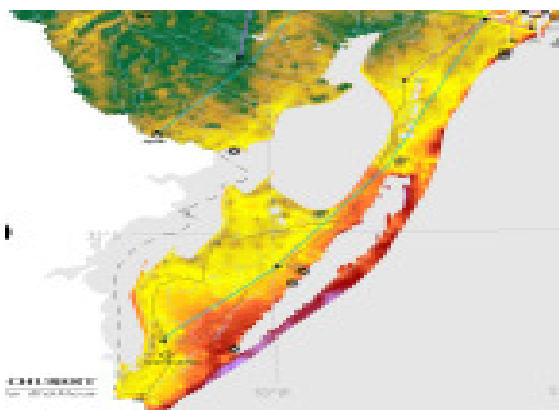
Esta implementação melhorou os resultados, porém não impediu que pontos isolados permanecessem sendo lidos como pontos válidos. Dessa forma decidiu-se cobrir todas as linhas de transmissão com um traço preto. Esta ação evita o falso reconhecimento de uma LT como um ponto com dados válido, além de não incorrer em perda de informações, visto que a LT já sobrepunha o dado de interesse.

O mesmo procedimento foi utilizado para realçar as linhas de latitude e longitude, com a ideia de marcar de forma permanente estes pontos e evitar erros de leitura.

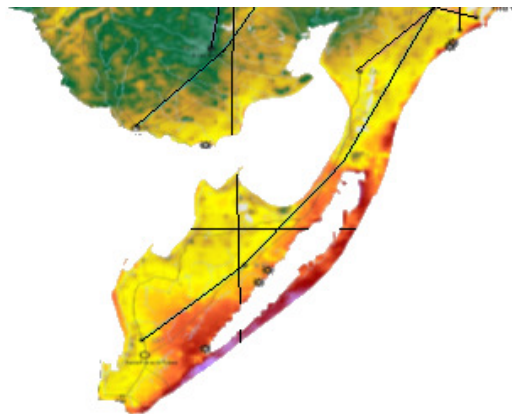
Outro aspecto que teve que ser solucionado é a forma como tratar as lagoas, mares e grandes reservatórios, pois sem o respectivo cuidado os seus dados de cor ao serem comparados a legenda produziam erros superiores a tolerância. Dessa forma, estes pontos ficavam marcados como inválidos e acabavam sendo aproximados pela média dos vizinhos. Isto levava ao sumiço destes itens do mapa.

A solução encontrada foi a de deletar todos os mares, lagoas e reservatórios, através da ferramenta “varinha mágica” do software Paint.NET, setando com uma tolerância de 30%. Esta ferramenta seleciona toda a região que possui as mesmas características de cor, sendo estas então removidas, ficando então brancas. A cor branca recebeu um tratamento especial no código de tradução das cores, sendo que ao ser identificada o ponto não recebe nenhuma informação numérica e também nenhuma marcação para aproximação posterior pela média dos vizinhos.

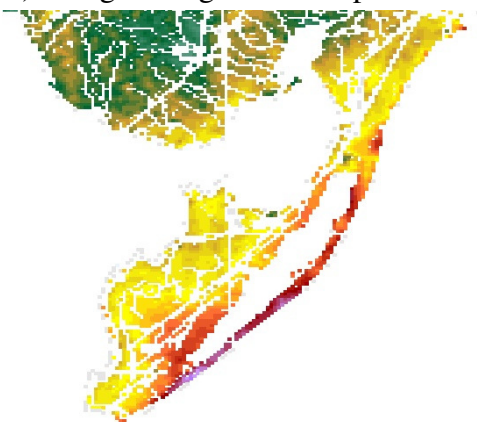
Na Figura 7.18 visualiza-se parcela do mapa com velocidades médias de vento na altura de 50 m, sendo apresentado o passo a passo do processo de leitura e tradução das cores em uma matriz de velocidades média de vento.



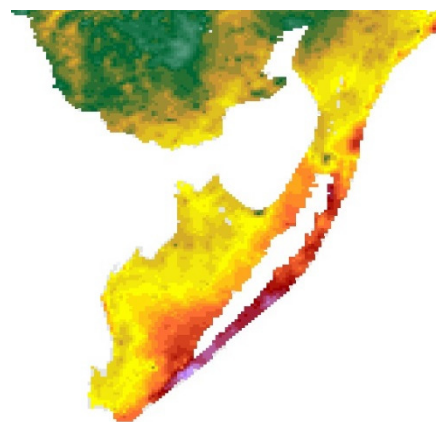
a) Imagem original do Mapa de 50m



b) Imagem com marcações em Preto



c) Resultado da leitura antes da correção



d) Resultado Final

Figura 7.18 - Resultado por Etapas da Leitura das Velocidades Médias de Vento

Percebe-se que o processo de leitura e posterior aproximação pelos vizinhos que tiveram dados válidos produz resultado satisfatório, sendo todos os pontos inválidos apresentados na figura “c” preenchidos e dando resultado ao mapa da figura “d”. Repara-se que esta tem mesma forma e mesma distribuição de cores da figura original apresentada na figura “a”. Visualmente não percebe-se qualquer perda de informação ou alteração no padrão de cores, a não ser pela omissão das LT, estradas e demais perturbações presentes na figura original.

7.3 Dimensões dos Mapas

A resolução dos mapas publicados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul é de 1 km x 1 km. Desta forma, com o intuito de manter esta precisão, calculou-se as dimensões necessárias das imagens BITMAP que continham os mapas, de forma que cada pixel da imagem fosse o equivalente a 1 km² do território do estado.

Para atingir este objetivo as imagens ficaram com dimensões próximas a 780 pixels de altura por 760 pixels de largura. A área desta imagem é muito superior à área territorial do estado, porém o mapa ocupa apenas parcela da imagem. Nestas condições há aproximadamente 267.800 pixels com dados, os quais não contemplam as áreas alagadas, pois estas são apresentadas de maneira separada no Atlas Eólico gaúcho.

Para realizar a correta correlação entre área de terra firme do estado e o número de pixels analisados foi necessário descobrir o percentual do território gaúcho coberto por áreas alagadas. Este percentual foi obtido após processamento de uma imagem na qual o número de pixels que continham a cor cinza claro, cor que caracteriza estas regiões no mapas publicados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, foram contadas e comparadas ao total de pixels obtidos. Obteve-se o percentual de 5,25% do território.

Tabela 7.6 - Relação Número de Pixels com km² do Estado

Item	Valor
Área do Estado (km ²)	282.062
% Áreas Alagadas	5,25%
Áreas Alagadas (km ²)	14.820
Área Terra firme (km ²)	267.241
Número de Pixels	267.800
Relação Pixels/km²	0,998

Desta forma a relação entre km² de área territorial do estado, desconsiderando as áreas alagadas, e o número de pixels obtidos na análise foi de 0,998. Cada um dos mapas apresenta pequenas variações em cima deste valor, sendo considerado para efeitos de cálculos os valores reais obtidos em cada mapa.

7.4 Georreferenciamento

Os dados apresentados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul são georreferenciados, de forma a assegurar o sincronismo entre diferentes fontes de dados. De forma a manter este sincronismo e possibilitar o correto tratamento dos dados obtidos através da decodificação das cores, foram realizadas marcações em três extremidades dos mapas avaliados, conforme apresentado ilustrativamente na Figura 7.19.

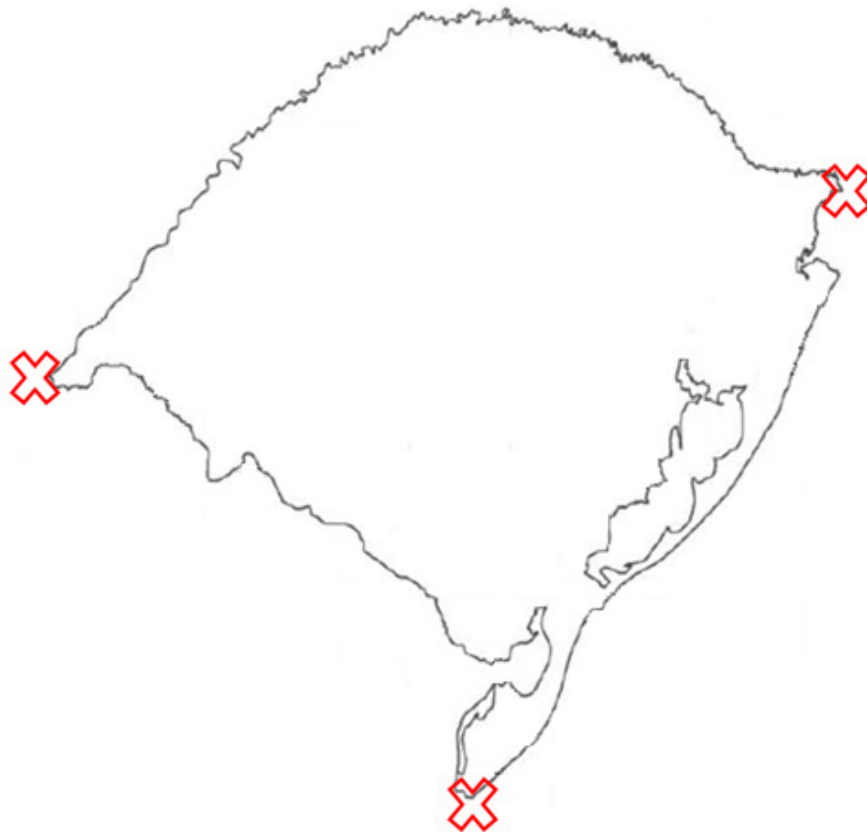


Figura 7.19 - Extremidades Controladas para Manter o Georreferenciamento

A utilização destes três referenciais, aliado a obtenção de imagens sempre com a mesma resolução, garantem que o georreferenciamento presente no Atlas seja mantido.

8 RESULTADOS E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

São apresentados neste capítulo os resultados do processamento de cinco mapas contidos no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, sendo eles o Mapa do Fator de Forma k , o Mapa de Densidade Média do Ar e os Mapas de Velocidade Média de Vento nas três alturas disponíveis no documento. Os resultados destas leituras, na medida do possível, são comparados aos divulgados no Atlas Eólico do estado de modo a se avaliar a qualidade dos dados obtidos.

Para realizar a validação da metodologia apresentada no Item 7 e para possibilitar uma nova estimativa do potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul, é necessário ser possível, a partir dos dados obtidos da leitura dos mapas, reproduzir os resultados de energia apresentados no Atlas Eólico. Dessa forma, neste capítulo apresenta-se a metodologia de cálculo da energia e os resultados obtidos a partir de sua aplicação, sendo avaliados os desvios encontrados.

Como apresentado no Capítulo 6, há uma tendência de aerogeradores com dimensões cada vez maiores e instalados em alturas cada vez mais elevadas. Dessa forma, também é necessário validar uma metodologia que possibilite o cálculo da distribuição de ventos no estado para alturas mais elevadas.

8.1 Resultados da Leitura dos Mapas

8.1.1 Fator de Forma k

O mapa que apresenta o Fator de Forma k é utilizado para cálculos de energia, pois o valor desta variável modifica o formato da curva Weibull, a qual representa a distribuição de frequências de velocidades de vento. O processamento da imagem BITMAP que continha este mapa resultou na imagem apresentada na Figura 8.1.

Na Figura 8.2 é apresentado o resultado contido no Atlas Eólico, o qual apresenta além da informação de fator de forma, as linhas de transmissão presentes no estado, curvas de nível, nomes de cidades, linhas de latitude e longitude, além de rios e estradas.

A única diferença esperada entre as imagens é a que a obtida a partir do processamento da original não apresente as perturbações acima descritas, porém mantendo o mesmo padrão na distribuição de cores.

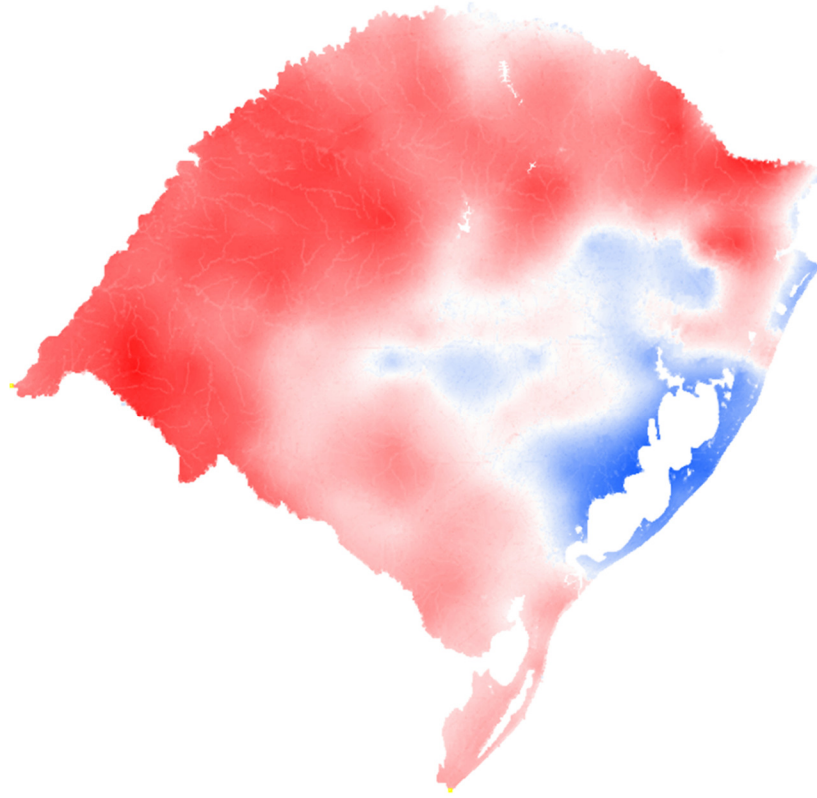


Figura 8.1 - Resultado do Processamento - Mapa Fator de Forma k

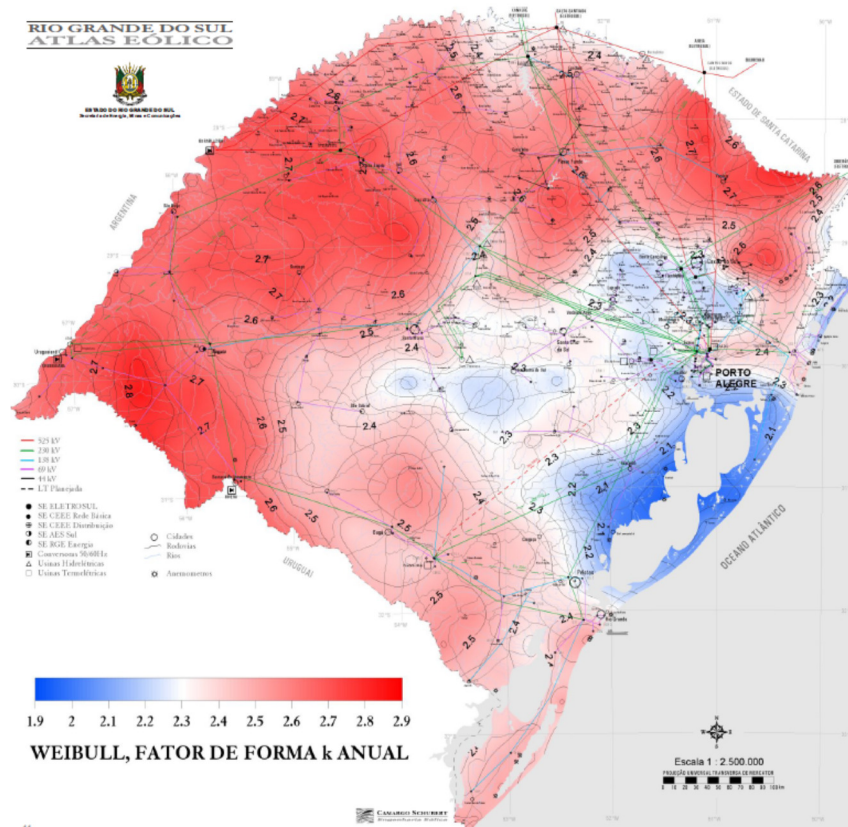


Figura 8.2 - Atlas - Mapa Fator de Forma k
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

A comparação visual entre as imagens demonstra que o modelo aplicado manteve o padrão de cores. A localização dos rios também permaneceu, pois a sua identificação no mapa confere com o padrão de cores entre 2,3 e 2,4 na legenda do mapa. A média do fator k obtido é de 2,48.

Do total de pixels avaliados durante o processamento da imagem 66,8% apresentaram erros iguais ou inferiores a tolerância estabelecida de 0,025. Os 33,2% dos pontos restantes foram aproximados a partir da média dos seus vizinhos.

Neste mapa, por apresentar uma distribuição de cores que varia apenas entre o vermelho e o azul, nem todas as linhas de transmissão foram cobertas por linhas pretas. Essa atitude visa evitar a perda de informações desnecessária devido a possíveis excessos na aplicação desta ferramenta.

A distribuição dos erros no mapa do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 8.3, na qual foram marcados em vermelho todos os pixels que não passaram pelo teste de validação. Os que apresentaram dados com expectativa de erro igual ou inferior a tolerância estabelecida estão coloridos com a cor verde clara.



Figura 8.3 - Distribuição dos Erros - Mapa Fator de Forma k

É visível a compatibilidade dos pixels marcados em vermelho com a distribuição das linhas de transmissão no estado, a presença das linhas de latitude e longitude e as curvas de

nível presentes neste mapa. Outros pontos que apresentaram erro superiores a tolerância estabelecida referem-se a dados cobertos por estradas ou localizados nas bordas do mapa e no entorno dos reservatórios.

8.1.2 Mapa Densidade do Ar

O mapa de Densidade Média Anual do Ar também é importante para cálculos de energia, pois a energia capaz de ser produzida por uma aerogerador é diretamente proporcional a densidade do fluido que passa por suas pás. O processamento da imagem que continha este mapa resultou na imagem apresentada na Figura 8.4. Na Figura 8.5 é apresentado o mapa contido no Atlas Eólico.

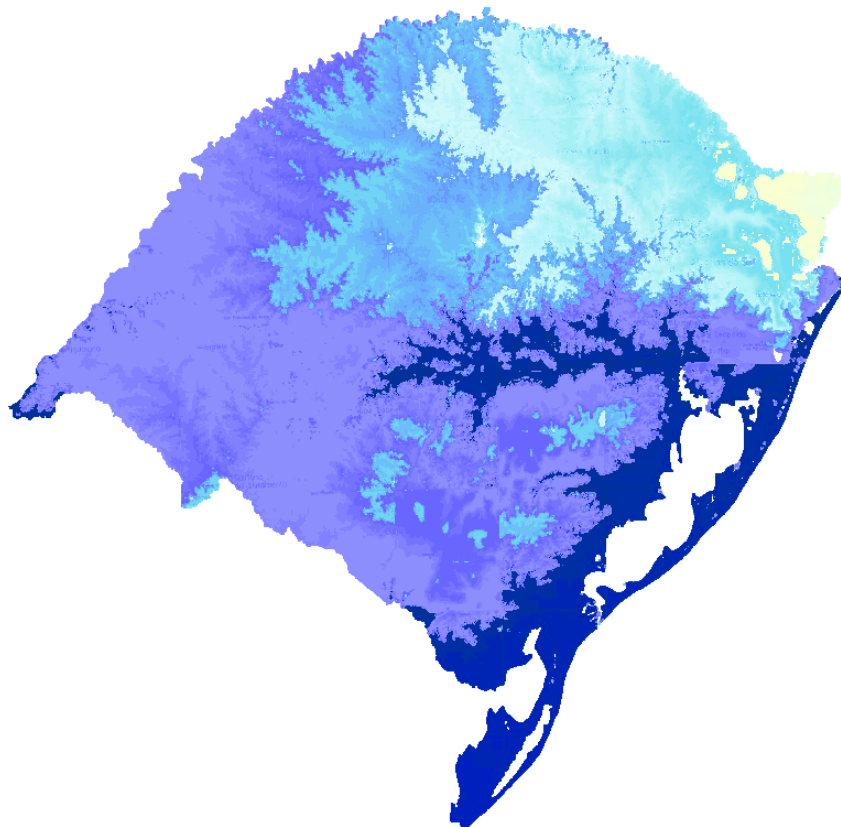


Figura 8.4 - Resultado do Processamento - Mapa Densidade do Ar

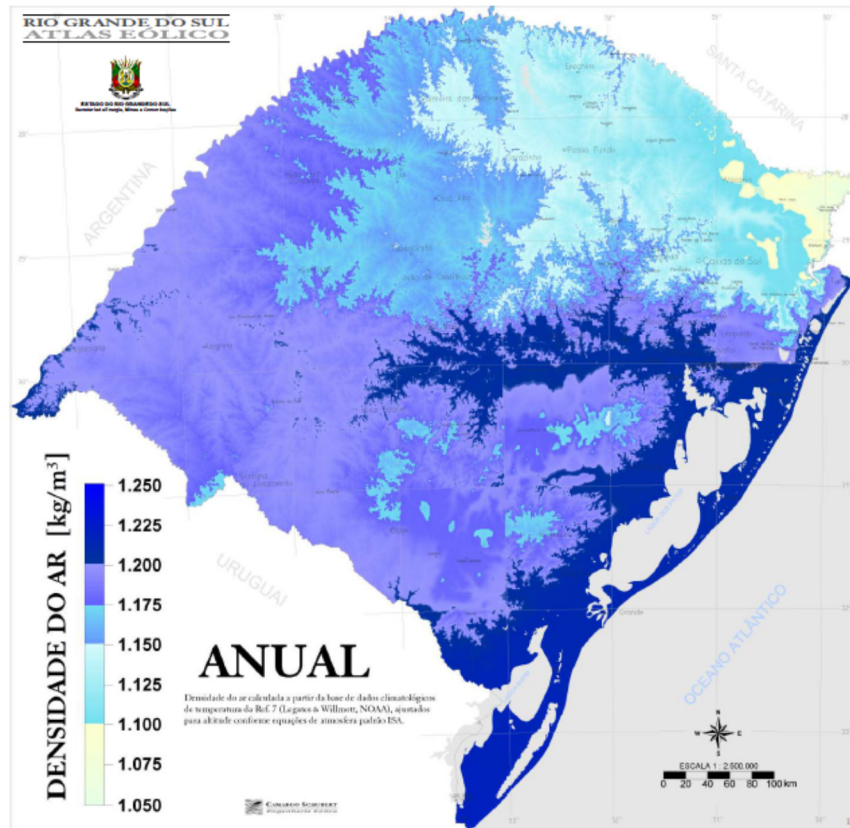


Figura 8.5 - Atlas - Mapa Densidade do Ar
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

A comparação visual entre as imagens demonstra que o modelo aplicado manteve o padrão de cores. Este mapa, devido ao comportamento oscilatório da legenda apresentado em 7.1.2.3, teve uma pequena perda de precisão nos limites entre as cores, conforme fica claro na análise da distribuição espacial do erro. A densidade média do ar obtida para todo o território gaúcho é de $1,17 \text{ kg/m}^3$.

Do total de pixels avaliados durante o processamento da imagem 87,5% apresentaram erros inferiores a tolerância estabelecida. Destaca-se a grande quantidade de pontos válidos, devido a menor presença de perturbações neste mapa, sendo que apenas 12,5% dos pontos apresentaram erros superiores a tolerância e foram aproximados a partir da média dos seus vizinhos.

A distribuição dos erros no mapa do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 8.6, na qual foram marcados em vermelho todos os pixels que não passaram pelo teste de validação. Os que apresentaram dados com expectativa de erro inferior a tolerância estabelecida estão coloridos com a cor verde clara.

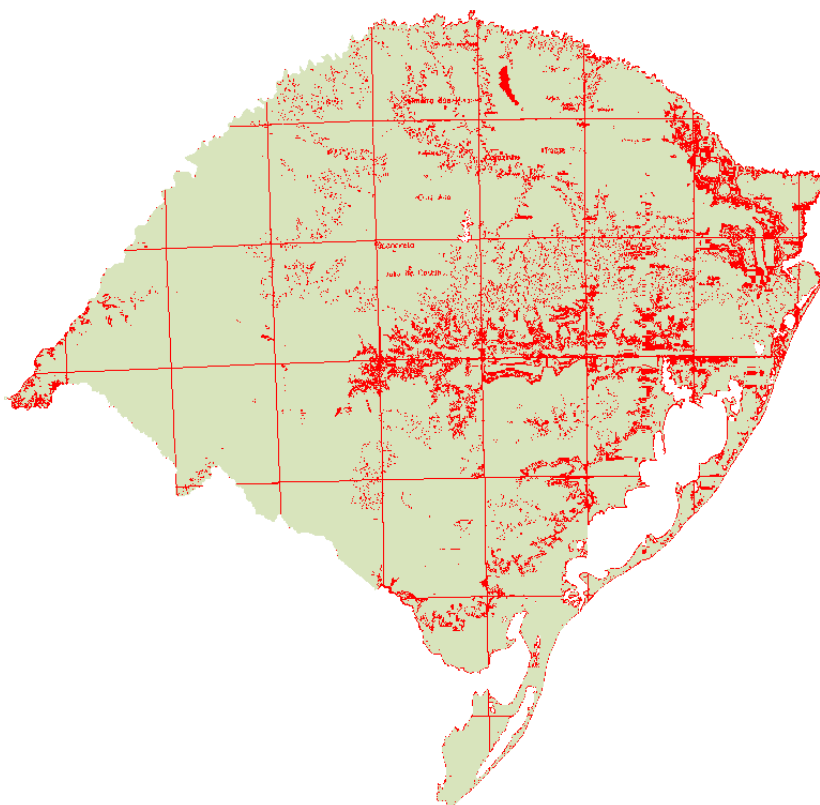


Figura 8.6 - Distribuição dos Erros - Mapa Densidade do Ar

É visível que os pontos não válidos encontram-se na fronteira entre cores, ponto em que a legenda de densidade do ar apresenta oscilações indesejadas. O restante dos pontos referem-se as linhas de latitude e longitude, bordas do mapa e reservatórios.

8.1.3 Mapa 50 m

Os mapas de velocidade média de vento são a variável de maior importância, pois apresentam relação cúbica com a energia presente no vento. O processamento da imagem que continha o Mapa de Velocidades Médias a 50 m de altura resultou na imagem apresentada na Figura 8.7.

Na Figura 8.8 é apresentado o resultado contido no Atlas Eólico, o qual apresenta além das informações de vento, as linhas de transmissão presentes no estado, nomes de cidades, linhas de latitude e longitude, além de rios e estradas.

A única diferença esperada entre as imagens é a que a obtida a partir do processamento da original não apresente as perturbações acima descritas, porém mantendo o mesmo padrão na distribuição de cores.

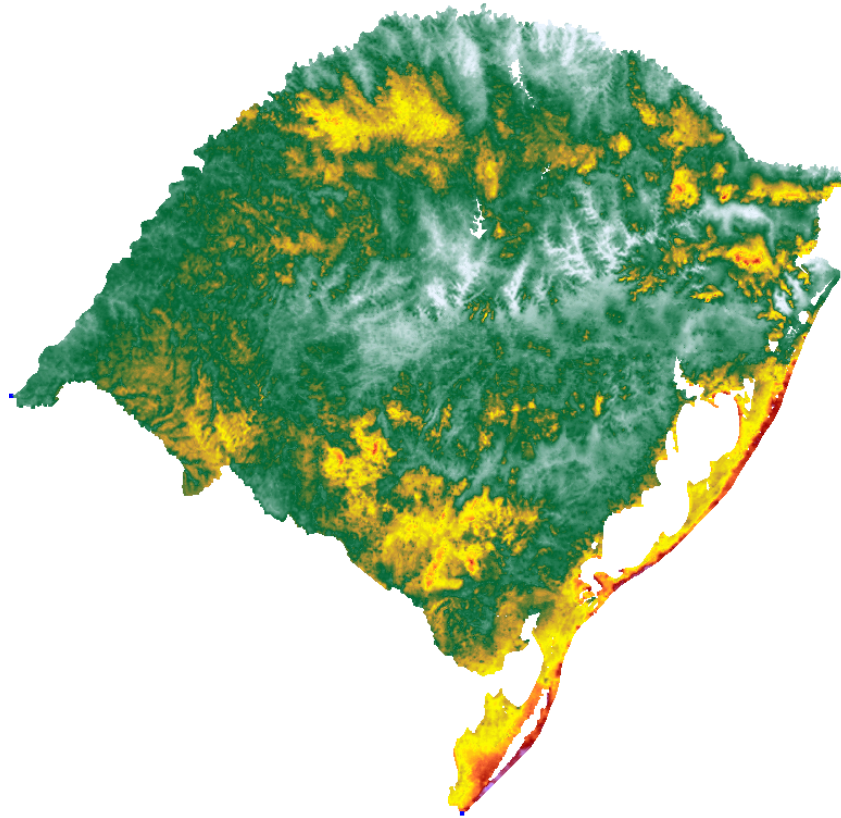


Figura 8.7 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m

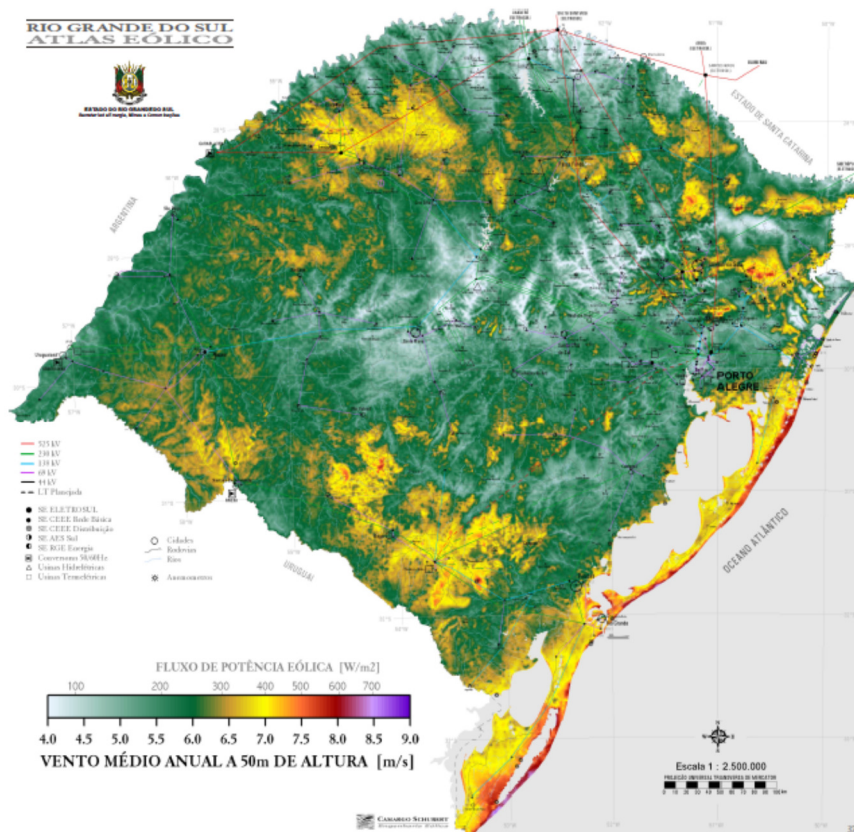


Figura 8.8 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

A comparação visual entre as imagens demonstra que o modelo aplicado manteve o padrão de cores. Para os mapas de velocidade média de vento, além da comparação gráfica, é possível se comparar a distribuição dos ventos obtidas com a distribuição de vento apresentada no Atlas. Esta distribuição relaciona o percentual da área do estado com velocidades de vento médio em cada uma das faixas definidas, conforme apresentado nos resultados do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul e na Figura 5.10, com a quantidade de pixels obtidos em cada uma das faixas. O resultado desta comparação é apresentado na Figura 8.9, na qual percebe-se que a distribuição obtida tem forte aderência a distribuição oficial do Atlas.

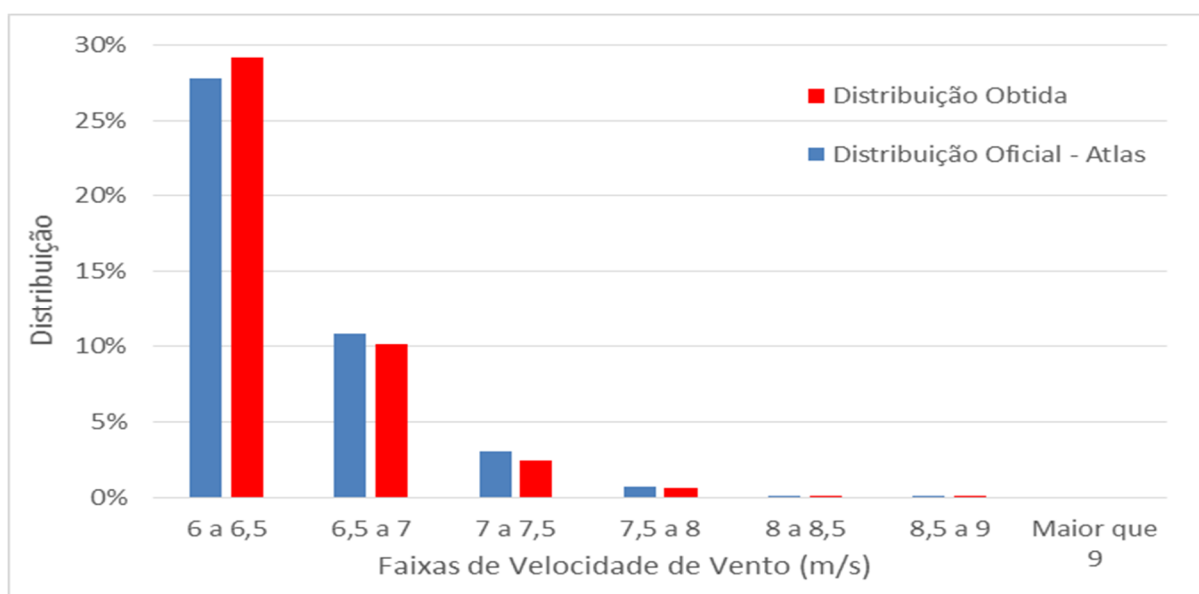


Figura 8.9 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 50 m

Do total de pixels avaliados durante o processamento da imagem 73,2% apresentaram erros inferiores a tolerância estabelecida. Os 26,8% dos pontos restantes foram aproximados a partir da média dos seus vizinhos.

A distribuição dos erros no mapa do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 8.10, na qual foram marcados em vermelho todos os pixels que não passaram pelo teste de validação. Os que apresentaram dados com expectativa de erro inferior a tolerância estabelecida estão coloridos com a cor verde clara.

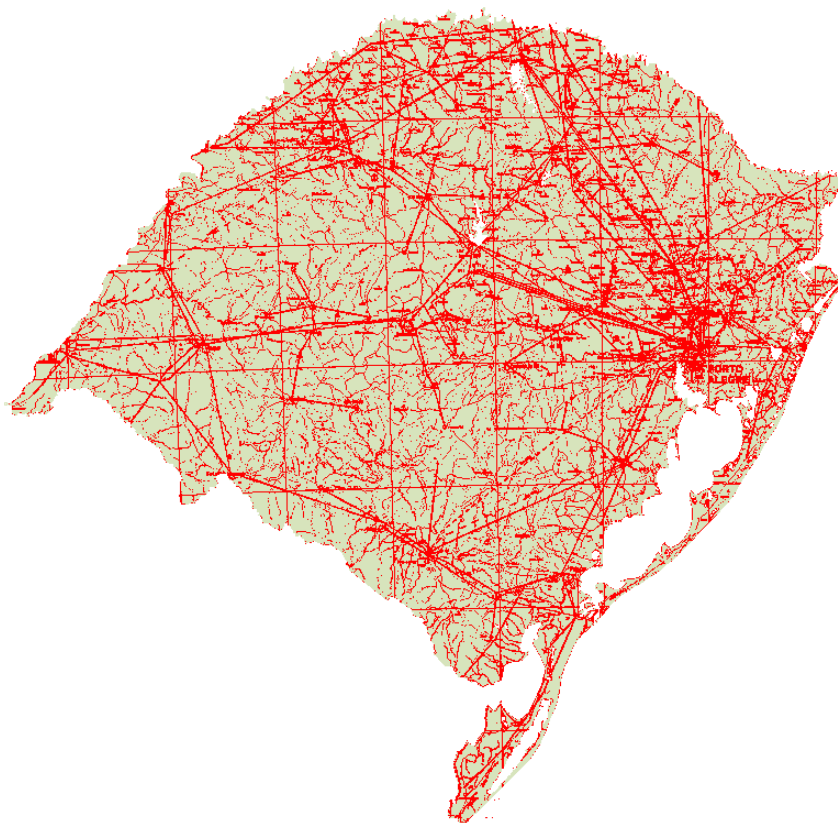


Figura 8.10 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 50 m

É visível a compatibilidade dos pixels marcados em vermelho com a distribuição da linhas de transmissão no estado e das linhas de latitude e longitude. Demais pontos com erro superior a tolerância referem-se aos cobertos por estradas, rios ou localizados nas bordas do mapa e no entorno dos reservatórios.

A partir da Figura 8.10 também é possível se concluir que a região Metropolitana de Porto Alegre, pela maior concentração de linhas de transmissões e demais interferências, é a que apresenta a menor confiabilidade nos dados.

8.1.4 Mapa 75 m

O processamento da imagem que continha o Mapa de Velocidades Médias a 75 m de altura resultou na imagem apresentada na Figura 8.11. Na Figura 8.12 é apresentado o resultado contido no Atlas Eólico.

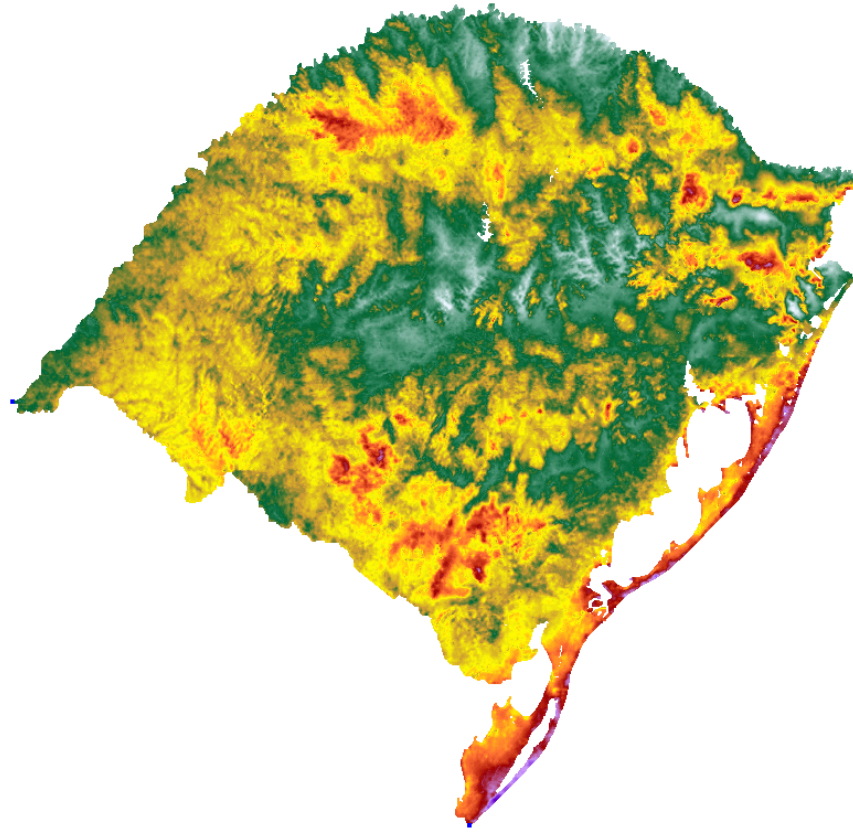


Figura 8.11 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m

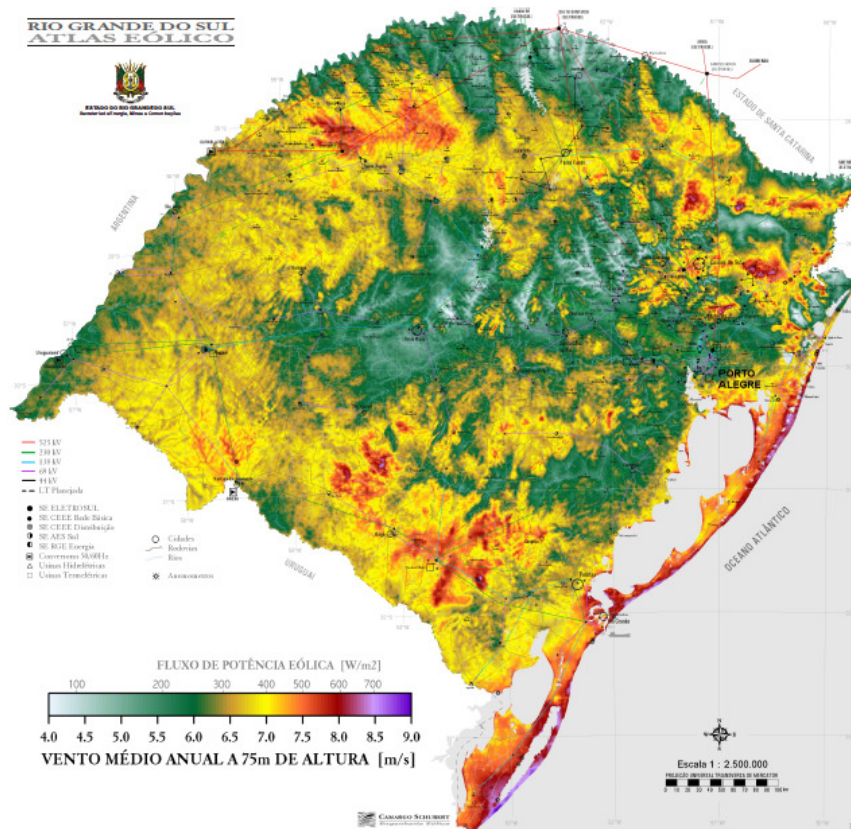


Figura 8.12 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

A comparação visual entre as imagens demonstra que o modelo aplicado manteve o padrão de cores. A distribuição que relaciona o percentual da área do estado com velocidades de vento médio em cada uma das faixas definidas no Atlas Eólico, com a quantidade de pixels obtidos em cada uma das faixas é apresentado na Figura 8.13, na qual percebe-se que a distribuição obtida novamente tem boa aderência a distribuição oficial do Atlas, apresentando, contudo, um desvio positivo nas faixas de vento a partir de 6,5 m/s.

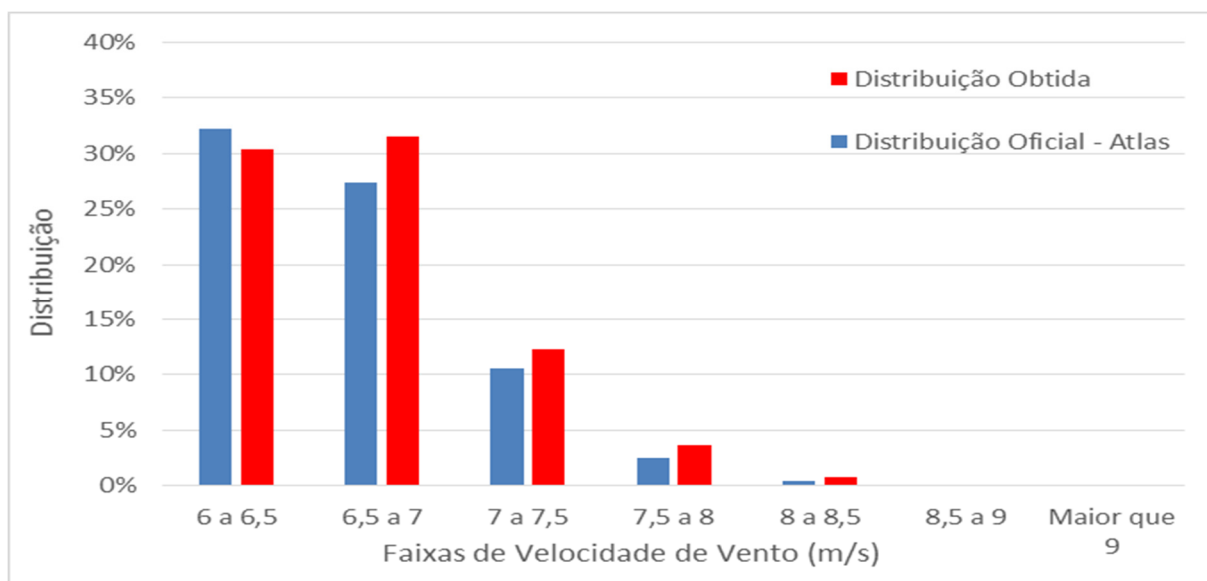


Figura 8.13 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 75 m

Do total de pixels avaliados durante o processamento da imagem 70,7% apresentaram erros inferiores a tolerância estabelecida. Os 29,3% dos pontos restantes foram aproximados a partir da média dos seus vizinhos.

Apesar das interferências serem as mesmas nos mapas de Velocidade Média de Vento, houve um incremento dos pontos não validados em relação ao mapa com velocidades de vento a 50 m de altura. Este aumento deve-se a uma maior percepção das estradas sobre a cor de fundo amarela em relação a cor de fundo verde, predominante no mapa a 50 m de altura.

A distribuição dos erros no mapa do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 8.14, na qual foram marcados em vermelho todos os pixels que não passaram pelo teste de validação. Os que apresentaram dados com expectativa de erro inferior a tolerância estabelecida estão coloridos com a cor verde clara.



Figura 8.14 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 75 m

A distribuição dos pontos marcados em vermelho permaneceu inalterada, sendo apenas incrementada a quantidade de valores aproximados pela média devido a maior percepção da cor cinza, referente as estradas, sobre o fundo amarelo.

8.1.5 Mapa 100 m

O processamento da imagem que continha o Mapa de Velocidades Médias a 100 m de altura resultou na imagem apresentada na Figura 8.15. Na Figura 8.16 é apresentado o resultado contido no Atlas Eólico.

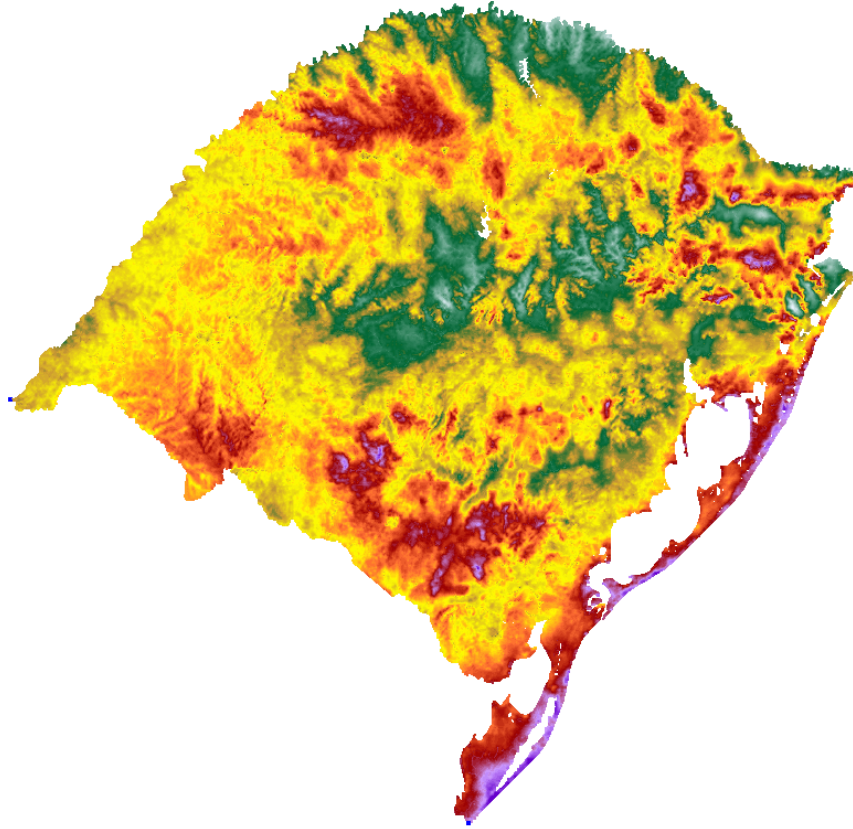


Figura 8.15 - Resultado do Processamento - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m

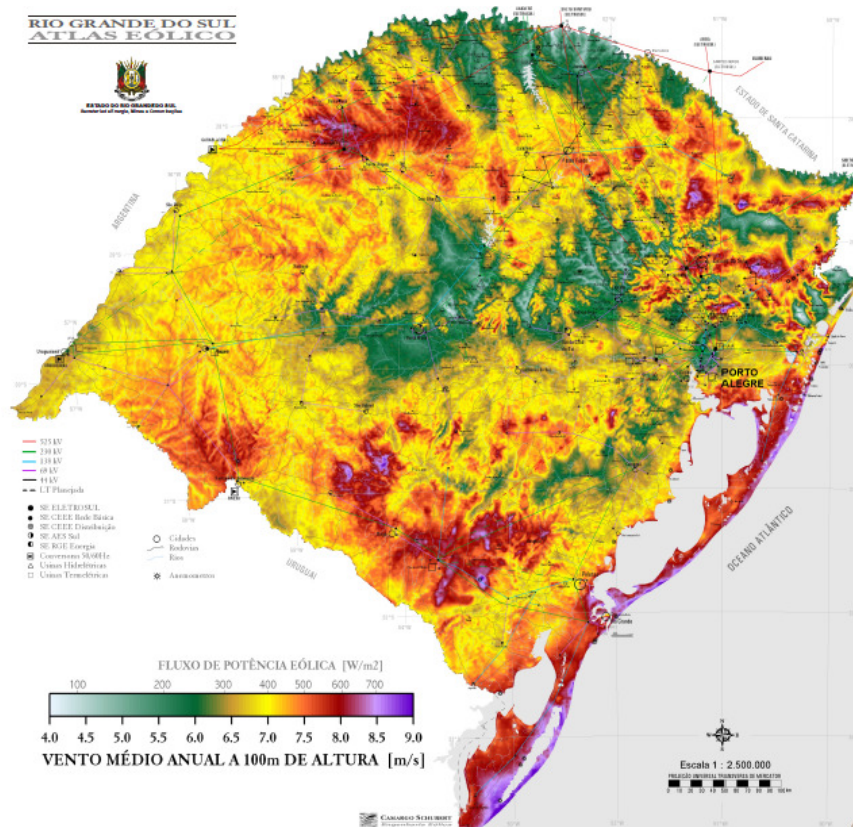


Figura 8.16 - Atlas - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m
Fonte: (AMARANTE e SILVA, 2002)

A comparação visual entre as imagens demonstra que o modelo aplicado manteve o padrão de cores. A distribuição que relaciona o percentual da área do estado com velocidades de vento médio em cada uma das faixas definidas no Atlas Eólico, com a quantidade de pixels obtidos em cada uma das faixas é apresentado na Figura 8.17.

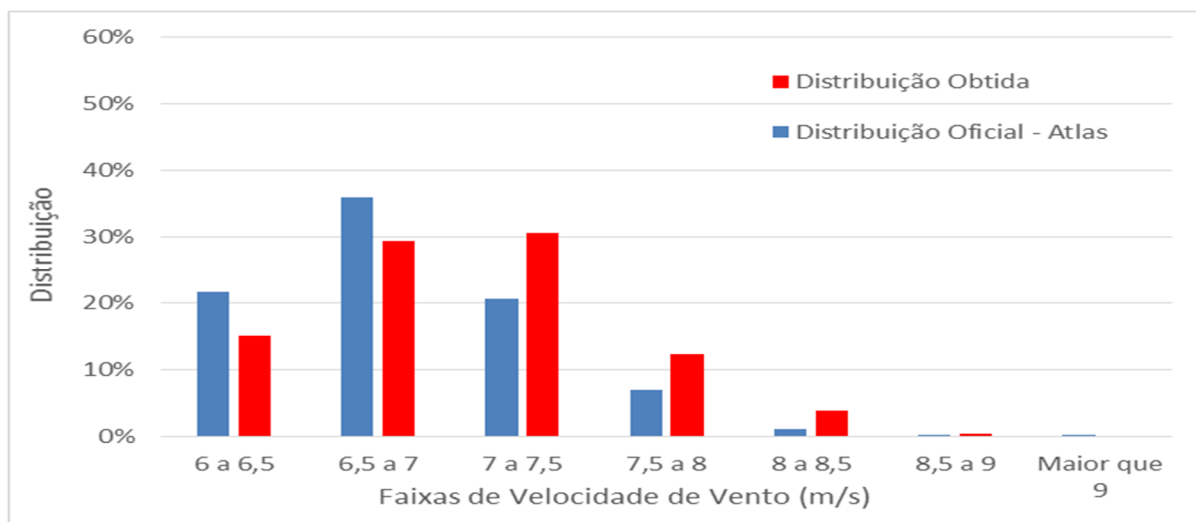


Figura 8.17 - Comparação Distribuição de Velocidades Médias de Vento 100 m

Este mapa não apresentou a mesma aderência a distribuição oficial verificada nos dois mapas anteriores, obtendo maiores concentrações nos ventos com velocidades superiores a 7 m/s. Salienta-se que neste tipo de comparação um desvio de apenas 0,05 m/s pode alterar a faixa de classificação e produzir os desvios apresentados acima. Desta forma, apenas com o cálculo da energia se terá a correta percepção dos reais desvios obtidos, como será apresentado no Item 8.2.

Do total de pixels avaliados durante o processamento da imagem 68,8% apresentaram erros inferiores a tolerância estabelecida. Os 31,2% dos pontos restantes foram aproximados a partir da média dos seus vizinhos.

Apesar das interferências serem as mesmas nos mapas de Velocidade Média de Vento, houve um novo incremento dos pontos não validados em relação ao mapa com velocidades de vento a 50 m de altura. Este novo aumento deve-se a ampliação da área coberta pela cor amarela, elevando a percepção das estradas.

A distribuição dos erros no mapa do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 8.18, na qual foram marcados em vermelho todos os pixels que não passaram pelo teste de validação. Os que apresentaram dados com expectativa de erro inferior a tolerância estabelecida estão coloridos com a cor verde clara.



Figura 8.18 - Distribuição dos Erros - Mapa Velocidade Média de Vento 100 m

8.2 Cálculo de Energia

O cálculo da energia é realizado com base nos resultados obtidos nos mapas de velocidade média de vento, em combinação com os mapas de fator de forma k e o de densidade do ar.

Para realizar esse processo foi desenvolvido um programa computacional, também em VBA, que lê ponto a ponto os três mapas, os quais devem estar igualmente posicionados nas planilhas do Excel, de forma que permaneça o georreferenciamento que existe no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul. A cada ponto lido as informações são unidas e correlacionadas à curva de potência do gerador eólico, resultando na energia que aquele km^2 do mapa teria capacidade de gerar. O processo de cálculo, com as respectivas equações utilizadas é descrito detalhadamente a seguir.

8.2.1 Distribuição de Frequências de Vento

Para obter a curva de distribuição de frequência de vento foi utilizada a distribuição Weibull, a qual é calculada a partir da leitura do resultado de 2 mapas: o de Fator de Forma k e o de Velocidade Média de Vento.

De posse destes dados pode-se calcular as duas constantes que dão forma a curva, sendo primeiramente calculado o valor de k , conforme Eq. (8.1).

$$k_2 = k_1 \left[\frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_2}{10}\right)} \right] \quad (8.1)$$

onde:

k_2 fator de forma na altura h_2 [adm.]

k_1 fator de forma na altura h_1 [adm.]

h_1 altura de referência [= 50 m]

h_2 altura em que se deseja calcular o parâmetro k [m]

Na sequência se calcula o fator de escala c , conforme Eq. (3.6) rerepresentada a seguir:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.6)$$

onde:

c fator de escala [m/s];

\bar{v} velocidade média do deslocamento [m/s];

Γ função Gama

k fator de forma [adm.]

De posse destas duas constantes, as quais são calculas novamente para cada um dos pixels dos mapas, é possível se obter a distribuição de frequência de ventos para cada km^2 em análise utilizando-se a Eq. (3.5).

8.2.2 Obtenção da Curva de Potência

As curvas de potência utilizadas no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul são apresentadas na Figura 5.3. A obtenção dos dados foi realizada sobrepondo-se um gráfico na imagem ampliada destas curvas.

As curvas de potência representam o desempenho esperado do aerogerador quando este operar ao nível do mar a uma temperatura de 15 °C, o que gera uma densidade do ar igual a 1,225 kg/m³. Como o estado não apresenta estas características em todo o seu território, é necessário corrigir o desempenho esperado das máquinas para cada uma das densidades médias do ar apresentadas na Figura 8.5.

As correções nas curvas de potência foram realizadas seguindo as recomendações da (IEC 61400-12-1, 2005), cuja metodologia de ajuste consiste em dois passos. Primeiramente se realiza o ajuste da velocidade vento a partir da Eq. (8.2).

$$v_{local} = v_{CP} \left(\frac{\rho_{CP}}{\rho_{local}} \right)^{1/3} \quad (8.2)$$

onde:

v_{local} velocidades de vento ajustadas para a densidade de ar local [m/s];

v_{CP} velocidades de vento apresentados na curva de potência padrão [m/s];

ρ_{CP} massa específica do ar na curva de potência padrão [1,225 kg/m³]

ρ_{local} massa específica do ar local [kg/m³]

A aplicação da Eq. (8.2) gera uma curva de potência corrigida, porém com base em novos parâmetros de velocidade, v_{local} . O segundo passo consiste em trazer esta nova curva para a velocidade de vento padrão, sendo isso realizado pela interpolação da curva anterior. Na Figura 8.19 é apresentado dois casos de correção, com o intuito de visualizar o resultado da metodologia.

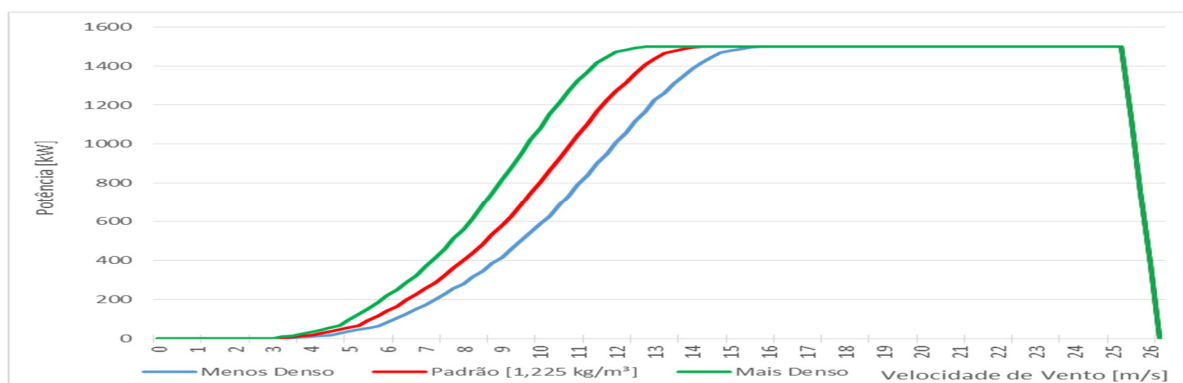


Figura 8.19 - Correção das Curvas de Potência Devido a Variação da Densidade do Ar

A metodologia reproduz o comportamento de máquinas com controle *pitch*, as quais mesmo operando em locais com densidades inferiores a $1,225 \text{ kg/m}^3$ atingem a potência nominal, contudo necessitando de velocidades de vento superiores. Em locais com densidade do ar superior, as máquinas atingem a potência nominal com velocidades de vento inferiores a da curva de potência padrão, porém, mesmo com o aumento da velocidade, não ultrapassam a potência nominal do equipamento.

8.2.3 Outras Premissas

No cálculo do potencial apresentado no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul foram usadas ainda algumas outras premissas, tais como o número de máquinas por quilômetro quadrado, o fator de disponibilidade e a perda de geração devido a interferência aerodinâmica, como apresentado no Item 5.7.

Estas premissas foram mantidas, sendo adicionado apenas o fator que relaciona km^2 do estado com número de pixels de cada mapa. Salienta-se que os mapas foram dimensionados de maneira que esta relação seja muito próxima a 1.

8.2.4 Cálculo da Energia

O cálculo da energia é realizado ponto a ponto do mapa a partir de um somatório que multiplica a distribuição de frequência de velocidades de vento obtida pela curva de potência ajustada para a densidade do ar do local, conforme apresentado na Eq. (3.10). No programa computacional desenvolvido este somatório é feito com passo incremental de $0,25 \text{ m/s}$ no intervalo de 0 a 26 m/s , gerando portanto um total de 105 pontos. A função Weibull do Excel produz para o intervalo citado uma probabilidade total de 400%, sendo necessário, portanto, a divisão por 4 do resultado obtido.

O resultado deste somatório é então multiplicado pelo fator de disponibilidade (98%), pelo índice de eficiência aerodinâmica (97%), o número de horas do ano (8760 h), o fator de quantidade de máquinas/ km^2 (3, 1 ou 0,5 para as alturas de 50 m, 75 m e 100 m, respectivamente) e pelo fator que relaciona a área territorial do estado com o número de pixels ($\cong 1$), conforme Eq. (8.3).

$$E = 8760 \cdot 0,97 \cdot 0,98 \cdot NdeMáq/km^2 \cdot Fat \cdot km^2 / Pixel \sum_{v=0}^{26} \left[Pt(v, \rho) \frac{f(v)}{4} \right] \quad (8.3)$$

onde:

$NdeMáq/km^2$ número de máquinas por km^2 [3 de 500 kW, 1 de 1500 kW ou 0,5 de 3.000 kW, atendendo a premissa de 1,5 MW por km^2];

$Fat \cdot km^2/Pixel$ relação entre área de terra firme do estado e a número de pixels;

$Pt(v, \rho)$ potência do aerogerador ajustada para a densidade do ar local, para cada velocidade de vento [kW];

$f(v)$ distribuição de vento [adm.]

8.2.5 Resumo Cálculo de Energia

Para facilitar a compreensão é apresentado um esquema do processo de cálculo da energia na Figura 8.20.

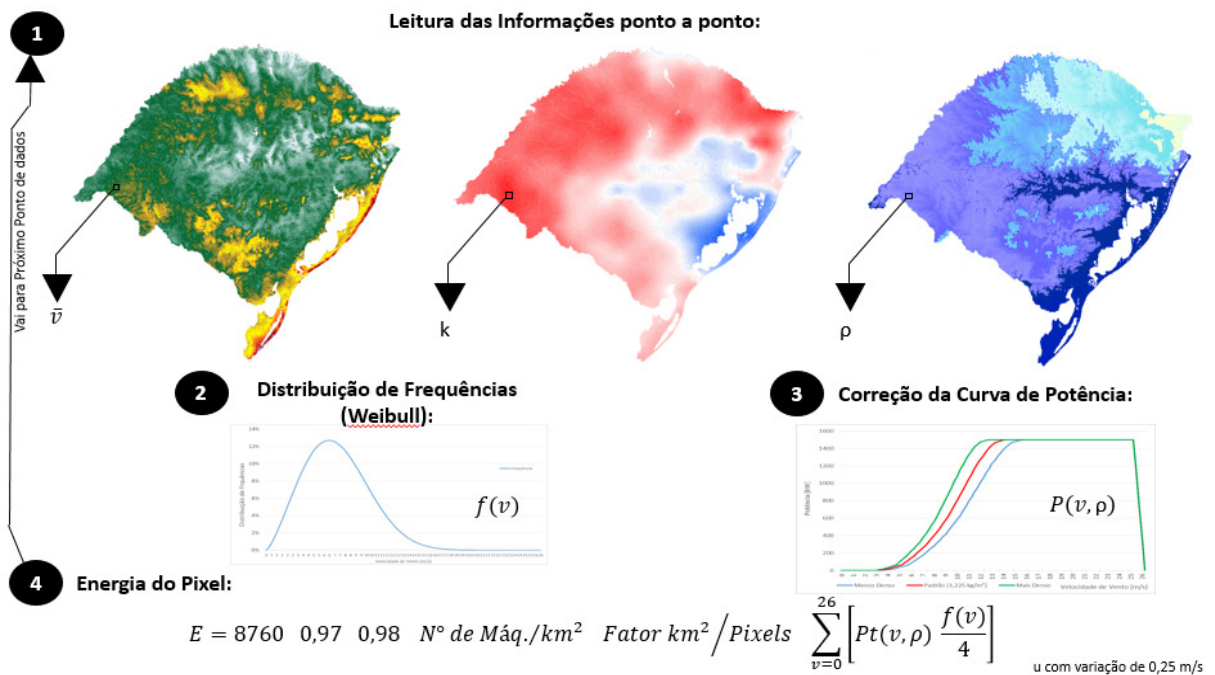


Figura 8.20 - Esquema do Processo de Cálculo da Energia

8.2.6 Resultados do Cálculo de Energia

A seguir são apresentados os resultados do cálculo da energia para as três alturas em que o potencial foi estimado em 2002, comparados aos dados energéticos apresentados no Atlas.

O cálculo da energia na altura de 50 m resultou em um total de 312,82 TWh/ano, um montante de 95,9% do obtido no Atlas Eólico, sendo sua distribuição de energia por faixas de vento apresentado na Figura 8.21.

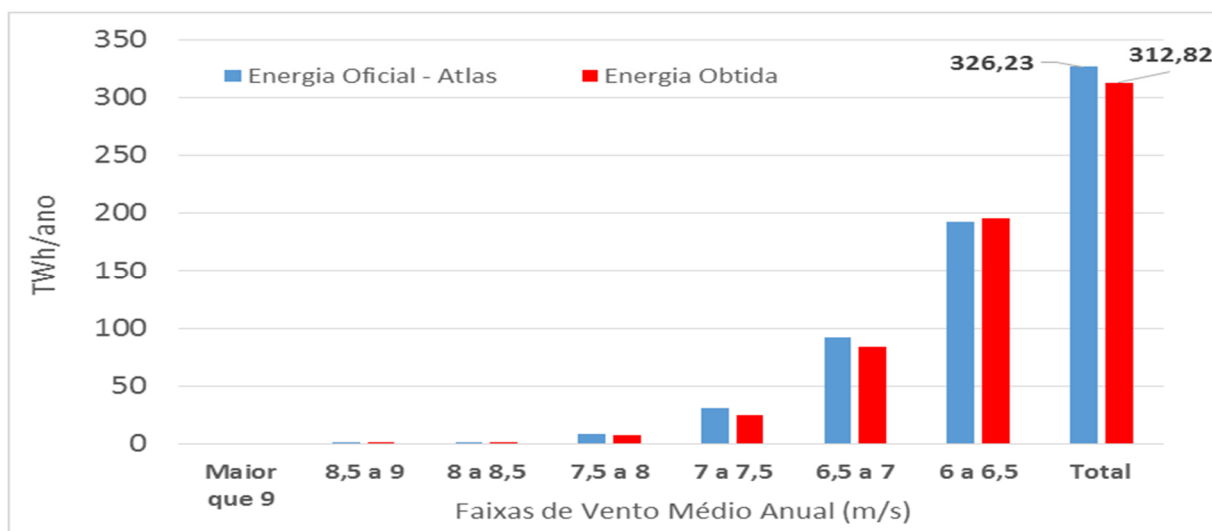


Figura 8.21 - Comparação Distribuição de Energia - 50 m

O cálculo da energia na altura de 75 m resultou em um total de 595,70 TWh/ano, um montante de 107,5% do obtido no Atlas Eólico, conforme apresentado na Figura 8.22.

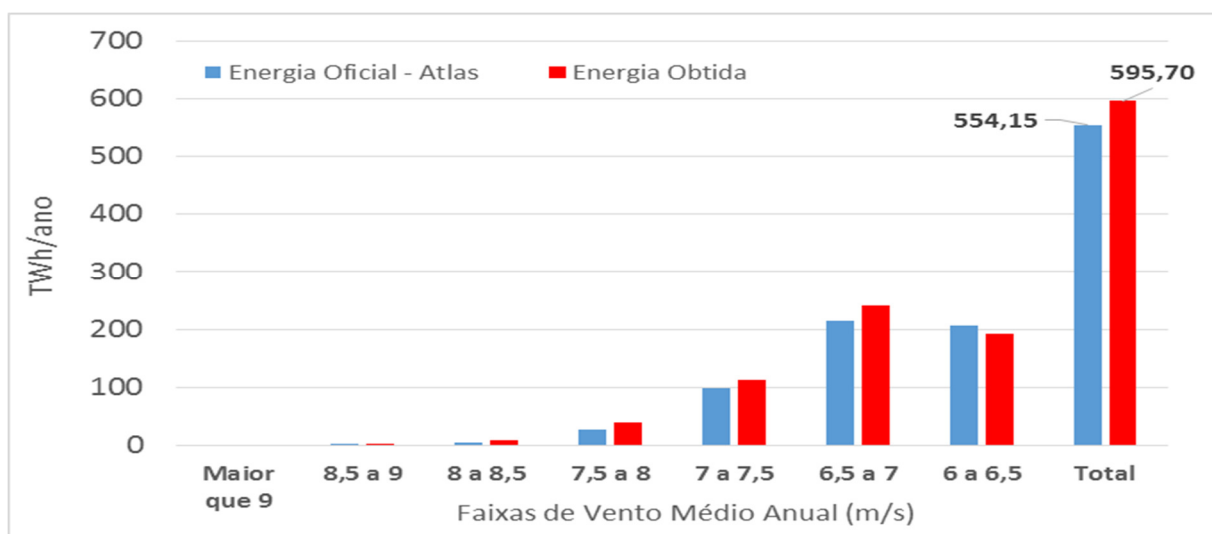


Figura 8.22 - Comparação Distribuição de Energia - 75 m

O cálculo da energia na altura de 100 m resultou em um total de 678,85 TWh/ano, um montante de 111,7% do obtido no Atlas Eólico, conforme apresentado na Figura 8.23.

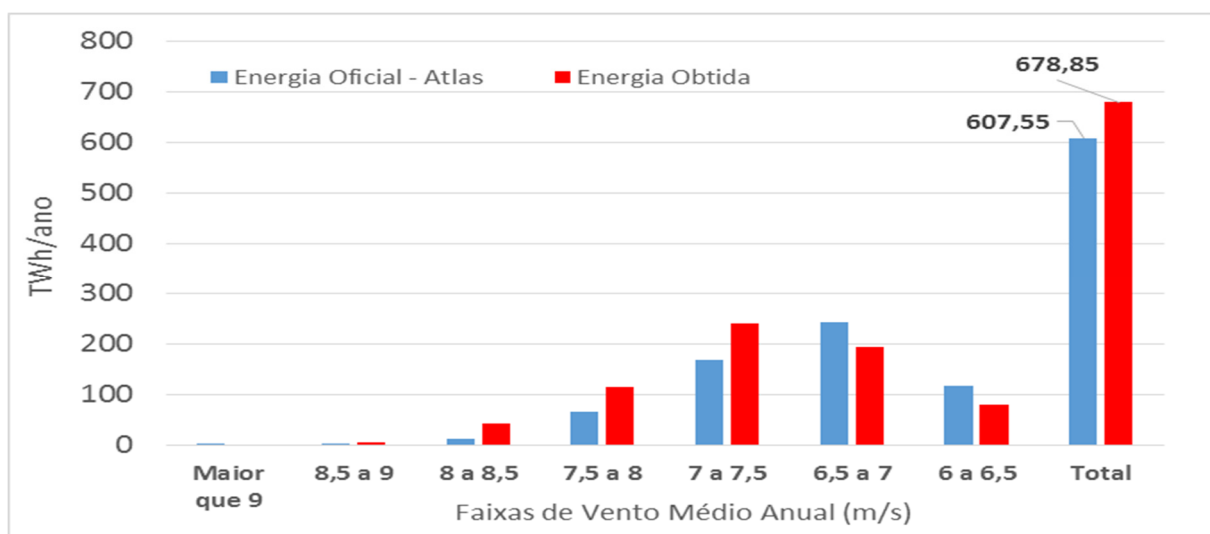


Figura 8.23 - Comparação Distribuição de Energia - 100 m

Os resultados de energia apresentados têm distribuição coerente com a distribuição de velocidades médias de vento apresentadas no Item 8.1, demonstrando coerência no resultado.

8.2.7 Desvios

Os desvios obtidos no cálculo da energia são ampliados devido a relação cúbica com a velocidade de vento, variável trabalhada na leitura e decodificação dos mapas apresentados no Atlas Eólico. De maneira a se retornar a esta variável, calculou-se qual o fator que ao multiplicar todos os valores de velocidade de vento traz a diferença de estimativa de energia para desvios inferiores a 1%. Os resultados desta avaliação são apresentados na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 - Estimativa de Desvios em Velocidade Média de Vento

Altura	Energia Oficial [TWh/ano]	Energia Obtida [TWh/ano]	Desvio em Energia [%]	Fator
50 m	326,23	312,82	- 4,1%	1,009*
75 m	554,16	595,70	+ 7,5%	0,99
100 m	607,55	678,85	+ 11,7%	0,97

*Não foi possível trazer a diferença para valores inferiores a 1%, pois quando multiplicado por 1,008 o desvio é de -2%, ao passo que, quando multiplicado por 1,009, o desvio é de + 2%. Isso ocorre pois com o valor de 1,0084 o patamar de 5,95 m/s passa a contribuir para o cálculo da energia total, extrapolando o limite de 1% almejado.

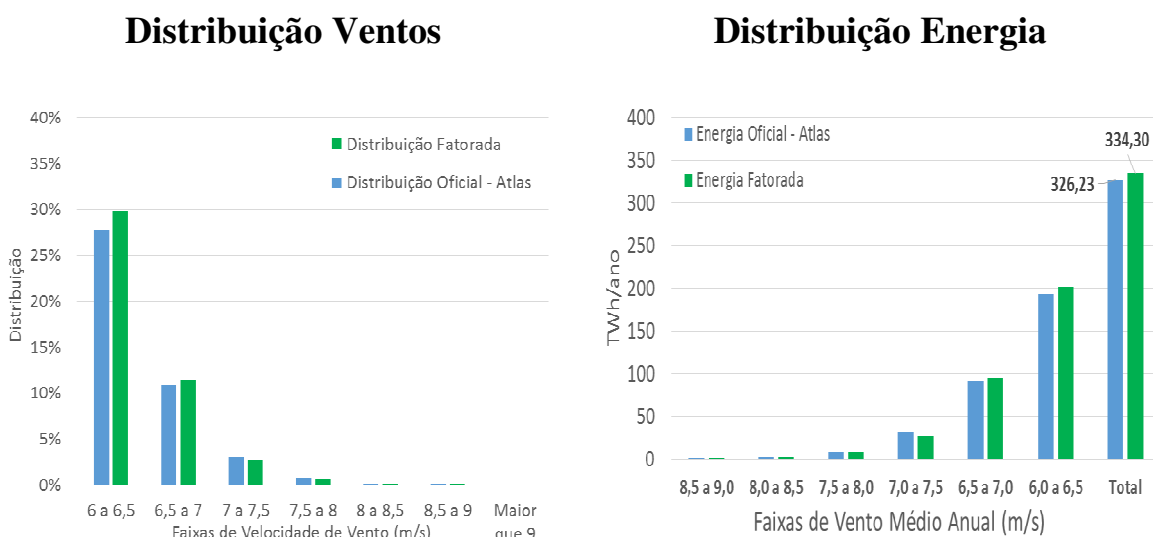
O desvio máximo obtido foi de 3% em velocidade de vento, valor que se configura dentro da primeira faixa de incerteza na estimativa de velocidade média apresentado na Atlas Eólico do Rio Grande do Sul e na Figura 5.8.

Portanto, os desvios em energia verificados surgem de desvios pequenos no processo de obtenção da velocidade média de vento. A mesma variabilidade energética, devido a relação cúbica da velocidade de vento no cálculo da energia, está presente nos resultados do Atlas.

8.2.8 Necessidade de Correção

Apesar dos desvios obtidos não serem significativos perante as incertezas presentes na estimativa do potencial eólico de um região, há necessidade de adequar os resultados obtidos, visando melhor representar os ganhos propiciados pela evolução tecnológica dos aerogeradores. Caso a correção não fosse realizada, haveria, principalmente na altura de 100 m, ganhos expressivos de energia em algumas faixas de vento simplesmente por haver uma maior área contribuindo para esta faixa e não por evolução dos aerogeradores. A situação inversa se aplicaria às faixas que obtiveram percentual inferior ao apresentado no Atlas, as quais apresentariam ganhos inferiores aos reais.

A aplicação do fator obtido no Item 8.2.7, além de corrigir o potencial total, também minimiza as diferenças entre as faixas de vento, como é apresentado na Figura 8.24.



a) Mapa 50 m

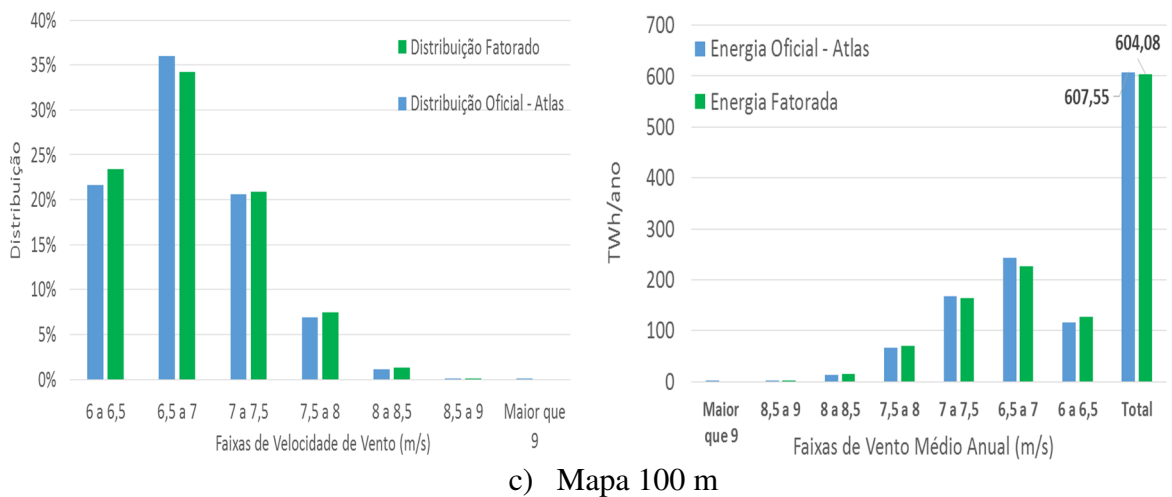
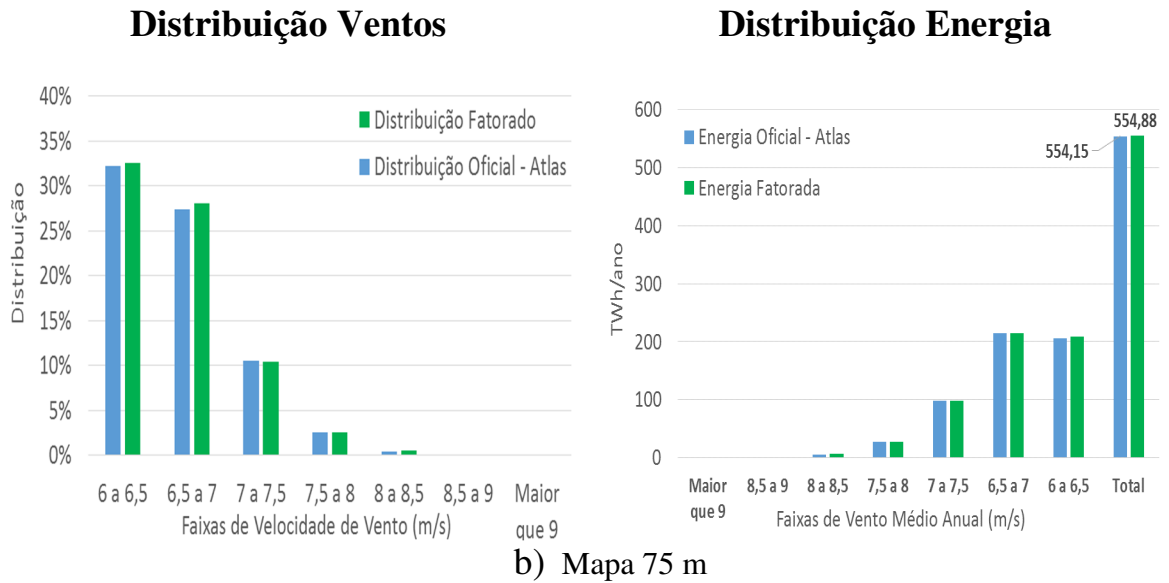


Figura 8.24 - Distribuição Velocidades Médias de Vento e Energia - Mapas Fatorados

8.3 Velocidade de Vento em Outras Alturas

A partir da distribuição de ventos médios em duas alturas diferentes é possível se calcular a rugosidade do solo. Este cálculo pode ser feito a partir da Eq. (4.1), a qual é apresentada algebricamente trabalhada de forma a isolar a variável z_0 na Eq. (8.4).

$$z_0 = \exp \left[\frac{v_2 \ln(h_1) - v_1 \ln(h_2)}{v_2 - v_1} \right] \quad (8.4)$$

onde:

v_2 velocidade na altura h_2 [m/s];

v_1 velocidade na altura h_1 [m/s];

h_2 altura do solo no ponto 2 [m];

h_1 altura do solo no ponto 1 [m];

z_0 comprimento de rugosidade do local [m]

Conhecendo o valor de z_0 é possível se obter a velocidade de vento em qualquer altura dentro da camada limite, pois essa tem comportamento conhecido, conforme descrito no Capítulo 4. Essa informação poderia ter sido lida diretamente do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, assim como realizado para os demais mapas, porém, devido a característica de alta variabilidade de cores deste mapa, o processo de correção pela média dos vizinhos insere um erro significativo ao processo e por esta razão optou-se em calcular esta variável.

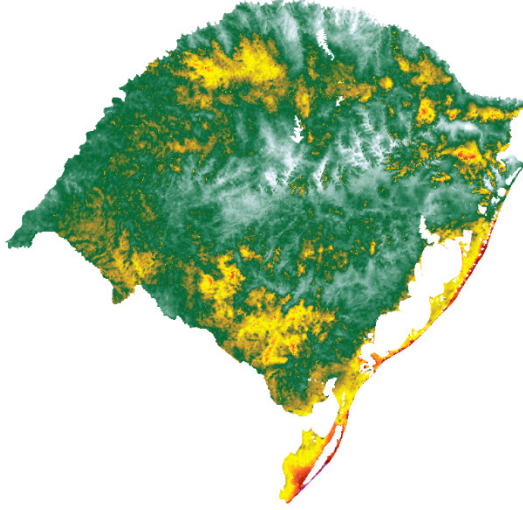
Por possuir a velocidade média em três alturas distintas é possível se gerar três valores de z_0 , os quais em uma situação ideal seriam iguais. De forma a não priorizar nenhum dos resultados obtidos, optou-se por utilizar um z_0 médio, resultante da relação entre os diferentes mapas, como apresentado na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 - Cálculo do z_0 Médio

Alturas dos Mapas de Velocidade Média de Vento Utilizados		z_0
50 m	75 m	z_01
50 m	100 m	z_02
75m	100 m	z_03
z_0 Médio		$(z_01 + z_02 + z_03) / 3$

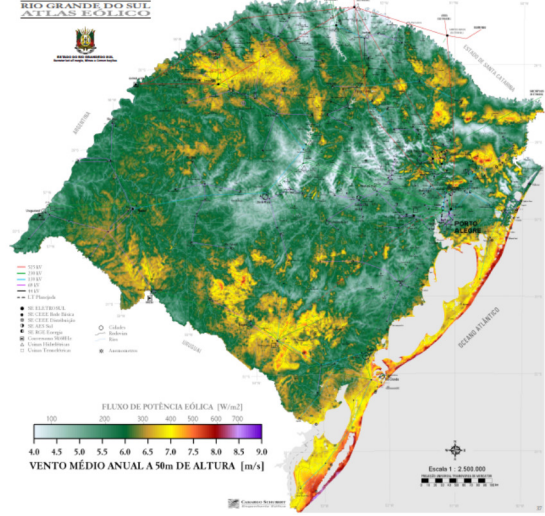
De forma a validar o processo, calculou-se a distribuição de velocidade média nas alturas já conhecidas e comparou-se os resultados, em termos visuais na Figura 8.25.

Distribuição Mapas Calculados

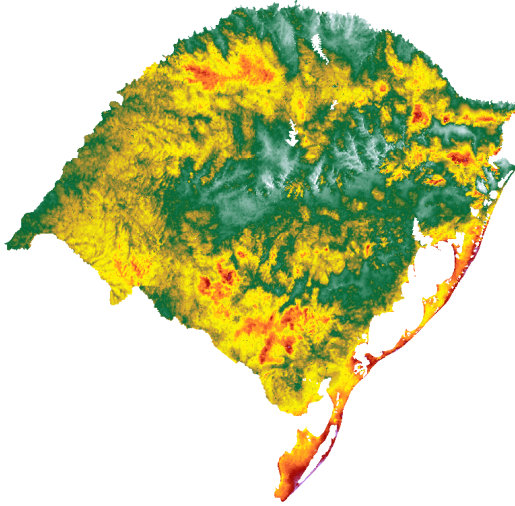


(a) Calculado - Mapa 50 m

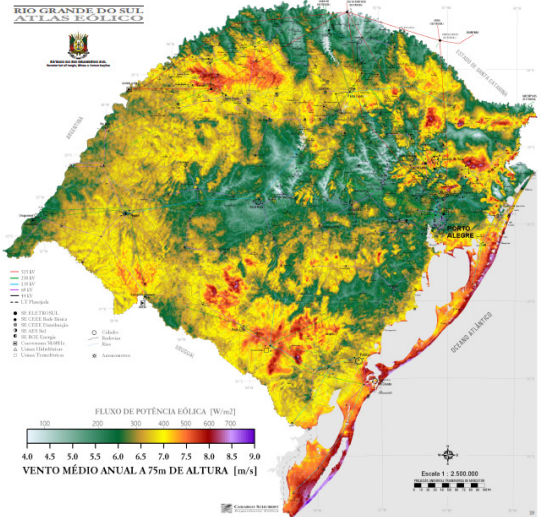
Distribuição Oficial



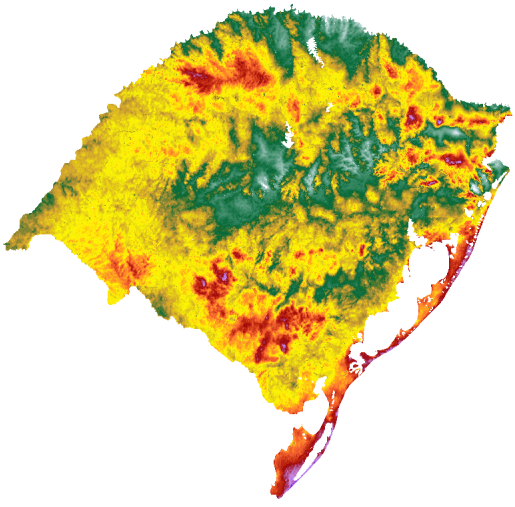
(b) Atlas - Mapa 50 m



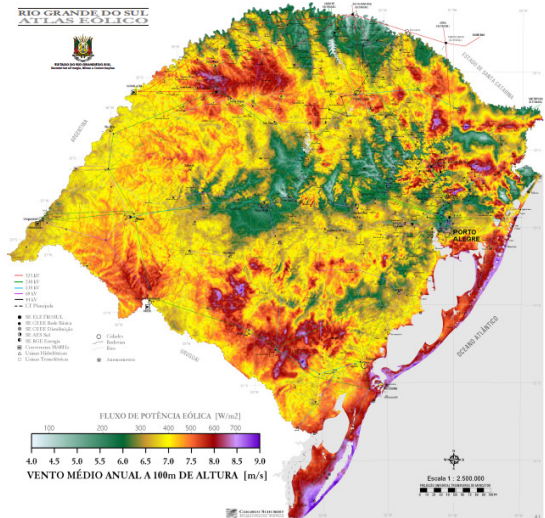
(c) Calculado - Mapa 75 m



(d) Atlas - Mapa 75 m



(e) Calculado - Mapa 100 m



(f) Atlas - Mapa 100 m

Figura 8.25 - Comparação entre Mapas Calculados através do z_0 Médio e Oficiais

As diferenças restringem-se ao Mapa de 100 m, a qual teve algumas áreas com coloração característica de ventos mais lentos que os apresentados no Atlas Eólico. Este resultado já era esperado, pois quando os resultados visuais eram idênticos (resultado do processo de leitura dos mapas) havia um desvio positivo de 3% em termos de velocidade de vento. Na Figura 8.26 é apresentada a comparação numérica, tanto em termos de distribuição de velocidade de vento como em termos energéticos.

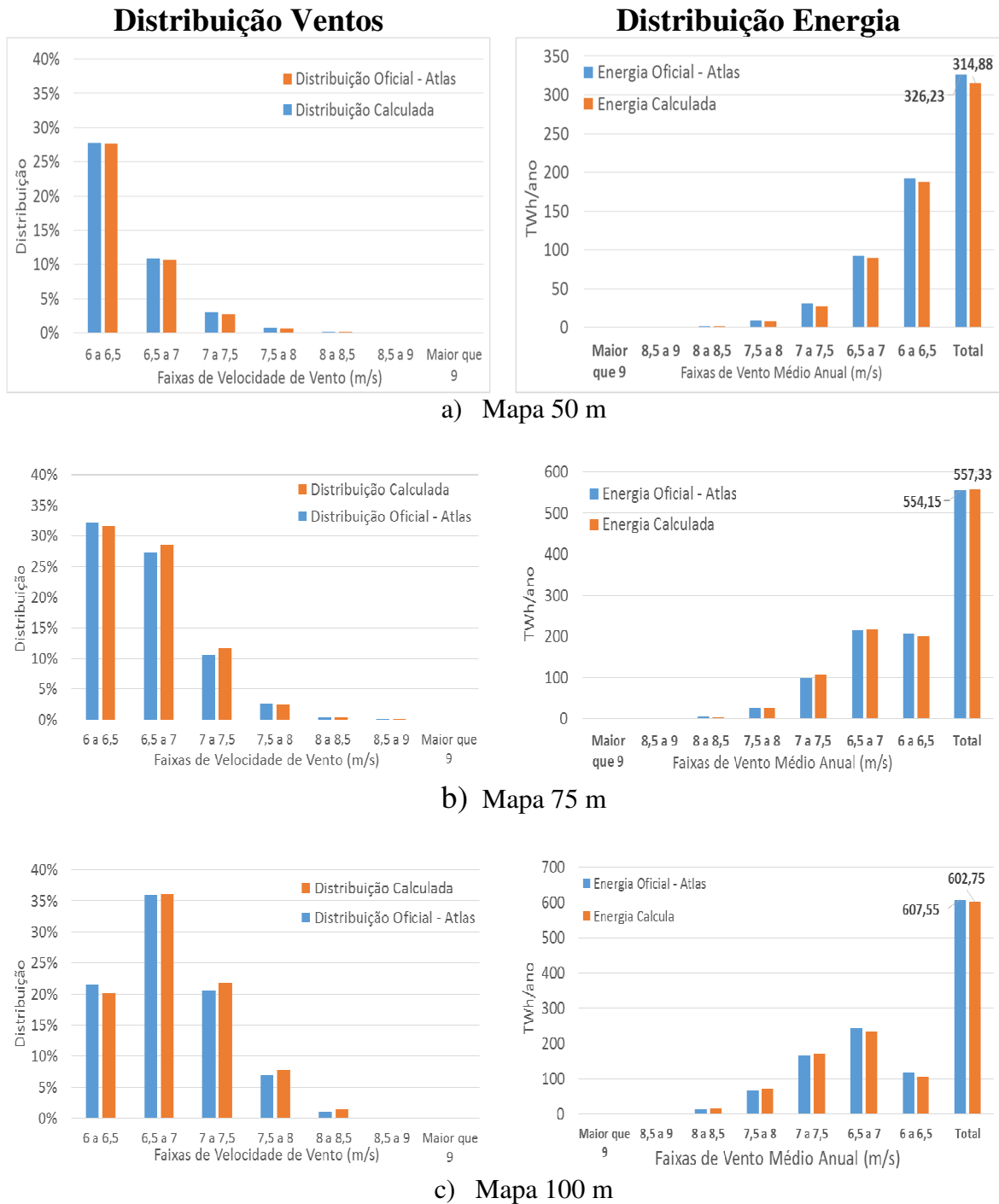


Figura 8.26 - Comparação entre Distribuições Calculadas através do z_0 Médio e Oficiais

O que percebe-se é que o processo de cálculo obteve boa aderência numérica aos dados apresentados no Atlas Eólico, garantindo que o cálculo em outras alturas obtém resultados coerentes. A comparação entre os resultados energéticos obtidos pelos mapas calculados e os contidos no Atlas Eólico é apresentada na Tabela 8.3.

Tabela 8.3 - Desvios em Energia dos Mapas Calculados através do z_0 Médio

Altura	Energia Oficial [TWh/ano]	Energia Calculada [TWh/ano]	Diferença [TWh/ano]	Diferença [%]
50 m	326,23	314,88	- 11,35	96,5%
75 m	554,15	557,33	3,18	100,6%
100 m	607,55	602,75	- 4,8	99,2%

9 POTENCIAL EÓLICO DO RS COM AVANÇO TECNOLÓGICO

A partir das matrizes de dados obtidas do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul e do processo de cálculo de energia apresentado e validado no Capítulo 8, se torna possível recalcular o potencial eólico do estado, fazendo uso de aerogeradores mais modernos em relação aos utilizados no ano de 2002, ano de publicação do Atlas.

Além disso, se torna possível calcular as velocidades médias de vento em alturas diferentes daquelas apresentadas no Atlas, podendo-se estimar o potencial eólico do estado em alturas superiores a 100 m, se colocando na vanguarda do desenvolvimento tecnológico, o qual vem buscando viabilizar máquinas cada vez maiores e instaladas em torres cada vez mais altas.

9.1 Novos Mapas de Velocidade de Vento

A partir da metodologia apresentada no Item 8.3 foram calculadas as velocidades médias anuais de vento nas alturas de 125 m e 150 m, alturas antes não mapeadas pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, agora apresentados nas Figura 9.1 e Figura 9.2, respectivamente. Estas alturas seguem o incremento de 25 m apresentado entre os mapas do Atlas e estão de acordo com a expectativa mundial para as máquinas instaladas a partir de 2015.

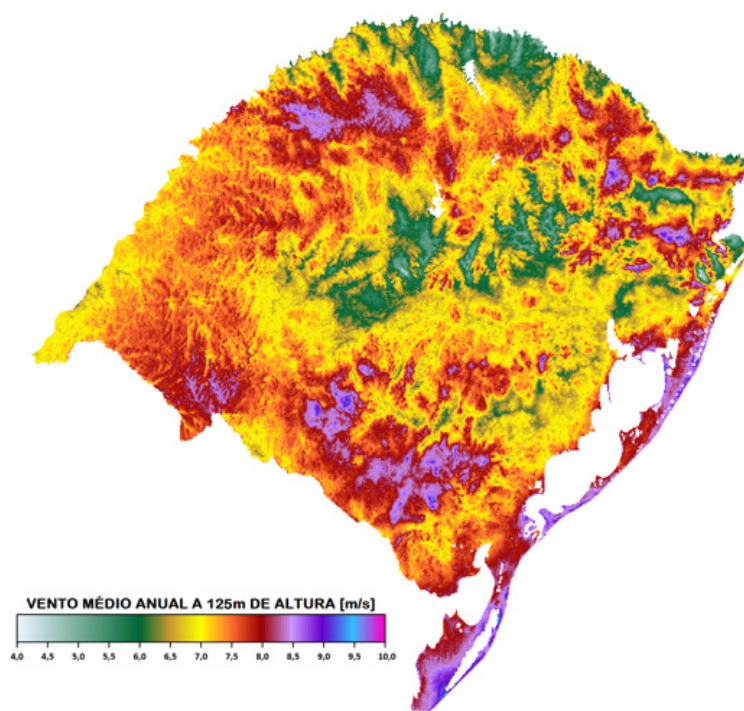


Figura 9.1 - Mapa Estimado de Velocidades Médias Anuais de Vento a 125 m de Altura

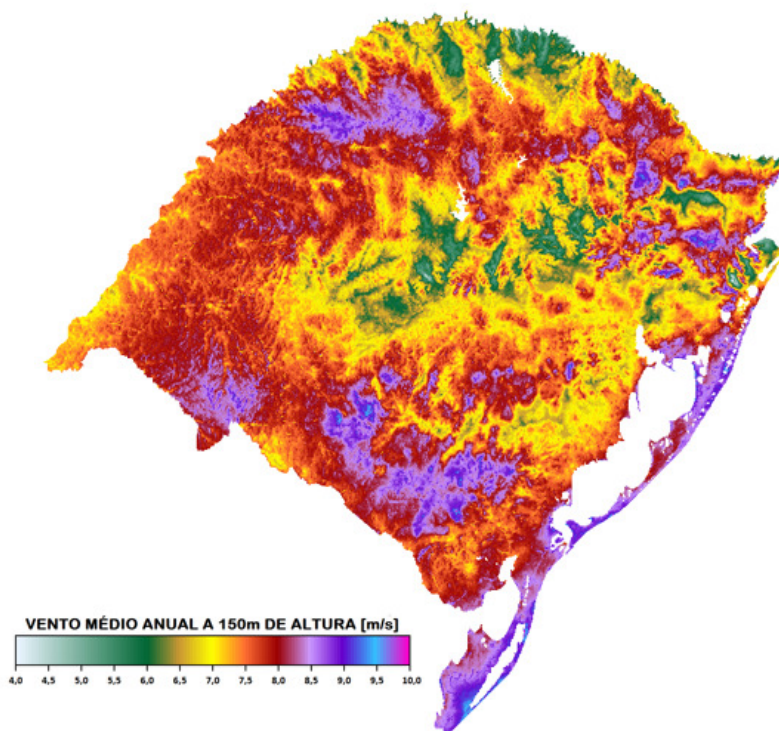


Figura 9.2 - Mapa Estimado de Velocidades Médias Anuais de Vento a 150 m de Altura

O que se percebe nas Figura 9.1 e Figura 9.2 é o aumento significativo das áreas com ventos superiores a 7,5 m/s. Como era de se esperar, devido ao trabalho não inserir novos dados de medições e apenas tratar matematicamente os dados já existentes, não há mudanças nos pontos de maior atratividade, sendo apenas obtidos novos patamares de ventos.

As áreas mais promissoras do estado continuam sendo o litoral do estado, principalmente nas proximidades da Lagoa dos Patos, Mirim e Mangueira, escudo Rio-Grandense, Coxilha de Santana, Planalto das Missões e Serra.

A 125 m de altura grandes extensões territoriais apresentam ventos com velocidade média anual superior a 8,5 m/s, sendo este efeito ampliando a 150 m de altura. A esta altura verifica-se o surgimento de zonas no estado com ventos de velocidade média anual de 9,5 m/s, localizados principalmente no litoral sul do Rio Grande do Sul.

9.2 Estimativa do Potencial Eólico do Estado

A partir dos mapas apresentados nas Figura 9.1 e Figura 9.2, além dos obtidos a partir da leitura dos mapas contidos no Atlas e posteriormente ajustados conforme apresentado no Item 8.2.8, e fazendo uso de máquinas mais modernas avalia-se o potencial eólico do estado para cada uma das seguintes alturas: 75 m, 100 m, 125 m e 150 m, sendo avaliado o potencial

exclusivamente sobre o solo. O potencial eólico na altura de 50 m não será avaliado pela inexistência de projetos eólicos atualmente nesta altura.

A definição da máquina a ser utilizada é de extrema relevância na estimativa do novo potencial, devendo-se certificar da viabilidade técnica e econômica do uso desta máquina nas características de vento do RS. Como o trabalho não se ateve ao estudo de viabilidade econômica na instalação dos aerogeradores, buscou-se, na medida do possível, utilizar máquinas já instaladas ou em instalação no estado, tendo assim uma sinalização de sua viabilidade.

Exclusivamente para a altura de 75 m, por apresentar os ventos de menor velocidade, se utilizará uma máquina da Classe III, sendo que para as demais alturas se fará uso de máquinas da Classe II, conforme descrito no Item 3.5.3.

9.2.1 Potencial Atualizado a 75 m

No cálculo estimado do potencial eólico do Rio Grande do Sul, na altura de 75 m, se fez uso do aerogerador da General Electric (GE), com potência nominal de 1,6 MW e diâmetro de rotor de 100 m. A comparação entre as curvas de potência desta máquina com a utilizada no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 9.3. Este aerogerador está sendo implantado no município de Viamão no parque eólico do Pontal, sendo sua instalação realizada em uma torre com 82,5 m de altura (ECOFINANCE NEGÓCIOS, 2011).

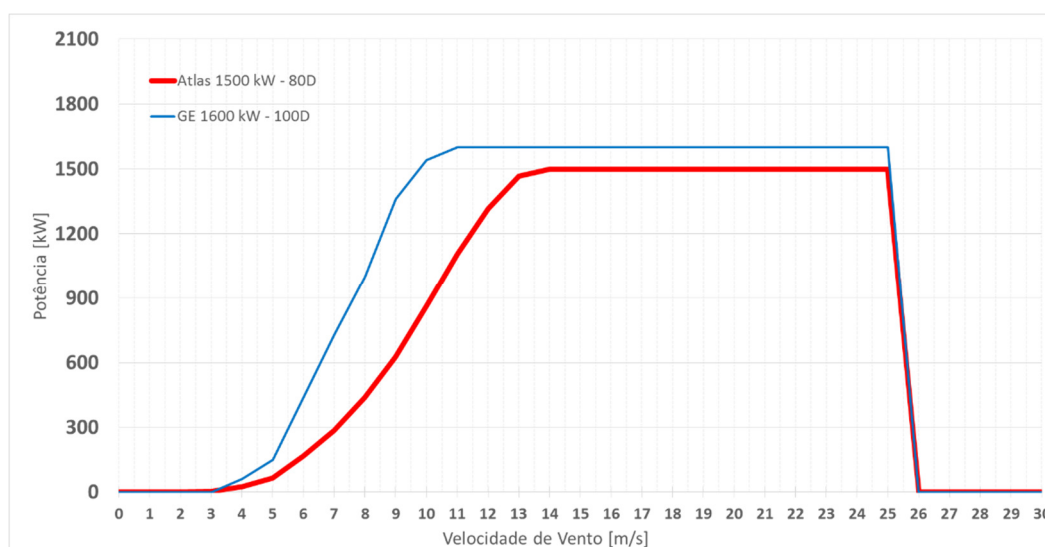


Figura 9.3 - Comparação entre Curvas de Potência - 75 m

Como resultado do processo de cálculo de energia se obteve o valor de 219,26 TWh/ano, considerando velocidades de vento médio anual iguais ou superiores a 7 m/s. O incremento

energético estimado é de 86,40 TWh/ano, um aumento de 65% em relação ao apresentado no Atlas elaborado em 2002. Para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 6 m/s, o montante energético é 80% superior, atingindo 999,28 TWh/ano. A distribuição por faixas de velocidade deste potencial é apresentado na Tabela 9.1, de forma segmentada e acumulada.

Por não haver uma nova distribuição de velocidades de vento e devido a manutenção da premissa de densidade de potência de 1,5 MW/km² não há variações significativas na potência instalável no estado, apenas na quantidade de energia capaz de ser produzida nesta área. A potência instalável no estado a altura de 75 m, considerando ventos iguais ou superiores a 7 m/s, é estimada em 54,33 GW.

Tabela 9.1 - Potencial Atualizado - 75 m

Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia [TWh/ano]	Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Energia [TWh/ano]
Maior que 9	-	-	-	-	Maior que 9	-	-	-
8,5 a 9	79	0,12	58%	0,60	Maior que 8,5	79	0,12	0,60
8 a 8,5	1.347	2,02	54%	9,52	Maior que 8	1.426	2,14	10,13
7,5 a 8	6.811	10,22	50%	44,36	Maior que 7,5	8.237	12,36	54,48
7 a 7,5	27.981	41,97	45%	164,78	Maior que 7	36.218	54,33	219,26
6,5 a 7	74.886	112,33	39%	387,25	Maior que 6,5	111.104	166,66	606,51
6 a 6,5	87.091	130,64	34%	392,77	Maior que 6	198.195	297,29	999,28

(a) Potencial por Faixa

(b) Potencial Acumulado

O ganho energético de 86,40 TWh/ano obtidos pela melhora do despenho das máquinas é muito significativo, sendo equivalente ao consumo de aproximadamente 34 milhões de pessoas (EPE, 2013c).

Parcela considerável deste ganho se deve a utilização de uma máquina com diâmetro de 100 m. Constata-se, contudo, que o uso de máquinas com diâmetros de rotor próximos de 100 m, em alturas inferiores a 85 m, é comum no estado. A seguir são apresentados exemplos de parques eólicos, que assim como o do Pontal, se utilizaram de grandes rotores.

- Parque Eólico Geribatu, com máquina Gamesa 2.0 MW com 97 m de diâmetro, instalado em torres de 78 m de altura na cidade de Santa Vitória do Palmar (ELETROSUL, 2012);
- Parque Eólico Chuí, com máquina Impsa 2.0 MW com 100 m de diâmetro, instalado em torres de 85 m de altura na cidade do Chuí (IMPSA, 2013);

- Parque Eólico Corredor do Senandes e Vento Aragano, com máquina Alstom 2.7 MW com 122 m de diâmetro instalado em torres de 85 m de altura na cidade de Rio Grande (ALSTOM, 2012);

Na Figura 9.4 é apresentada graficamente a comparação entre as estimativas de geração do Atlas e a atualizada, assim como os fatores de capacidade publicados e obtidos, os quais aumentaram entre 18 e 15 pontos percentuais, dependendo da faixa de velocidade.

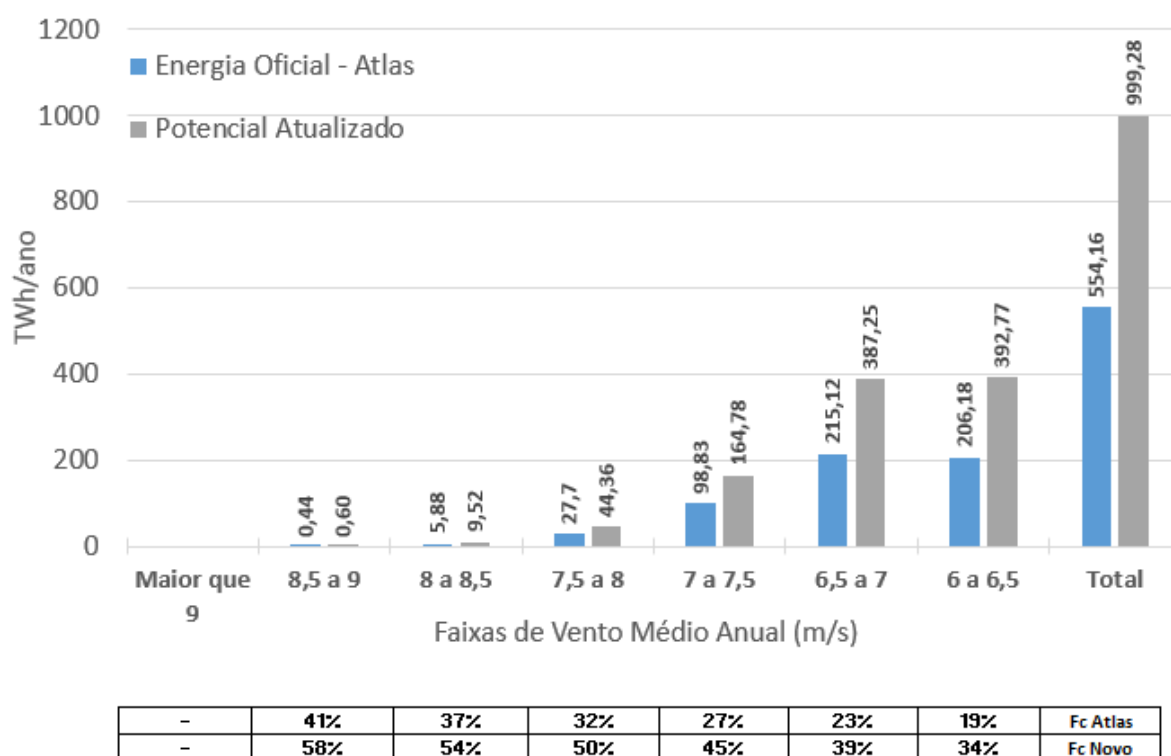


Figura 9.4 - Comparação entre Resultados - 75 m

9.2.2 Potencial Atualizado a 100 m

No cálculo estimado do potencial eólico do Rio Grande do Sul, na altura de 100 m, se fez uso do aerogerador da dinamarquesa Vestas, com potência nominal de 3 MW e diâmetro de rotor de 112 m. A comparação entre as curvas de potência desta máquina com a utilizada no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 9.5. Este aerogerador está sendo implantado no parque eólico Xangri-Lá, no município de mesmo nome. A instalação dos aerogeradores será em torres de 98 m de altura (ABEEÓLICA, 2013b).

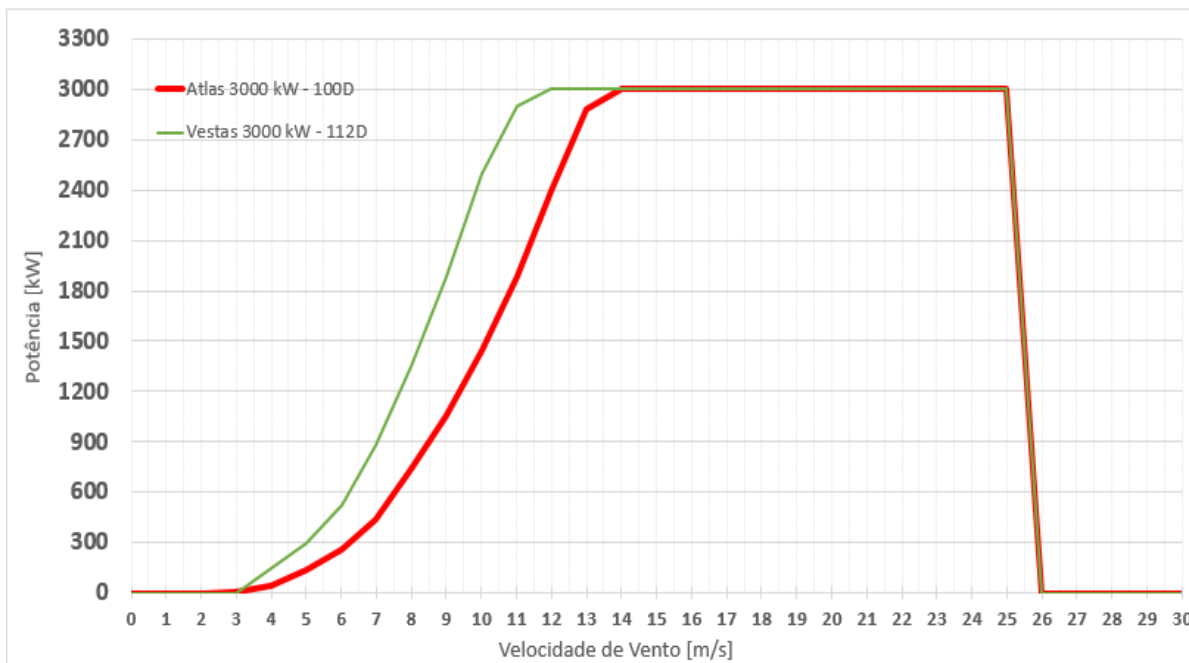


Figura 9.5 - Comparação entre Curvas de Potência - 100 m

Como resultado do processo de cálculo de energia se obteve o valor de 398,53 TWh/ano, considerando velocidades de vento médio anual iguais ou superiores a 7 m/s. O incremento energético estimado é de 151,42 TWh/ano, um aumento de 61% em relação ao apresentado no Atlas. Este acréscimo energético é equivalente a aproximadamente 8,5 vezes o total de energia elétrica gerada no estado do Rio Grande do Sul no ano de 2012 (EPE, 2013c).

Para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 6 m/s, o montante energético é 65% superior, atingindo 1.002,87 TWh/ano. A distribuição por faixas de velocidade deste potencial é apresentado na Tabela 9.2, de forma segmentada e acumulada.

Novamente salienta-se que, por não haver uma nova distribuição de velocidades de vento e devido a manutenção da premissa de densidade de potência de 1,5 MW/km², não há variações significativas na potência instalável no estado, apenas na quantidade de energia capaz de ser produzida nesta área. A potência instalável no estado a altura de 100 m, considerando velocidades de vento médio anual iguais ou superiores a 7 m/s, é estimada em 119,00 GW.

Tabela 9.2 - Potencial Atualizado - 100 m

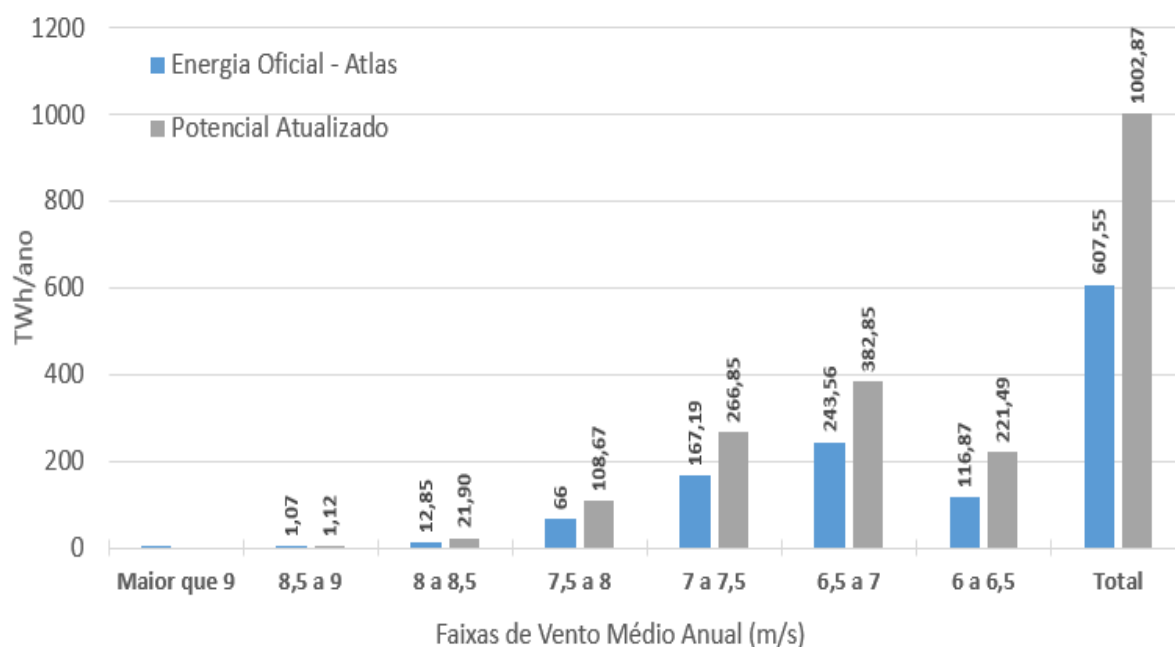
Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia [TWh/ano]	Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Energia [TWh/ano]
Maior que 9	-	-	-	-	Maior que 9	-	-	-
8,5 a 9	168	0,25	51%	1,12	Maior que 8,5	168	0,25	1,12
8 a 8,5	3.605	5,41	46%	21,90	Maior que 8	3.773	5,66	23,01
7,5 a 8	19.891	29,84	42%	108,67	Maior que 7,5	23.664	35,50	131,68
7 a 7,5	55.671	83,51	36%	266,85	Maior que 7	79.335	119,00	398,53
6,5 a 7	91.453	137,18	32%	382,85	Maior que 6,5	170.788	256,18	781,38
6 a 6,5	62.579	93,87	27%	221,49	Maior que 6	233.367	350,05	1.002,87

(a) Potencial por Faixa

(b) Potencial Acumulado

Os resultados são tão expressivos que, apesar da capacidade instalável ser inferior, o potencial de geração de energia eólica a 100 m de altura no estado é 46% superior ao potencial estimado para o país todo em seu Atlas produzido em 2001, considerando velocidade de vento a 50 m de altura (AMARANTE et al, 2001).

Na Figura 9.6 é apresentada graficamente a comparação entre as estimativas de geração do Atlas e a Atualizada, assim como os respectivos fatores de capacidade publicados e obtidos, os quais aumentaram entre 11 e 14 pontos percentuais, dependendo da faixa de velocidade.



41%	37%	33%	28%	24%	20%	16%	Fc Atlas
-	51%	46%	42%	36%	32%	27%	Fc Novo

Figura 9.6 - Comparação entre Resultados - 100 m

9.2.3 Potencial a 125 m

Para o cálculo do potencial eólico a 125 m de altura se fez uso do aerogerador da Acciona, com potência nominal de 3 MW e diâmetro de rotor de 116 m. Este aerogerador está sendo implantado no parque eólico Atlântica, no município de Palmares do Sul. A instalação dos aerogeradores será em torres de 120 m de altura (ACCIONA, 2012).

Na Figura 9.7 apresenta-se a comparação da curva de potência deste gerador com o utilizado no Atlas Eólico na estimativa do potencial a 100 m de altura. Salienta-se que seu desempenho é muito similar ao da máquina Vestas utilizada no Item 9.2.2.

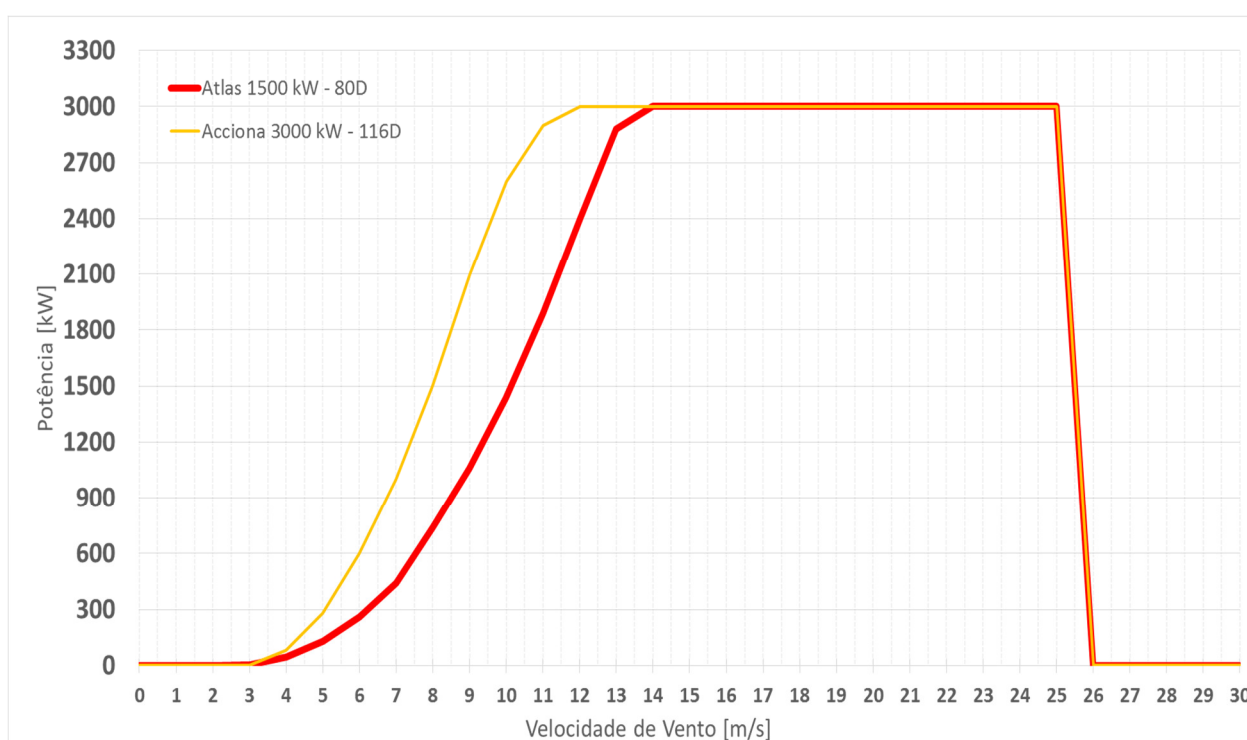


Figura 9.7 - Comparação entre Curvas de Potência - 125 m

Como resultado do processo de cálculo de energia se obteve o valor de 761,94 TWh/ano, considerando velocidades de vento médio anual iguais ou superiores a 7 m/s, provenientes de uma capacidade instalável de 211,31 GW. Este montante energético supera os 552,49 TWh gerados em 2012 por todo o parque gerador brasileiro (EPE, 2013c).

Para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 6 m/s, o montante energético é de 1.212,90 TWh/ano a partir de 371,39 GW instaláveis, conforme apresentado na Tabela 9.3.

Tabela 9.3 - Potencial - 125 m

Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia [TWh/ano]	Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Energia [TWh/ano]
Maior que 9	279	0,42	58%	2,11	Maior que 9	279	0,42	2,11
8,5 a 9	1.510	2,27	53%	10,52	Maior que 8,5	1.789	2,68	12,63
8 a 8,5	11.575	17,36	49%	73,86	Maior que 8	13.364	20,05	86,49
7,5 a 8	36.396	54,59	44%	209,82	Maior que 7,5	49.760	74,64	296,32
7 a 7,5	91.116	136,67	39%	465,62	Maior que 7	140.876	211,31	761,94
6,5 a 7	72.811	109,22	34%	324,77	Maior que 6,5	213.687	320,53	1.086,70
6 a 6,5	33.907	50,86	28%	126,20	Maior que 6	247.594	371,39	1.212,90

(a) Potencial por Faixa

(b) Potencial Acumulado

9.2.4 Potencial a 150 m

Não há parques eólicos no Rio Grande do Sul instalando unidades a esta altura e, portanto, não há um referencial de viabilidade técnico econômica a ser utilizado. Optou-se então por utilizar um aerogerador de potência elevada, buscando adequar as estimativas de potencial do estado ao crescimento previsto nas dimensões das máquinas.

Para o cálculo do potencial eólico a 150 m de altura se fez uso do aerogerador da Gamesa com potência nominal de 5 MW e diâmetro de rotor de 132 m. Este aerogerador ainda não possui unidades instaladas, estando em fase final de validação. Sua curva de potência é comparada, na Figura 9.8, com a do aerogerador de 3 MW utilizado no Atlas Eólico na estimativa do potencial a 100 m de altura.

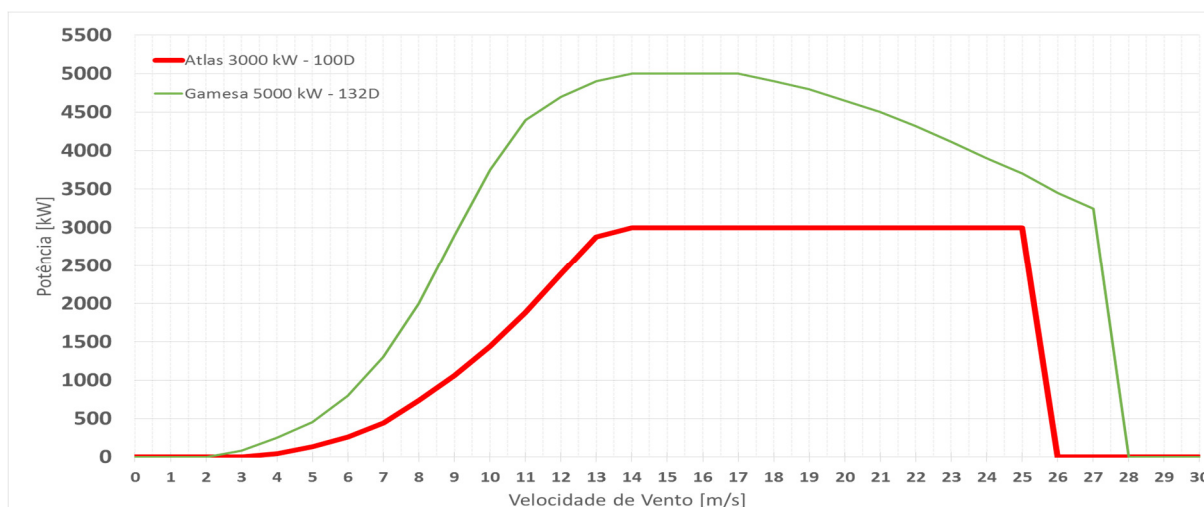


Figura 9.8 - Comparação entre Curvas de Potência - 150 m

Como resultado do processo de cálculo de energia se obteve o valor de 872,30 TWh/ano, considerando velocidades de vento médio anual iguais ou superiores a 7 m/s, provenientes de uma capacidade instalável de 270,25 GW. Em termos de potência instalada o potencial eólico nesta altura é superior ao dobro instalado no país em 2012, quando registrou-se 120,97 GW instalados (EPE, 2013c).

Para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 6 m/s, o montante energético é de 1.145,00 TWh/ano a partir de 383,24 GW instaláveis, conforme apresentado na Tabela 9.4.

Tabela 9.4 - Potencial - 150 m

Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia [TWh/ano]	Faixas	Área (km ²)	Potência Instalável [GW]	Energia [TWh/ano]
Maior que 9	595	0,89	53%	4,15	Maior que 9	595	0,89	4,15
8,5 a 9	4.006	6,01	48%	25,07	Maior que 8,5	4.601	6,90	29,22
8 a 8,5	20.632	30,95	43%	117,32	Maior que 8	25.233	37,85	146,54
7,5 a 8	60.623	90,93	38%	305,94	Maior que 7,5	85.856	128,78	452,49
7 a 7,5	94.308	141,46	34%	419,82	Maior que 7	180.164	270,25	872,30
6,5 a 7	53.252	79,88	29%	203,50	Maior que 6,5	233.416	350,12	1.075,81
6 a 6,5	22.079	33,12	24%	69,20	Maior que 6	255.495	383,24	1.145,00

(a) Potencial por Faixa

(b) Potencial Acumulado

10 CONCLUSÕES

O potencial eólico de uma região é variável no tempo, não só pela sazonalidade do vento, mas também pela evolução tecnológica dos aerogeradores e pela viabilidade econômica no aproveitamento dos recursos naturais disponíveis. O estudo desenvolvido permitiu avaliar o impacto do avanço tecnológico no potencial eólico do Rio Grande do Sul e criou ferramenta capaz de acompanhar a evolução deste potencial.

Os ganhos de eficiência dos aerogeradores entre o ano de 2002 e 2013 propiciaram um aumento de produção de energia superior a 26% para as máquinas de 1.500 kW e superiores a 33% para as máquinas de 3.000 kW, nas condições analisadas. Contudo, além do aumento na eficiência, ganhos adicionais foram obtidos devido a ampliação nos diâmetros de rotor e aumento nas alturas de instalação dos equipamentos.

Simulando o desempenho da atual geração de aerogeradores nas condições de vento do estado e mantendo-se as premissas de cálculo do Atlas, os ganhos energéticos foram significativos, sendo superiores a 60% nas alturas de 75 m e 100 m. Cita-se como exemplo desta magnitude que o incremento energético estimado na altura de 75 m, considerando apenas locais com velocidade média de vento iguais ou superiores a 7 m/s, é equivalente ao consumo de aproximadamente 34 milhões de brasileiros. O potencial de geração a 100 m de altura já supera em aproximadamente 46% a capacidade de geração estimada para todo o país. Destaca-se, que este potencial foi mapeado em 2001 apenas para a altura de 50 m, estando, portanto, completamente desatualizado perante o avanço tecnológico dos aerogeradores.

Para as alturas de 125 m e 150 m, anteriormente não avaliadas no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, o potencial estimado é superior a geração de todo o parque gerador brasileiro no ano de 2012, sendo desta forma, suficiente para atender toda a carga do país. Apesar de possível, uma situação como esta é indesejável, devido a intermitência dos ventos e a característica de não despachabilidade das usinas eólicas.

A magnitude dos resultados alcançados, aliado a característica de complementariedade que as usinas eólicas possuem quando inseridas em um sistema hidrotérmico como o brasileiro, indicam um futuro promissor da fonte no Brasil, em especial no estado do Rio Grande do Sul, fato que já se verifica nos leilões de contratação de energia.

Salienta-se, contudo, que os resultados alcançados são baseados em modelagens matemáticas e agregam incertezas aos dados publicados no Atlas Eólico. O desenvolvimento

de um novo Atlas, contemplando novas medições de vento, propicia a redução das incertezas e uma possível nova distribuição dos ventos no estado, resultados impossíveis de serem obtidos a partir do tratamento matemático aqui apresentado. Ainda assim, a ferramenta desenvolvida pode exercer papel complementar aos Atlas Eólicos, em razão de poder acompanhar a evolução tecnológica dos aerogeradores.

O desenvolvimento da ferramenta computacional que transforma uma matriz de cores em uma matriz de valores, juntamente com a modelagem matemática implementada, pode ser empregada na atualização de outros Atlas Eólicos ou como ferramenta para diversas outras aplicações na qual esta transformação seja necessária.

A matriz de dados obtidos a partir do Atlas Eólico permite a estimativa da velocidade média de vento em qualquer coordenada geográfica do estado e em qualquer altura. Tais informações poderiam ser disponibilizadas em plataforma *on-line*, de forma a contribuir para o desenvolvimento da energia eólica no estado.

Em futuros trabalhos pode-se completar a ferramenta desenvolvida agregando-se zoneamentos ambientais e dados sobre ventos extremos e turbulência, de modo a se selecionar de forma específica a classe de máquina para cada local do estado. Esta melhoria foi utilizada na atualização do Atlas da Bahia, realizada em 2013, e tende a ser mais precisa do que a abordagem apresentada (CAMARGO-SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS et al., 2013).

A formação de mapas de fator de capacidade e de geração anual também podem ser implementadas, podendo se avançar inclusive até mapas de viabilidade econômica, o qual poderia contemplar como variável adicional a distância de cada ponto do estado até a subestação mais próxima.

11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico - Novembro**. São Paulo. 2013a.

ABEEÓLICA. Honda mira na fonte eólica para abastecer fábricas no país. **Site ABEEólica - Comunicação**, 29 out 2013b. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/novo-site/index.php/noticias/1218-honda-mira-na-fonte-e%C3%B3lica-para-abastecer-f%C3%A1bricas-no-pa%C3%ADs.html>>. Acesso em: 10 fev 2014.

ACCIONA. Acciona Windpower enters Brazil with a 120 MW contract for major utility CPFL. **Acciona Press News**, 11 abr 2012. Disponível em: <<http://www.acciona.com/news/acciona-windpower-enters-brazil-with-a-120-mw-contract-for-major-utility-cpfl>>. Acesso em: 10 fev 2014.

AGUADO, Edward; BURT, James E. **Understanding Weather and Climate**. 6°. ed. Boston: Pearson, 2013.

ALÉ, Jorge Antônio Villar et al. **Atlas de Energia Anual Gerada por Usinas Eólicas no Rio Grande do Sul**. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2005.

ALLAEI, Daryoush; ANDREOPOULOS, Yiannis. **INVELOX: A new Concept in Wind Energy Harvesting**. ES-FullCell2013. Minneapolis: ASME. 2013.

ALSTOM. **Alstom vai fornecer equipamentos para mais quatro parques eólicos no Brasil**. Alstom Press Centre, 19 abr 2012. Disponível em: <<http://www.alstom.com/press-centre/pt/2012/4/alstom-vai-fornecer-equipamentos-para-mais-quatro-parques-eolicos-no-brasil/>>. Acesso em: 10 fev 2014.

AMARANTE, Odilon. A. Camargo et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2001.

AMARANTE, Odilon. A. Camargo; SILVA, Fabiano. J. Lima da. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: SEMC, 2002.

AMARANTE, Odilon. A. Camargo et al. **Atlas Eólico Espírito Santo**. Vitória: ASPE, 2009.

ANEEL. Portaria nº 45, 30 março 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2004045mme.pdf>>. Acesso em: 07 ago 2013.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2° ed**. Brasília. 2005.

ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**, 2013. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 14 set 2013.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>>. Acesso em: 16 jan 2014.

ASHWILL, Thomas D. **Materials and Innovations for Large Blade Structures: Research Opportunities in Wind Energy Technology**. 50th AIAA Structures, Structural Dynamics, & Materials Conference. Palm Springs: American Institute of Aeronautics and Astronautics. 2009.

BASTOS, Camila C.; FERREIRA, Nelson J. **Análise Climatológica da Alta Subtropical do Atlântico Sul**. Congressos Brasileiros de Meteorologia - Edição XI. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2000. p. 612-619.

BERG, Jonathan C.; BARONE, Matthew F.; RESOR, Brian R. **Field Test Results from the Sandia SMART Rotor**. 51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition. Grapevine: American Institute of Aeronautics and Astronautics. 2013.

BEZERRA, Bernardo et al. **Análise do Percentual Máximo para Inserção de Energia Eólica na Matriz Elétrica Brasileira sob a Ótica Energética**. XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Brasília: [s.n.]. 13 a 16 Outubro 2013.

BLESSMANN, Joaquim. **O Vento na Engenharia Estrutural**. Porto Alegre: UFRGS, 1995.

BRUSH, Charles. F. **The Windmill Dynamo and Electric Light Plant**. Scientific America, Nova Iorque, n. 25, dez 1980.

BURTON, Tony et al. **Wind Energy Handbook**. Inglaterra: Wiley, 2001.

CAMARGO-SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS et al. **Atlas Eólico Bahia**. Secretaria de Infraestrutura. Salvador. 2013.

CCEE. **Info Leilão - 5º LER**. São Paulo. 2013a.

CCEE. **Info Leilão - 17º LEN**. São Paulo. 2013b.

CCEE. **Info Leilão - 18º LEN**. São Paulo. 2013c.

CHAVES-SCHWINTECK, P.; NEDDERMANN, B. **O Mercado Brasileiro de Energia Eólica**. DEWI Magazin Nº 40, Wilhelmshaven, n. Nº 40, p. 6-13, 2012.

COHEN, J. et al. **Technology Improvement Opportunities for Low Wind Speed Turbines and Implications for Cost of Energy Reduction**. Golden. 2008.

COSTA, Claudia do Valle. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2006.

CPTEC. **Análise Sinótica**. CPTEC, 06 mar 2012. Disponível em: <http://www7.cptec.inpe.br/~rupload/arquivo/analise_06032012.pdf>. Acesso em: 15 jul 2013.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. **Power Curve Calculator**. Wind Power Wiki, 2013. Disponível em:

<http://www.windpowerwiki.dk/index.php?title=The_power_calculator>. Acesso em: 27 nov 2013.

DEPARTMENT OF ENERGY. **FY 2014 Congressional Budget Request - Volume 3**. Washington. 2013.

DUTRA, Ricardo. **Energia Eólica - Princípios e Tecnologias**. Rio de Janeiro. 2008.

ECOFINANCE NEGÓCIOS. **Formulário do Documento de Concepção do Projeto - Versão 03**. <http://www.grupoecofinance.com.br/>, 28 jul 2011. Disponível em: <<http://www.grupoecofinance.com.br/projetos/>>. Acesso em: 06 fev 2014.

ELETROBRAS. **Plano Anual PROINFA**. Rio de Janeiro. 2013.

ELETROSUL. **Eletrosul e FIP Rio Bravo investem R\$ 1 bilhão em complexo eólico no extremo sul do Brasil**. Eletrosul - Sala de Imprensa, 14 set 2012. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=65&tipo=55&galeria=8&id_codigo=1424>. Acesso em: 10 fev 2014.

ENERCON. **Catálogo de Produtos**. Enercon, 2013. Disponível em: <<http://www.enercon.de/pt-pt/broschueren.htm>>. Acesso em: 13 out 2013.

EPE. **Informe à Imprensa: Primeiro leilão de energia eólica do país viabiliza a construção de 1.805,7 MW**. Rio de Janeiro. 2009a.

EPE. **Informe à Imprensa: Leilão de energia eólica tem 10.000 MW habilitados pela EPE**. Rio de Janeiro. 2009b.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília. 2012.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2013 – Ano base 2012: Relatório Síntese**. Rio de Janeiro. 2013a.

EPE. **Empreendimentos Eólicos - Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90**. Rio de Janeiro. 2013b.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. 2013c.

EPE. **Expansão da Geração - Empreendimentos Eólicos**. Rio de Janeiro. 2014.

ESCOBAR, G. C. J.; SELUCHI, M. E. **Classificação Sinótica dos Campos de Pressão Atmosférica na América do Sul e sua Relação com as Baixas do Chaco e do Noroeste Argentino**. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 27 (3), p. 365 - 375, 2012.

GSÄNGER, Stefan.; PITTELOUD, Jean-Daniel. **World Wind Energy Report 2012**. Bonn. 2013.

GWEC. **Global Wind Statistics**. Bruxelas. 2012a.

GWEC. **Global Wind Report - Annual Market Update 2012**. Bruxelas. 2012b.

IEA. **Key World Energy Statistics**. Paris: Soregraph, 2013.

IEA WIND. **Long-Term Research and Development Needs for Wind Energy for the Time frame 2012 to 2030**. Paris. 2013.

IEC 61400-1. **Wind turbines - Part1: Design Requirements**. International Electrotechnical Commission. Genebra. 2005.

IEC 61400-12-1. **Wind turbines - Part12: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. International Electrotechnical Commission. Genebra. 2005.

IMPISA. **Impsa fecha contrato de R\$ 570 milhões para a construção do Complexo Eólico do Chuí**. Impsa Notícias, 27 fev 2013. Disponível em: <<http://www.impisa.com/pt/noticias/SitePages/27-02-13.aspx>>. Acesso em: 10 fev 2014.

IPCC. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation - Special Report**. Nova Iorque. 2012.

IPCC. **Summary for Policymakers In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis**. Nova Iorque. 2013.

KALDELLIS, J. K. et al. **Trends, Prospects and R&D Directions of the Global Wind Energy Sector**. Atenas. 2012.

LANTZ, Eric; WISER, Ryan; HAND, Maureen. **The Past and Future Cost of Wind Energy**. Golden. 2012.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained (Theory, Design and Application)**. Amherst: Wiley, 2002.

MICROSOFT HEAD. Develop Center. **BITMAPFILEHEADER structure**, 2013. Disponível em: <[http://msdn.microsoft.com/en-us/library/windows/desktop/dd183374\(v=vs.85\).aspx](http://msdn.microsoft.com/en-us/library/windows/desktop/dd183374(v=vs.85).aspx)>. Acesso em: 15 fev 2013.

MICROSOFT INFOHEAD. Develop Center. **BITMAPINFOHEADER**, 2013. Disponível em: <<http://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms959648.aspx>>. Acesso em: 15 fev 2013.

MME. Metas PROINFA, 2002. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/metas.html>>. Acesso em: 07 ago 2013.

MÖLLER, Sergio Viçosa; SILVESTRINI, Jorge Hugo. **Turbulência**. Rio de Janeiro: ABCM, v. 4, 2004.

NBR 6123. **Forças devidas ao Vento em Edificações**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 1988.

National Renewable Energy Laboratory (NREL); Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). **20% Wind Energy by 2030 - Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply**. U.S. Department of Energy. Washington. 2008.

OLIVEIRA, Francisco Jose Arteiro de. **Increasing Wind Power Generation Penetration Degree in Brazil: a Challenge for the Brazilian Interconnected Power System**. ONS. [S.l.]. 2013.

PHILIBERT, Cédric.; HOLTTINEN, Hannele. **Technology Roadmap - Wind energy**. Paris. 2013.

PIANEZZOLA, Gilberto. **Mapas de Complementaridade dos Potenciais Solar e Eólico no Estado do Rio Grande do Sul**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2006.

SCHLICHTING, Hermann. **Boundary-Layer Theory**. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1979.

SECRETARIA DE ENERGIA DE SÃO PAULO. **Atlas Eólico do Estado de São Paulo**. Secretaria de Energia de São Paulo. São Paulo. 2012.

SIMAS, Moana Silva. **Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: Estimativa de Geração de Empregos por Meio de uma Matriz Insumo-Produto Ampliada**. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

SUZLON. **Technical Overview - S82 - 1.5 MW**. Site da Suzlon, 2013. Disponível em: <<http://www.suzlon.com/products/l2.aspx?l1=2&l2=8>>. Acesso em: 26 nov 2013.

THRESHER, R.; ROBINSON, M.; VEERS, P. **Wind Energy Technology: Current Status and R&D Future**. Physics of Sustainable Energy Conference. Berkley: NREL. 2008.

UPWIND. **Design limits and solutions for very large wind turbines**. Bruxelas. 2011.

WEGLEY, Harry L.; ORGILL, Montie. M.; DRAKE, Ron L. **A Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion System**. Washington: United States Department of Energy, 1978.

WENCESLAU, Franclin Ferreira. **PROINFA: uma contribuição para a diversificação da matriz energética no Rio Grande do Sul?** Universidade de Santa Cruz do Sul. 2013.

WIND MATCHING. **Turbines**. Wind Matching, 2013. Disponível em: <<http://www.windmatching.com/turbines/>>. Acesso em: 26 nov 2013.

WISER, Ryan. **Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects**. [S.l.]. 2012.

WISER, Ryan; BOLINGER, Mark. **2012 Wind Technologies Market Report**. Washington. 2013.

ZAYAS, J. R. et al. **Active Aerodynamic Load Control for Wind Turbine Blades**. European Wind Energy Conference. Milão: [s.n.]. 2007.