

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL

**ANÁLISE DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO EM
CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E SEUS IMPACTOS NA
GERAÇÃO E CUSTO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL**

RAPHAEL FUEZI MIRANDA

ORIENTADORA: CLÁUDIA MARCIA COUTINHO GURJÃO

COORIENTADORA: MARIANA VOGT VOLKMER

**MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL EM ENGENHARIA
CIVIL**

BRASÍLIA / DF: DEZEMBRO/2014

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL**

**ANÁLISE DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO EM
CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E SEUS IMPACTOS NA
GERAÇÃO E CUSTO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL**

RAPHAEL FUEZI MIRANDA

**MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
CIVIL E AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA CIVIL.**

APROVADA POR:

**CLÁUDIA MÁRCIA COUTINHO GURJÃO, DSc (UnB)
(ORIENTADORA)**

**MARIANA VOGT VOLKMER, MSc (Rialma Energia Eólica S/A)
(COORIENTADORA)**

**CLAUDIO HENRIQUE DE ALMEIDA FEITOSA PEREIRA, DSc (UnB)
(EXAMINADOR INTERNO)**

**RAFAEL AMARAL SHAYANI, DSc (UnB)
(EXAMINADOR EXTERNO)**

DATA: BRASÍLIA/DF, 08 de DEZEMBRO de 2014.

FICHA CATALOGRÁFICA

MIRANDA, RAPHAEL FUEZI

Análise do desenvolvimento tecnológico em centrais geradoras eólicas e seus impactos na geração e custo de energia eólica no Brasil [Distrito Federal] 2014.

xv, 81 p., 297 mm (ENC/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Civil, 2014)

Monografia de Projeto Final - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental.

1. Energia eólica

2. Geração de energia

3. Aerogeradores

4. Custo de energia

I. ENC/FT/UnB

II. Título

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MIRANDA, R.F. (2014). Análise do desenvolvimento tecnológico em centrais geradoras eólicas e seus impactos na geração e custo de energia eólica no Brasil. Monografia de Projeto Final, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 114 p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Raphael Fuezi Miranda

TÍTULO DA MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL: Análise do desenvolvimento tecnológico em centrais geradoras eólicas e seus impactos na geração e custo de energia eólica no Brasil

GRAU / ANO: Bacharel em Engenharia Civil / 2014

É concedida à Universidade de Brasília a permissão para reproduzir cópias desta monografia de Projeto Final e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de Projeto Final pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Raphael Fuezi Miranda

SQS 414 bloco R ap. 206

70297-180 - Brasília/DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela força e discernimento em todos os momentos.

Aos meus pais, pelo incentivo e suporte durante toda a minha vida.

A minha família, pela compreensão nos momentos de cansaço e ansiedade.

À Rialma Energia Eólica S/A, pela colaboração para a realização deste estudo.

À Mariana, pela oportunidade, confiança e aprendizagem.

À Professora Cláudia, pelo acolhimento, apoio e ajuste do foco.

À Professora Maria Alice, pelo exemplo de profissionalismo e competência.

À Professora Ângela, por me ensinar a extrair o melhor de mim.

À Professora Michelle, pela compreensão.

E a todos os amigos, pois foram essenciais para chegar até aqui.

“Afirmo muitas vezes que, se você medir aquilo de que está falando e o expressar em números, você conhece alguma coisa sobre o assunto; mas, quando você não o pode exprimir em números, seu conhecimento é pobre e insatisfatório; pode ser o início do conhecimento, mas dificilmente seu espírito terá progredido até o estágio da Ciência, qualquer que seja o assunto.”

William Thompson (Lord Kelvin)

RESUMO

Um dos sustentáculos da atual economia global é a garantia de energia e, neste contexto, o Brasil apresenta um grande potencial energético ainda não explorado existente sob diversas fontes. A matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente hídrica, que corresponde a mais de dois terços da geração elétrica. Em períodos de estiagem, a garantia do fornecimento é afetada, o que aponta a necessidade da diversificação das fontes comumente exploradas. O aproveitamento eólico para geração de energia elétrica é uma alternativa limpa, renovável e de crescente desenvolvimento mundial. Este trabalho teve por base estudar modelos de aerogeradores comercializados no mercado eólico moderno, bem como a respectiva variação na capacidade de produção energética. Desse modo, apenas as turbinas com eixo horizontal foram analisadas, visto que esse *design* é o princípio dominante na tecnologia eólica atual. A região da Serra do Santana, no estado do Rio Grande do Norte, foi analisada por meio de uma modelagem computacional através dos softwares WAsP, Meteodyn e WindFarmer, para estimar a produção energética de cada turbina para a área de estudo, de modo que a comparação dos resultados obtidos demonstrou a influência do diâmetro das pás e a altura do rotor do aerogerador nos resultados de produção energética. Foi observado que o potencial energético da região é melhor aproveitado por um parque eólico composto pelo modelo de aerogerador de 5 MW de potência nominal, visto que tal configuração apresentou a maior produção energética dentre as alternativas analisadas. Todavia, ao analisar o custo do MWh produzido por cada modelo de turbina, verificou-se que os parques formados por turbinas de potência em torno de 2 MW são mais atrativos economicamente, por apresentarem uma melhor relação custo-benefício.

ABSTRACT

One of the bases of the current economy is energy security and, in this context, Brazil has a large energy untapped potential existing in various sources. The Brazilian energy matrix is predominantly hydraulic, which accounts for over two-thirds of electricity generation. During dry periods the guarantee of supply is affected, which indicates the need for diversification of commonly exploited sources. The use of wind for electricity generation is a clean alternative, renewable and growing global development. This work studied wind turbine models marketed in the modern wind market as well as their variation in energy production capacity. Thus, only horizontal axis wind turbines were analyzed, as this is the dominant design principle in current wind turbine technology. The Serra de Santana region of the Rio Grande do Norte, state of Brazil, was analyzed through a computer modeling through the softwares WASP, Meteodyn and WindFarmer to estimate the energy production of each turbine for the study area, so that the comparing the results obtained demonstrated the influence of the diameter of the turbine blades and the rotor height results in energy production. It was observed that the energy potential of the region is best explored by a wind farm consisting of the wind turbine model of 5 MW of rated power, as this configuration had the highest energy production among the alternatives analyzed. However, when analyzing the cost per MWh produced by each turbine model, it was found that the wind farm formed by power turbines around 2 MW are more economically attractive because their cost-benefit relationship.

SUMÁRIO

Capítulo	Página
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2 MOTIVAÇÃO	2
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	6
2.2 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	9
2.3 ENERGIA DO VENTO	14
2.4 AEROGERADOR.....	16
2.5 TERRENO	18
2.6 COMPORTAMENTO PROBABILÍSTICO DO VENTO	20
2.7 EFEITO ESTEIRA.....	22
2.7.1 MODELO PARK.....	24
2.7.2 MODELO DE VISCOSIDADE TURBULENTA	25
2.8 TURBULÊNCIA.....	26
2.9 PRODUÇÃO DE ENERGIA DE UM AEROGERADOR.....	27
2.10 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	30
2.10.1 WAsP	30
2.10.2 Meteodyn WT	31
2.10.3 WindFarmer	32
3 METODOLOGIA	35
3.1 PROCEDIMENTO ADOTADO.....	35
3.2 EXPOSIÇÃO DO ESTUDO DE CASO	36
3.3 DESCRIÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO	37
3.4 ESCOLHA DOS SOFTWARES.....	39
3.5 BASE DE DADOS DE VENTO.....	40
3.5.1 ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO DE VENTO.....	40
3.5.2 SENSORIAMENTO REMOTO	41
3.6 ESCOLHA DOS AEROGERADORES.....	44
3.7 MODELO DIGITAL DO TERRENO	46
3.8 INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS DE VENTO.....	47

3.9	MODELAGEM DO ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO.....	49
3.10	CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA	51
3.10.1	AEROGERADOR ISOLADO	53
3.10.2	PARQUE EÓLICO	53
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	59
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO.....	59
4.2	GERAÇÃO ELÉTRICA DE UM AEROGERADOR ISOLADO.....	62
4.2.1	INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DE ALTURA DO ROTOR.....	62
4.2.2	INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DE DIÂMETRO DAS PÁS	63
4.3	GERAÇÃO ELÉTRICA DE UM PARQUE EÓLICO.....	66
4.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	71
4.5	COMPARAÇÃO ENTRE AS SITUAÇÕES HIPOTÉTICA E REAL DE PROJETO.....	75
5	CONCLUSÕES	77
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	77
5.2	VARIAÇÃO NA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA.....	77
5.3	IMPACTO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	78
5.4	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80
	APÊNDICE A – TORRE DE MEDIÇÃO DE VENTOS SERRA DE SANTANA RN0182	
	APÊNDICE B – MAPAS DE CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO	83
B.1	VELOCIDADE DO VENTO	83
B.2	TURBULÊNCIA	86
B.3	<i>SHEAR</i>	89
	APÊNDICE C – RESULTADOS DA MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	92
C.1	AEROGERADOR ISOLADO	92
C.2	PARQUE EÓLICO.....	93
	APÊNDICE D – QUANTIDADE MÁXIMA DE AEROGERADORES NO DOMÍNIO... 94	
	APÊNDICE E – HISTOGRAMAS DE VELOCIDADES E AJUSTE PELA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL	97
	APÊNDICE F – ANÁLISE DO PARÂMETRO <i>SHEAR</i>	99

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
Figura 1.1 Matriz energética e matriz elétrica no mundo e no Brasil (modificado - MME, 2014a).....	2
Figura 1.2 Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (modificado - EPE, 2013)	4
Figura 1.3 Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica (Atlas Eólico: Bahia, 2013).....	5
Figura 2.1 Capacidade eólica mundial instalada 1997-2013 (modificado - WWEA, 2014)	8
Figura 2.2 Países de maiores capacidades instaladas no mundo e Brasil em 2013 (modificado - WWEA, 2014)	8
Figura 2.3 Primeira turbina eólica instalada no Brasil (CBEE, 2000 apud ANEEL, 2005)	9
Figura 2.4 Segunda turbina eólica instalada no Brasil (CBEE, 2000 apud ANEEL, 2005)	9
Figura 2.5 Comportamento vertical da velocidade do vento - <i>wind shear</i> (modificado - Eletrobrás et al. 2008)	15
Figura 2.6 Componentes de um aerogerador (Miranda, 2014)	16
Figura 2.7 Curvas de potências genéricas para diversas densidades (Miranda, 2014)	18
Figura 2.8 Frequência de distribuição da velocidade do vento (Miranda, 2014).....	20
Figura 2.9 Função densidade de probabilidade de Weibull para diversos fatores de forma k (PROVENTOS, 2014).....	21
Figura 2.10 Função densidade de probabilidade de Weibull para diversos fatores de escala c (PROVENTOS, 2014).....	22
Figura 2.11 Exemplos de rosas dos ventos (Miranda, 2014)	23
Figura 2.12 Velocidade do vento antes e após uma turbina eólica numa esteira no modelo PARK. (Fonte: Garrad Hassan, 2013 – modificado)	24
Figura 2.13 Velocidade do vento antes e após uma turbina eólica numa esteira no modelo de Viscosidade Turbulenta. (Fonte: Garrad Hassan, 2013 – modificado)	25
Figura 2.14 Produção anual de energia estimada segundo a distribuição Normal (Garrad Hassan, 2014 - modificado)	29
Figura 3.1 Metodologia do estudo.....	35
Figura 3.2 Metodologia computacional do estudo	36

Figura 3.3 Localização do município de Tenente Laurentino Cruz (Fonte: Wikipedia – modificado)	37
Figura 3.4 Localização da estação de medição de vento (Fonte: Google Earth, 2014)	38
Figura 3.5 Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte (COSERN, 2003)..	38
Figura 3.6 Localização da estação de medição de vento (Fonte: Google Earth, 2014)	41
Figura 3.7 Sodar utilizado no estudo (Miranda, 2014)	42
Figura 3.8 Localização do ponto de medição do Sodar (Fonte: Google Earth, 2014)	43
Figura 3.9 Aerogeradores selecionados para o estudo (Miranda, 2014)	44
Figura 3.10 Curvas de potência das turbinas do estudo (Densidade 1,09 kg/m ³)	44
Figura 3.11 Curvas de empuxo das turbinas do estudo	45
Figura 3.12 Modelo digital de orografia SRTM (Fonte: Global Mapper, 2014)	46
Figura 3.13 Modelo digital do terreno (Fonte: WAsP Map Editor)	48
Figura 3.14 Série de dados importada no WindFarmer	49
Figura 3.15 Espaço de trabalho do Meteodyn WT RG	51
Figura 3.16 Área de trabalho do WindFarmer	52
Figura 3.17 Limites do parque eólico proposto	55
Figura 3.18 Espaçamento de cada modelo de turbina segundo suas distâncias mínimas de separação (Miranda, 2014)	56
Figura 3.19 Janela de otimização do WindFarmer	58
Figura 4.1 Rosa dos ventos para a altura de referência de 148 metros	60
Figura 4.2 Velocidade média do vento em função da altura medida pelo Sodar	60
Figura 4.3 Direção média do vento em função da altura medida pelo Sodar	61
Figura 4.4 Turbulência média em função da altura medida pelo Sodar	61
Figura 4.5 Produção Anual de Energia de uma turbina segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos	63
Figura 4.6 Fator de capacidade de uma turbina segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos	64
Figura 4.7 Fatores de capacidade das turbinas de 2000 kW segundo o nível de excedência P90	65
Figura 4.8 Produção Anual de Energia das turbinas de 2000 kW segundo o nível de excedência P90	65
Figura 4.9 Quantidades de aerogeradores máxima e definida para o parque eólico	66
Figura 4.10 Eficiência de layout dos parques eólicos por modelo de esteira simulado	67
Figura 4.11 Eficiência individual mínima dos parques eólicos	67

Figura 4.12 Fator de capacidade dos parques eólicos por modelo de esteira simulado.....	68
Figura 4.13 Produção Anual de Energia (PAE) dos parques eólicos segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos.....	69
Figura 4.14 Intensidade de turbulência máxima e média nas turbinas dos parques eólicos	70
Figura 4.15 Custo por potência nominal (R\$/kW).....	71
Figura 4.16 Custo por área unitária de varrimento do rotor (R\$/m ²).....	72
Figura 4.17 Custo unitário da energia gerada (R\$/MWh/ano).....	74
Figura 4.18 Delimitação da área do estudo e representam das áreas permissíveis para receber aerogeradores no caso real do projeto existente na região	75
Figura 4.19 Layout do parque eólico de 96 turbinas modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros	76
Figura 4.20 Layout do parque eólico de 45 turbinas modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros	76
Figura A.1: Perfil da torre de medição de ventos Serra do Santana.....	82
Figura B.1 Velocidade do vento a 55 metros de altura	83
Figura B.2 Velocidade do vento a 65 metros de altura	83
Figura B.3 Velocidade do vento a 78 metros de altura	84
Figura B.4 Velocidade do vento a 93 metros de altura	84
Figura B.5 Velocidade do vento a 125 metros de altura	85
Figura B.6 Velocidade do vento a 140 metros de altura	85
Figura B.7 Turbulência a 55 metros de altura.....	86
Figura B.8 Turbulência a 65 metros de altura.....	86
Figura B.9 Turbulência a 78 metros de altura.....	87
Figura B.10 Turbulência a 93 metros de altura.....	87
Figura B.11 Turbulência a 125 metros de altura.....	88
Figura B.12 Turbulência a 140 metros de altura.....	88
Figura B.13 <i>Shear</i> a 55 metros de altura.....	89
Figura B.14 <i>Shear</i> a 65 metros de altura.....	89
Figura B.15 <i>Shear</i> a 78 metros de altura.....	90
Figura B.16 <i>Shear</i> a 93 metros de altura.....	90
Figura B.17 <i>Shear</i> a 125 metros de altura.....	91
Figura B.18 <i>Shear</i> a 140 metros de altura.....	91
Figura D.1 Quantidade máxima de turbinas A52 (347 turbinas).....	94
Figura D.2 Quantidade máxima de turbinas B90 (119 turbinas)	94

Figura D.3 Quantidade máxima de turbinas C97 (106 turbinas)	95
Figura D.4 Quantidade máxima de turbinas D114 (78 turbinas)	95
Figura D.5 Quantidade máxima de turbinas E128 (63 turbinas).....	96
Figura E.1 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 70 metros.....	97
Figura E.2 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 90 metros.....	97
Figura E.3 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 130 metros.....	98
Figura F.1 <i>Shear</i> a 78 metros e layout com 96 turbinas tipo C97 2000 kW 78m.....	99

LISTA DE TABELAS

Tabela	Página
Tabela 2.1 Atlas de potencial eólico publicados no Brasil	10
Tabela 2.2 Tipos de leilões com conforme horizontes de contratação.....	12
Tabela 2.3 Relação demanda e capacidade produtiva da indústria nacional considerando apenas os fabricantes atualmente credenciados no FINAME	14
Tabela 2.4 Componentes de um aerogerador	16
Tabela 2.5 Classificação da superfície quanto à rugosidade	19
Tabela 2.6 Variáveis da distribuição normal.....	29
Tabela 3.1 Especificações de medição de dados de vento do Sodar	43
Tabela 3.2 Características técnicas dos aerogeradores escolhidos.....	45
Tabela 3.3 Comprimentos de rugosidade identificados na área de estudo.....	47
Tabela 3.4 Alturas de medição utilizadas nas simulações	50
Tabela 3.5 Alturas de simulação de cada turbina individualmente.....	53
Tabela 3.6 Parâmetros de projeto de parque eólico utilizados no estudo	54
Tabela 3.7 Eixos das distâncias elípticas de separação entre aerogeradores	56
Tabela 3.8 Quantidade de aerogeradores e capacidade instalada máxima de cada modelo de turbina.....	57
Tabela 4.1 Resumo das estatísticas de vento.....	59
Tabela 4.2 Dados climatológicos no local	59
Tabela 4.3 Custo da energia produzida e produção energética de cada tipo de parque	73
Tabela 4.4 Características das situações hipotética e real de projeto.....	75
Tabela A.1: Altura dos equipamentos de medição.....	82
Tabela C.1 Resultados da modelagem de um aerogerador isolado.....	92
Tabela C.2 Resultados da modelagem de parque eólico	93

LISTA DE SÍMBOLOS

A	variável padronizada da distribuição normal	[adimensional]
A_H	área horizontal média dos elementos de rugosidade	[m ²]
c	fator de escala de Weibull	[m/s]
C_p	coeficiente de potência	[adimensional]
C_t	coeficiente de empuxo	[adimensional]
D	diâmetro varredura das pás	[m]
E	energia cinética da massa de ar em movimento	[J]
E	produção anual média estimada	[GW/ano]
F	parâmetro de Corolis	[s ⁻¹]
f(v)	frequência percentual de ocorrência	[%]
FC	fator de capacidade da turbina eólica	[%]
G	vento geostrófico	[m/s]
h	altura acima do solo	[m]
h'	altura do rotor da turbina	[m]
IT	intensidade de turbulência	[%]
K	constante de von Karman	[adimensional]
k	fator de forma de Weibull	[adimensional]
k'	constante de decaimento da esteira	[adimensional]
L_m	escala de comprimento	[m]
m	massa do volume de ar	[kg]
M	valor central estimado	[GW/ano]
P	potência disponível no vento	[W]
PAE	Produção Anual de Energia	[kWh]
P_n	potência nominal da turbina	[kW]
P_t	potência extraída do vento	[W]
r	distância radial	[m]
S	seção transversal do elemento de rugosidade	[m ²]
U_m	escala de velocidade	[m/s]
v	velocidade do vento	[m/s]
V	velocidade radial	[m/s]
v^*	velocidade de atrito	[m/s]
V_e	velocidade do vento na esteira	[m/s]
x	distância axial	[m]
Z_0	comprimento de rugosidade	[m]
Δ	Incerteza padrão	[%]
ε	viscosidade turbulenta	[m ² /s]
ε_{amb}	turbulência ambiental	[m ² /s]
ρ	massa específica do ar	[kg/m ³]
σ	desvio padrão da velocidade	[m/s]
\overline{uv}	tensão de cisalhamento	[m ² /s ²]

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A exploração das fontes energéticas tem por objetivo primordial favorecer a qualidade de vida da sociedade, sendo o alicerce da atual economia. É evidente que os avanços advindos da manipulação dos recursos da natureza para a produção energética fundamentaram o desenvolvimento de novos processos e tecnologias ao longo da história.

O uso da energia elétrica é um grande facilitador de procedimentos e interações da humanidade, o que determina as infindáveis atividades que definem o ser humano moderno. A expansão da indústria, a eliminação de fronteiras por meio da propagação de informações e a logística de transporte são exemplos dessa gestão integrada da atual sociedade.

O crescimento econômico e a oferta de energia elétrica podem relacionar-se gerando um círculo virtuoso ou um círculo vicioso. Maior oferta de energia elétrica estabelece condições para o crescimento econômico e o crescimento incorpora mais energia ao processo produtivo. Ou, ao contrário, menor oferta de energia freia o crescimento, que, por sua vez, desarticula o setor de produção de energia elétrica (COSTA *et al.* 2004).

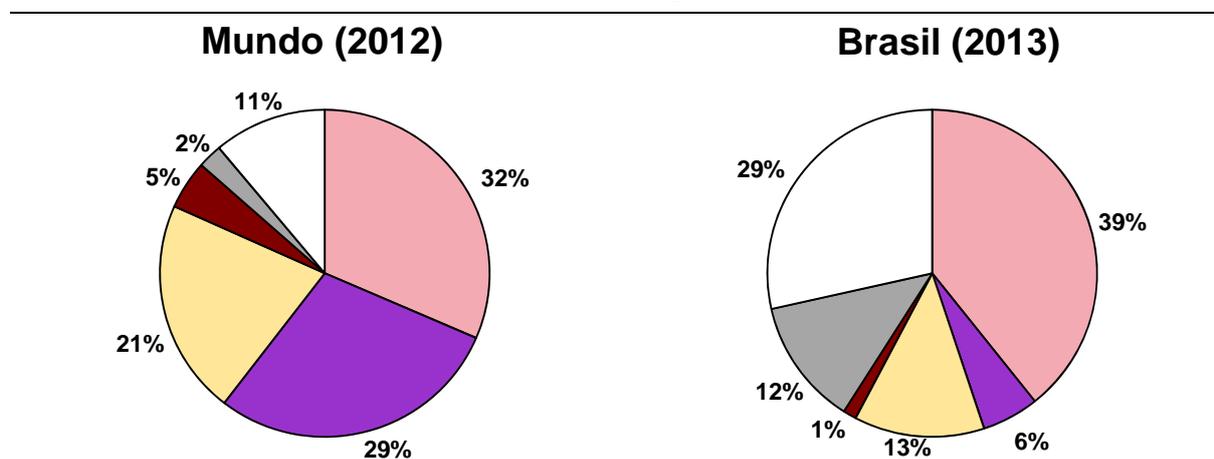
Matriz energética é uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região, quando segmentada por fonte. Do mesmo modo, a matriz elétrica é composta pelas fontes de geração de energia elétrica. A Figura 1.1 mostra a matriz energética mundial, na qual há predominância dos combustíveis fósseis, que além de causarem um grande impacto ambiental, em virtude da emissão de gases que agravam o efeito estufa, são limitadas no planeta. Tal cenário expõe a necessidade de ampliar a parcela das fontes denominadas renováveis, cuja parcela é de 13% na matriz de uso de energia primária no mundo.

A energia eólica é uma alternativa limpa e renovável para produção de energia elétrica, com baixos impactos ambientais. Esta fonte tem tido seu aproveitamento crescente no mundo, especialmente na Europa, estimulada pela grande aceitação social e pelos estímulos governamentais e institucionais, motivados principalmente pelos aspectos ambientais. As fontes energéticas renováveis, em especial a eólica, mostram-se atrativas, tanto pelo caráter não poluente quanto por se apresentarem como uma fonte inesgotável de energia (CUSTÓDIO, 2013).

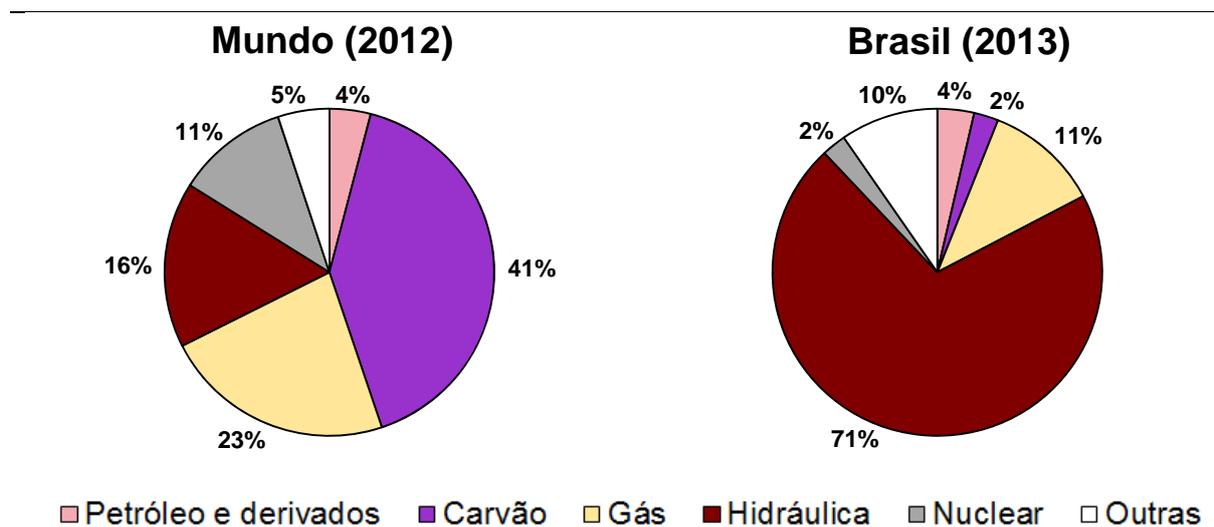
1.2 MOTIVAÇÃO

A energia hidráulica possui tecnologias de aproveitamento devidamente consolidadas e tem expressiva participação na matriz elétrica nacional, ao contrário das demais fontes renováveis. A hidroeletricidade é uma alternativa vantajosa no Brasil, visto que o país possui uma hidrografia privilegiada para o aproveitamento hidroelétrico em grande parte do seu território. A Figura 1.1 mostra que apenas 20% da matriz elétrica do mundo provém de fontes renováveis, ao passo que, no Brasil, essa parcela é superior a 80%. O Plano Nacional de Energia 2030 (MME e EPE, 2007) indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil.

Matriz Energética



Matriz Elétrica



■ Petróleo e derivados ■ Carvão ■ Gás ■ Hidráulica ■ Nuclear □ Outras

Figura 1.1 Matriz energética e matriz elétrica no mundo e no Brasil (modificado - MME, 2014a).

Todavia, depender essencialmente de uma fonte de energia elétrica representa um risco para a oferta de energia ao longo do ano, já que a ocorrência de poucas chuvas em determinado período acarretará baixos níveis nos reservatórios, o que compromete a geração das usinas hidrelétricas. Um dos grandes desafios energéticos do Brasil está na uniformização dessa oferta, visto que, ao passo que a matriz se torna diversificada, é como se os reservatórios existentes tivessem um aumento do volume acumulável, tendo em vista a sazonalidade de cada fonte.

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2012-2022 (MME e EPE, 2013) apontam a necessidade de incremento médio anual de capacidade de 8.000 MW nos próximos 10 anos. Embora o Brasil seja privilegiado por diversas fontes de energia, a base de geração de energia elétrica nacional é hidrotérmica, correspondendo a mais de 85% da geração elétrica no país. No ano de 2001, o resultado da crise energética foi o racionamento de energia, uma vez que naquela época o país não possuía uma base de geração térmica para reforçar o sistema em tempos de baixa dos níveis dos reservatórios. Já em 2014, em tempos de nova crise energética nacional, o plano emergencial consistiu no acionamento de toda a matriz térmica para garantir o suprimento energético, mas a um custo alto, da ordem de R\$ 1.000/MWh. Para efeitos de comparação, projetos eólicos e hidrelétricos têm negociado energia a valores próximos de R\$ 100/MWh.

O Plano Decenal de Energia 2012-2022 (MME e EPE, 2013) indica a energia eólica como a fonte que mais crescerá até 2022, atingindo 17,4 GW de capacidade instalada e representando 9,5% da matriz elétrica nacional conforme mostrado na Figura 1.2. Desse modo, será a terceira maior participação das fontes de geração, atrás apenas da hidrelétrica e da térmica. Mesmo com a escassez de chuvas no fim de 2013 e no início de 2014, as hidrelétricas foram acionadas de forma a suprir a demanda energética, o que comprometeu mais ainda os baixos níveis dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste, que correspondem a cerca de 70% da capacidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). É importante lembrar que o uso intenso dos baixos volumes acumulados onera outras funções dos reservatórios de acumulação, como a navegação e, principalmente, o abastecimento de água.

No Brasil, há possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica, visto que o maior potencial eólico, em especial na região Nordeste, ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica, conforme ilustrado na Figura 1.3. A geração eólica poderia exercer um padrão semelhante à complementação térmica, entretanto a participação eólica na matriz elétrica nacional ainda é pequena. Segundo Carvalho *et al.* (2012), a interligação dos parques eólicos com a rede hidrelétrica, visando estruturar um sistema

hidroelétrico, contribuirá para suavizar a intermitência dos ventos, pois isso permite que se firme a energia eólica, mediante a economia da água dos reservatórios hidrelétricos, para ser usada na geração de eletricidade durante as estações secas, nas quais normalmente os ventos são mais fortes e fartos.

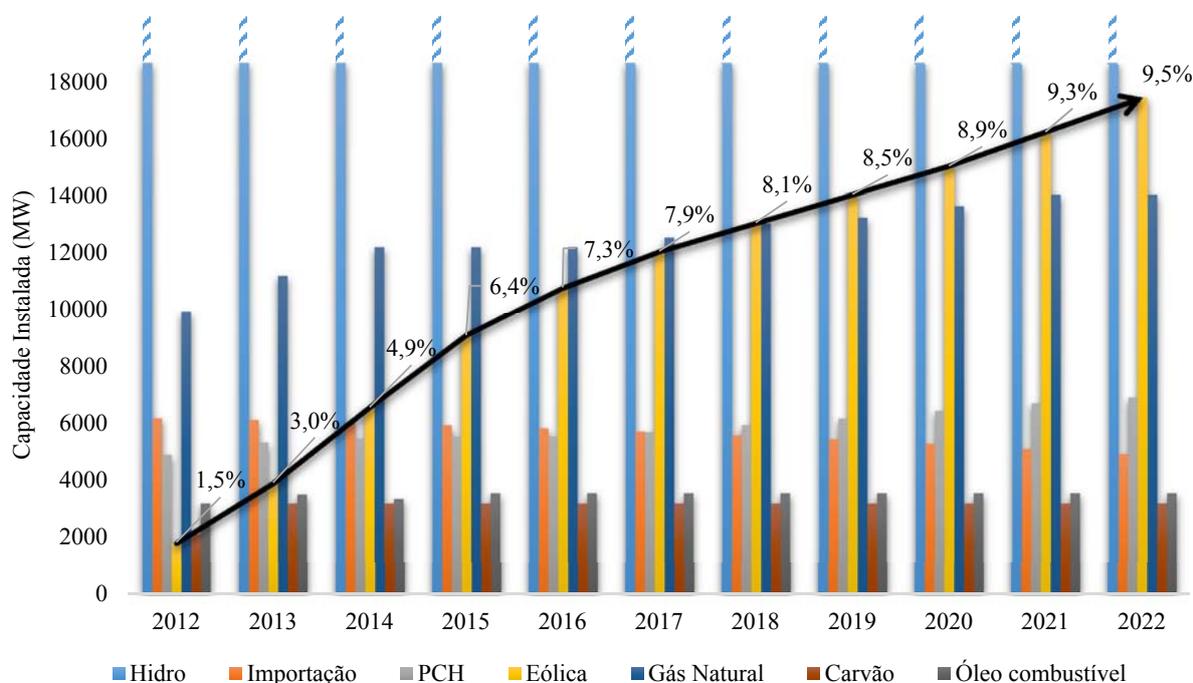


Figura 1.2 Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (modificado - EPE, 2013).

Outro fator determinante para o aumento da representatividade da energia eólica na matriz energética brasileira consiste no melhor aproveitamento do recurso a partir do desenvolvimento e otimização da tecnologia de geração eólica. Desde os anos 1980, quando as primeiras turbinas eólicas comerciais foram desenvolvidas, melhoraram-se bastante suas características de *design*, eficiência e capacidade instalada. Embora muitos caminhos diferentes tenham sido tomados em direção ao *design* ideal de uma turbina, ocorreu uma significativa consolidação e a maioria das turbinas comerciais que operam são as de eixo horizontal com três pás uniformemente espaçadas. As turbinas eólicas tiveram um crescimento acentuado nas suas dimensões. Os geradores das grandes turbinas modernas são 100 vezes maiores do que aqueles dos anos 1980. No mesmo período, o diâmetro do rotor aumentou oito vezes (PINTO, 2013). Portanto, a importância da expansão da energia no país reside na necessidade de uniformização da oferta ao longo do ano, na redução de custos em tempos de estiagem e no aumento da confiabilidade no atendimento.

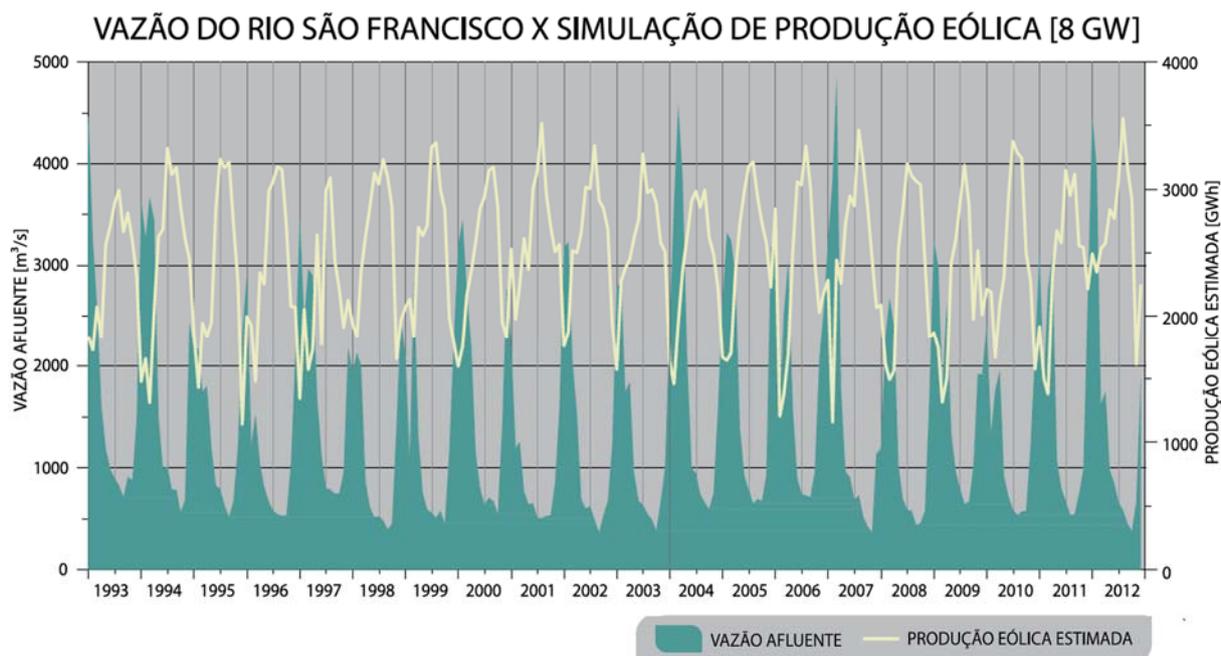


Figura 1.3 Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica (Atlas Eólico: Bahia, 2013).

1.3 OBJETIVOS

Esta pesquisa visa estudar, comparativamente, diferentes modelos comerciais de turbinas de eixo horizontal aplicados a um sítio eólico, de modo a evidenciar o ganho de produção energética associado na utilização de modelos de maiores dimensões e verificar, do ponto de vista econômico e logístico, sua real vantagem. Pretende-se avaliar o impacto da diferença de produção energética no custo e na produção de energia elétrica no Brasil.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Estudar modelos de turbinas eólicas comercializados no mercado eólico moderno bem como a respectiva variação na capacidade de produção energética;
- ✓ Analisar a região da Serra de Santana no estado do Rio Grande do Norte por meio de uma modelagem computacional para se verificar se a produção energética é influenciada pelo diâmetro das pás e pela altura do rotor do aerogerador, utilizando os *softwares* WASP, Meteodyn e WindFarmer;
- ✓ Comparar o custo do MWh produzido por cada modelo de turbina e verificar custo-benefício desse incremento;
- ✓ Estimar o potencial eólico da região estudada que não é aproveitado em virtude da utilização de modelos com menores dimensões e, conseqüentemente, menor potência instalada.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

Salvo discordâncias entre historiadores acerca da data do primeiro projeto com aproveitamento dos ventos, a invenção precursora dos modernos aerogeradores foi o moinho de vento. O primeiro registro comprovado, datado do século VII, aponta a região do Oriente Médio como a pioneira dos moinhos de vento, e, durante a Idade Média, a tecnologia se disseminou pela Ásia e Europa. A concepção inicial possuía fins predominantemente agrícolas, como a obtenção de água para irrigação e moagem de grãos (PINTO, 2013).

A evolução dos moinhos de vento ocorreu de maneira empírica, ou seja, a eficiência de cada configuração ditou os ajustes dos projetos iniciais. Uma tecnologia de moinhos de vento propriamente dita só foi existir a partir do século XVII com a consolidação do pensamento científico e desenvolvimento das ciências exatas, resultando no aumento significativo do número de moinhos de vento na Europa, com destaque para a Holanda.

A Revolução Industrial de certa maneira freou a proliferação dos moinhos de ventos, tendo em vista a utilização da máquina a vapor em larga escala. Entretanto, melhorias no desenho dos moinhos de vento também foram observadas. Durante o século XIX, os Estados Unidos assumiram papel de destaque na área ao desenvolver e patentear modelos de moinhos de vento relacionados predominantemente ao bombeamento de água.

A evolução da tecnologia do aproveitamento dos ventos sempre esteve atrelada ao desenvolvimento científico disponível na época, e, com o advento da eletricidade, os moinhos de vento obtiveram um novo rumo. O uso para produção de energia mecânica foi ampliado com a utilização de moinhos de vento como geradores elétricos.

O primeiro modelo visando ao aproveitamento elétrico foi construído em 1887 na Escócia, pelo engenheiro eletricitista James Blyth. O modelo possuía 10 metros de altura e eixo vertical. Outro marco foi a turbina de eixo vertical desenvolvida pelo americano Charles Brush, em 1888, que possuía um gerador de 12 kW, altura da torre de 18,3 metros e diâmetro do rotor de aproximadamente 17 metros (PINTO, 2013).

A moderna tecnologia de geração eólica se deve grandemente aos estudos dinamarqueses, visto que, no início do século XX, um grande número de turbinas foi construído e projetado. Os primeiros modelos comerciais se destinavam a alimentar áreas rurais e isoladas que não eram conectadas à rede pública. Além da Dinamarca, o desenvolvimento comercial e científico de turbinas eólicas foi notável na Holanda, na Alemanha e nos Estados Unidos.

Durante quase todo século XX, a matriz energética mundial era basicamente formada por petróleo e carvão. Durante a Primeira Guerra Mundial, os preços dos combustíveis aumentaram substancialmente, o que acelerou o desenvolvimento de turbinas eólicas para a geração de eletricidade. Com o fim da guerra e o barateamento do preço dos combustíveis, a busca de um modelo comercial para geração eólica perdeu força. Todavia, na Segunda Guerra Mundial, os preços dos combustíveis novamente aumentaram, ocasionando novo interesse pela geração eolielétrica. Diferentemente do ocorrido no primeiro período pós-guerra, mesmo com o fim do período bélico e a estabilização dos preços dos combustíveis fósseis, o interesse de gerar energia elétrica em larga escala a partir dos ventos continuou a se desenvolver.

Entretanto, a energia eólica não era competitiva economicamente e tal panorama se manteve até o marco que mudou a mentalidade da geração energética mundial, a Crise do Petróleo de 1973. O aumento dos preços e a diminuição da oferta dos combustíveis fósseis evidenciaram o quanto a economia global era dependente das fontes primárias de energia. Neste contexto, surge a ideia de fontes renováveis de energia, que, a partir dos anos 1980, ganha subsídios governamentais para o seu desenvolvimento, sobretudo nos Estados Unidos, que, aliados à indústria dinamarquesa de turbinas, impulsionaram o mercado eólico de uma vez por todas. A preocupação com a proteção ambiental aliada às políticas de incentivos fiscais foram fatores influenciadores para o expressivo crescimento do uso de energia eólica, o que aumentou as pesquisas de potencial eólico e desempenho de componentes e materiais de aerogeradores (PINTO, 2013).

A difusão e o uso de fontes renováveis de energia substituem o antigo paradigma da emissão de gases do efeito estufa pela emissão de créditos de carbono. A redução da emissão de outros gases, igualmente geradores do efeito estufa, também pode ser convertida em créditos de carbono, utilizando-se o conceito de Carbono Equivalente (equivalência em dióxido de carbono). Cada crédito de carbono equivale a uma tonelada de CO₂ (dióxido de carbono equivalente) não emitida ou retirada da atmosfera. Os créditos concedidos podem ser negociados no mercado mundial por meio de Certificados de Emissões Reduzidas (CER), gerando uma receita adicional para o país, aliada à própria natureza intrínseca não geradora de resíduos dessa fonte renovável.

Neste sentido, a energia eólica a cada ano ganha papel de maior destaque dentre as fontes renováveis de energia conectadas às redes de distribuição. Por outro lado, a tecnologia de produção de energia em pequena escala também é uma alternativa com a crescente presença de microgeradores eólicos no mercado.

Atualmente, a capacidade eólica instalada mundial já passa dos 300 GW, conforme mostra a Figura 2.1, e o prognóstico é que o patamar de 700 GW seja atingido até 2020. O Brasil possui a 13ª maior capacidade instalada do mundo segundo a Figura 2.2.



Figura 2.1 Capacidade eólica mundial instalada 1997-2013 (modificado - WWEA, 2014).

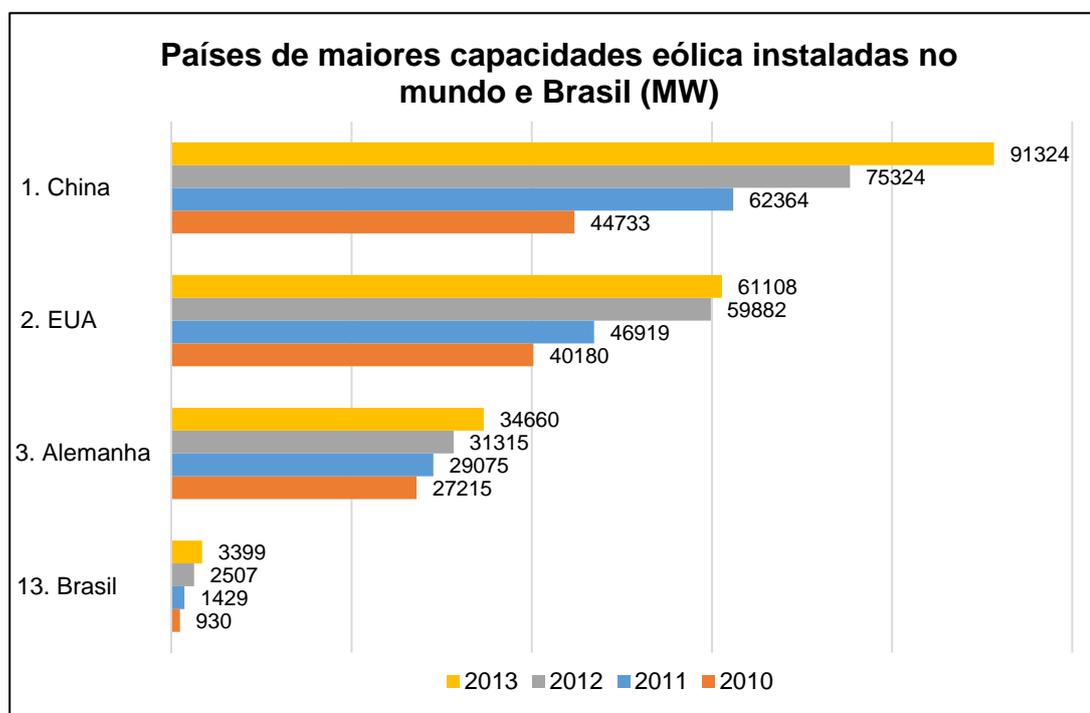


Figura 2.2 Países de maiores capacidades instaladas no mundo e Brasil em 2013 (modificado - WWEA, 2014).

2.2 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Diferentemente da matriz elétrica mundial, o Brasil tem sua base nas fontes renováveis, com amplo destaque para a fonte hidráulica que corresponde a mais de dois terços da produção elétrica nacional. Tal fato demonstra a dependência do sistema elétrico nacional da hidroeletricidade e a realidade do racionamento de energia, ocorrida no início no século XXI, denunciou a necessidade da diversificação da matriz energética nacional.

No âmbito da energia eólica, somente a partir dos anos 1970 a primeira base de dados de vento brasileira começou a ser criada. Entretanto, como as medições anemométricas eram advindas basicamente de estações meteorológicas e aeroportos, à altura de aproximadamente 10 metros, as características da superfície do terreno tinham grande influência nos dados medidos. Do mesmo modo que a implantação de projetos eólicos, os estudos do potencial eólico nacionais também são recentes, tendo em vista que, apenas durante os anos 1990, medições anemométricas realizadas a alturas acima de 20 metros foram realizadas, dando viabilidade para a instalação das primeiras unidades geradoras.

Em 1992, a primeira turbina eólica foi instalada no Brasil, no arquipélago de Fernando de Noronha, conforme mostra a Figura 2.3. O modelo de 75 kW e 17 metros de diâmetro foi instalado à altura de 23 metros e chegou a produzir na época 10% da energia consumida no arquipélago. A segunda turbina eólica foi instalada no ano 2000 com investimento da Aneel. O modelo V27 da empresa dinamarquesa Vestas de 225 kW e 26 metros de diâmetro de pás, mostrado na Figura 2.4, foi instalado em uma torre de aproximadamente 33 metros de altura. Aliada à primeira turbina, 25% da energia gerada na região era advinda da fonte eólica na época.

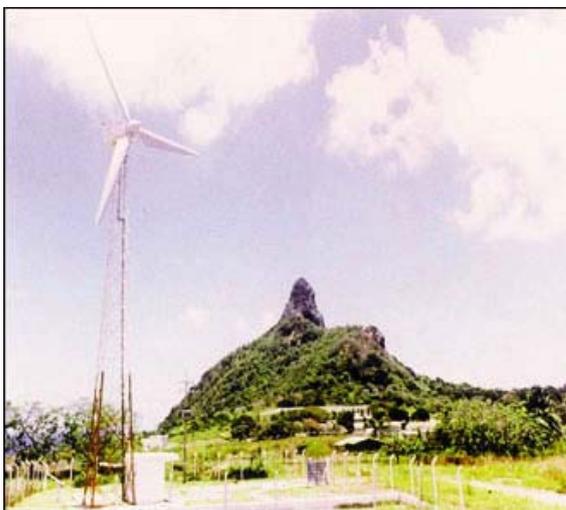


Figura 2.3 Primeira turbina eólica instalada no Brasil (CBEE, 2000 apud ANEEL, 2005).



Figura 2.4 Segunda turbina eólica instalada no Brasil (CBEE, 2000 apud ANEEL, 2005).

Segundo Pinto (2013), a instalação da primeira turbina eólica no Brasil foi importante para o desenvolvimento de pesquisas nacionais na área. Todavia, a energia eólica como alternativa para geração elétrica em larga escala ainda era uma realidade muito distante na época, tendo em vista o alto custo da tecnologia e a falta de incentivos governamentais para o desenvolvimento do setor.

O primeiro grande estímulo ao desenvolvimento da energia eólica no Brasil aconteceu no ano 2001, com a publicação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Desenvolvido para uma altura de 50 metros, o potencial estimado foi de 143,47 GW. Segundo Simas (2012), o atlas do potencial eólico brasileiro deveria ser atualizado para alturas superiores a 100 metros, tendo em vista o mercado atual de turbinas eólicas e a necessidade de maior resolução no mapeamento. O potencial *offshore* do Brasil ainda carece de um atlas eólico, mas é certo que a implantação de tecnologia *offshore* tem boas perspectivas, levando-se em consideração os mais de 7 mil quilômetros de costa em território nacional. A Tabela 2.1 caracteriza os atlas de vento disponíveis no Brasil.

Tabela 2.1 Atlas de potencial eólico publicados no Brasil.

Ano de publicação	Atlas do potencial eólico	Altura do potencial
1999	Estado do Paraná	50 m
2001	Estado do Ceará	50 / 70 m
2001	Potencial Eólico Brasileiro	50 m
2002	Estado do Rio Grande do Sul	50 / 75 / 100 m
2002	Estado da Bahia	50 / 70 m
2003	Estado do Rio Grande do Norte	50 / 75 / 100 m
2002	Estado do Rio de Janeiro	50 / 75 / 100 m
2009 (atualização)	Estado do Paraná	50 / 75 / 100 m
2009	Estado de Alagoas	50 / 75 / 100 m
2009	Estado do Espírito Santo	75 / 100 m
2010	Estado de Minas Gerais	50 / 75 / 100 m
2012	Estado de São Paulo	50 / 75 / 100 m
2013 (atualização)	Estado da Bahia	80 / 100 / 120 / 150 m Offshore: 100 m

Convenientemente para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, a publicação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro coincidiu com o período de racionamento de energia durante os anos 2001 e 2002. A busca pela diversificação da matriz energética brasileira foi

colocada em pauta e a energia eólica começa a receber os seus primeiros incentivos para se consolidar no Brasil.

Nesse contexto, em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O intuito era promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais (MME, 2004c).

O programa foi de suma importância para o desenvolvimento da energia eólica, bem como para a fomentação de uma indústria eólica no Brasil. Um total de 119 novos empreendimentos foi contratado pelo programa, com capacidade instalada de 2.649,87 MW, compreendendo 963,99 MW em usinas eólicas.

O Proinfa teve dificuldades para se desenvolver, pois, dos 3300 MW previstos para a primeira fase do programa, 20% desse montante não foi instalado. Outras questões que inibiram a permanência desse modelo de contratação foram os atrasos de cronograma, atrasos nas conexões das usinas e a própria falta de interesse na regulação da segunda fase do programa. Assim sendo, o Governo optou por mudar o regime de contratação de energia elétrica, com a adoção de leilões de energia, um dos modelos do atual mercado de energia nacional.

O segmento de geração pode ser classificado como ambiente de competição controlada. Para que um agente gerador entre no sistema elétrico com um novo empreendimento, é necessário obter a autorização ou concessão do Poder Público. A concessão de uso pelo Poder Público ocorre em processos de licitação pública, cujo critério preponderante de julgamento de propostas é o menor preço para energia destinada ao atendimento do consumidor cativo. O agente gerador pode comercializar energia em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (CHAVES, 2010).

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os agentes vendedores (geradores, comercializadores e autoprodutores) e as distribuidoras estabelecem Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) precedidos de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os geradores, consumidores livres, autoprodutores, comercializadores, importadores e exportadores de energia estabelecem entre

si contratos bilaterais de compra e venda de energia com preços e quantidades livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

A palavra leilão é comumente conhecida pelo tipo de modalidade na qual compradores competem entre si para comprar um bem, na qual a venda pública é feita a quem ofereça o maior preço, o que caracteriza um leilão de venda. No regime de contratação de energia elétrica realizado pelo governo brasileiro, o termo leilão se refere ao regime de compra. Nesse caso, o modelo se inverte, o vencedor é aquele que oferece o menor preço, dadas as condições mínimas estabelecidas pelo comprador.

Desse modo, leilões de energia elétrica são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (mercado das distribuidoras). Os vencedores dos leilões celebrarão com os agentes de distribuição Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), correspondendo as suas necessidades de compra para entrega no ano de início de suprimento da energia contratada no certame (MME, 2014b).

Os leilões são divididos segundo o tipo de empreendimento a ser contratado, onde o termo “A” indica o ano início do suprimento de energia e o número seguinte o prazo em anos para a construção e entrega da energia produzida (Ver Tabela 2.2). Para o caso de empreendimentos já existentes, a energia a ser contratada é denominada velha e o prazo de entrega de energia é mais curto. A energia nova é aquela proveniente de empreendimentos autorizados pela Aneel, em fase de projeto ou construção, com maiores prazos para entrada em operação.

Tabela 2.2 Tipos de leilões com conforme horizontes de contratação.

Tipo de leilão	Descrição
Leilão A-0	De energia velha e entrega imediata de energia.
Leilão A-1	De energia velha e entrega de energia em curto prazo.
Leilão A-3	De energia nova e entrega de energia em médio prazo.
Leilão A-5	De energia nova e entrega de energia em longo prazo.
Leilão de Ajuste	Objetiva complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor dos agentes de distribuição.
Leilão de Reserva	Objetiva elevar o patamar de segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

No Brasil, grande parte da tecnologia de geração eólica é advinda de países como a Alemanha, Dinamarca, EUA, Índia, Holanda e Espanha, no entanto o governo brasileiro tem incentivado a vinda e o desenvolvimento da tecnologia no âmbito do mercado nacional. A Agência Especial de Financiamento Industrial (FINAME) é uma empresa pública brasileira, subsidiária do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O FINAME é um financiamento do BNDES feito por intermédio de instituições financeiras credenciadas para produção e aquisição de máquinas e equipamentos novos de fabricação nacional para empresas que estejam credenciadas no BNDES.

As regras para enquadramento no FINAME exigem índices de nacionalização na fabricação de cada tipo de componente dos aerogeradores, segundo tabela do BNDES. A possibilidade de optar por diferentes itens para nacionalização confere certa flexibilidade às montadoras, que podem então defini-los com base em suas estratégias e tecnologias de projeto. Como consequência desse processo, empresas estrangeiras (geralmente fornecedores globais das montadoras) estão sendo atraídas para o País e fornecedores locais estão sendo desenvolvidos (ABDI, 2014).

A indústria eólica nacional está dividida em fornecedores de aerogeradores e fabricantes de grandes componentes. Os fornecedores de aerogeradores são em sua essência montadoras, pois podem receber componentes fabricados por outras empresas e realizar apenas a sua integração. A integração total do aerogerador acontece diretamente no parque eólico, pois somente neste momento a torre, as pás e a nacelle são acoplados.

Segundo o Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil, elaborado pela Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), a indústria eólica nacional é capaz de atender a atual demanda, conforme mostrado na Tabela 2.3, com a ressalva de que algumas capacidades produtivas de pás e torres são específicas para determinadas montadoras. Outra questão importante a se considerar é que geralmente há uma concentração de pedidos em determinados períodos do ano, podendo resultar na incapacidade de atendimento de toda a demanda, pois os leilões contratam diversos projetos com o mesmo prazo de início de operação. Neste contexto, o Brasil pode se tornar exportador, visto que atualmente isso ocorre quase que exclusivamente para o caso das pás, o que necessitaria da ampliação da oferta de outros componentes de aerogeradores.

Atualmente, há turbinas ditas “finamizáveis”, que podem ser financiadas pela linha FINAME do BNDES, com potência de até 3 MW, mas a preferência tem sido por máquinas com capacidade em torno de 2 MW. Ao considerar uma demanda média anual de aproximadamente 2 GW para os próximos anos e uma potência média nominal dos

aerogeradores de 2,1 MW, o estudo da ABDI estima que anualmente serão necessários 950 novos aerogeradores no Brasil. A demanda correspondente em termos dos grandes componentes seria então de 2.850 pás, 950 torres e 950 naceles. A capacidade produtiva total de naceles estimada para o fim de 2014 é de 3.300 MW ou 1.583 unidades (novamente para uma potência nominal média por máquina de 2,1 MW), a de torres de aço, 1.638 unidades, a de torres de concreto, 910 unidades e a de pás, 9.100 unidades (porém boa parte das pás são produzidas para atender mercado de exportação).

Tabela 2.3 Relação demanda e capacidade produtiva da indústria nacional considerando apenas os fabricantes atualmente credenciados no FINAME.

Componente	Demanda média anual	Capacidade produtiva nacional
Naceles	950	1.583
Pás	2.850	9.100
Torres	950	2.548

2.3 ENERGIA DO VENTO

Segundo Pinto (2013) as correntes de ar que circulam a Terra sofrem um atrito ao tocarem sua superfície, o que resulta numa força horizontal contrária ao fluxo incidente e decrescente com a altura, até um ponto chamado de camada-limite. A atmosfera acima da camada-limite é denominada atmosfera livre, região onde o vento circula ao longo de linhas isobáricas. A camada-limite atmosférica é subdividida em camada limite planetária (entre 1000 e 2000 m), camada-limite superficial (entre 50 e 150 m) e camada sublaminar (extensão de poucos centímetros onde as velocidades de vento são praticamente nulas).

Na camada-limite superficial, o comportamento do vento pode ser representado por uma função logarítmica. O perfil logarítmico é dado pela Equação 2.1, onde é possível determinar a velocidade do vento v na altura h acima do solo.

$$v = \frac{v^*}{K} \cdot \ln\left(\frac{h}{Z_0}\right) \quad (2.1)$$

Onde:

v^* : velocidade de atrito [m/s];

K: constante de von Karman (K=4) [adimensional];

h: altura acima do solo [m];

Z_0 : comprimento de rugosidade [m];

O comportamento vertical da velocidade do vento em função da altura é denominado *wind shear* e está mostrado na Figura 2.5. No contexto de projeto de parques eólicos, a camada-limite superficial, com ventos em torno de 150 metros, é a região de maior interesse, onde a variação da velocidade é menos intensa do que em alturas menores.

Imediatamente antes da entrada na turbina eólica, a energia cinética da massa de ar em movimento é função da sua velocidade v e sua massa m conforme a Equação 2.2.

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.2)$$

Onde:

E = energia cinética da massa de ar em movimento antes da entrada na turbina eólica [J];

m = massa do volume de ar [kg];

v = velocidade do vento livre, imediatamente antes da entrada na turbina eólica [m/s].

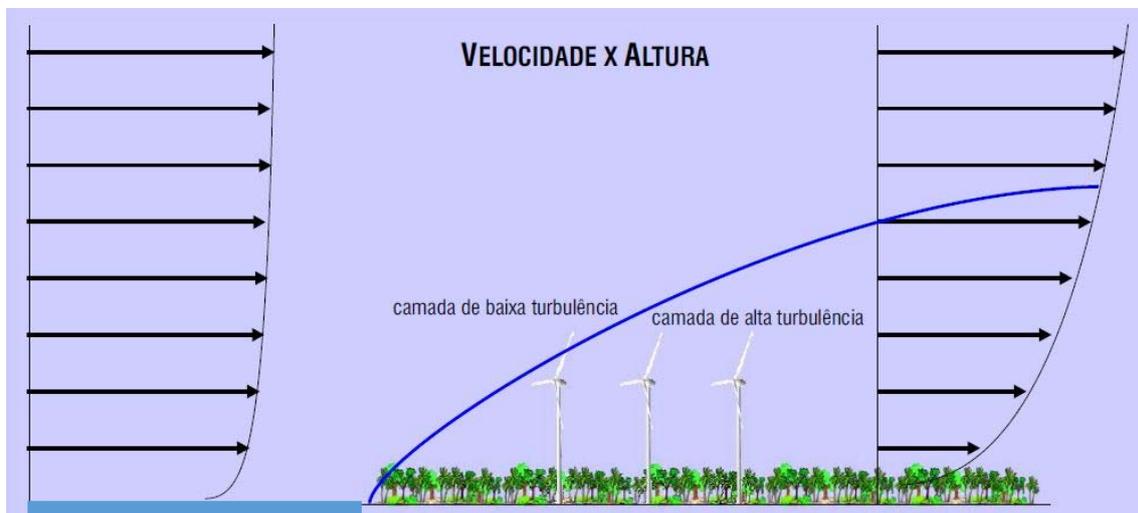


Figura 2.5 Comportamento vertical da velocidade do vento - *wind shear* (modificado - Eletrobrás et al. 2008).

Subsequentemente, a potência disponível para ser extraída da energia cinética do vento para ser transformada em energia mecânica de rotação da turbina é definida pela Equação 2.3.

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (2.3)$$

Onde:

P = potência disponível no vento imediatamente antes da entrada na turbina eólica [W];

ρ = massa específica do ar [kg/m^3];

D = diâmetro referente à área de varredura das pás [m];

v = velocidade do vento livre, imediatamente antes da entrada na turbina eólica [m/s].

2.4 AEROGERADOR

O equipamento destinado a gerar energia elétrica a partir da energia dos ventos é denominado aerogerador. Após a transmissão da energia cinética dos ventos para a turbina em forma de energia mecânica, esta é convertida em energia elétrica por meio de um gerador elétrico. A Tabela 2.4 e a Figura 2.6 mostram a configuração básica dos componentes de um aerogerador.

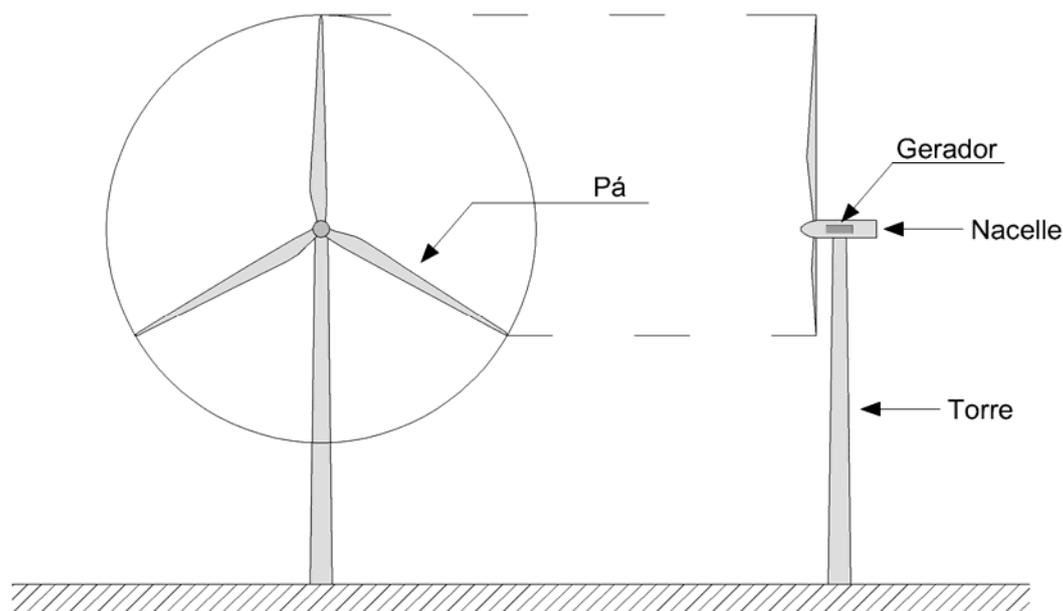


Figura 2.6 Componentes de um aerogerador (Miranda, 2014).

Tabela 2.4 Componentes de um aerogerador.

Componente	Descrição
Pá	Estrutura de perfil aerodinâmico que é movimentada pelo vento. É fixada na estrutura denominada cubo.
Nacelle	Estrutura montada sobre a torre onde se situam o gerador, a caixa de acoplamento e os demais dispositivos localizados em altura junto a turbina.
Gerador	Máquina responsável pela geração elétrica.
Torre	Estrutura de sustentação dos equipamentos em altura.

Uma turbina eólica ideal pode extrair no máximo 16/27 (59,3%) da potência disponível no vento. Uma turbina real somente fará a extração de parte deste máximo, uma vez que há perdas aerodinâmicas na conversão da energia eólica (CUSTÓDIO, 2013). A relação entre a potência extraída do vento por uma turbina eólica e potência disponível no vento é indicado pelo coeficiente de potência C_p mostrado na Equação 2.4.

Da mesma maneira que a turbina exerce uma força na massa de ar, o vento também exerce uma força sobre a turbina eólica. O coeficiente de empuxo C_t é a forma adimensional de representar a força do vento exercida sobre a turbina eólica. Os fabricantes geralmente fornecem valores C_t para uma densidade padrão junto com a curva de potência, podendo ainda ser calculado pela Equação 2.5.

O C_p e C_t são muito importantes para o cálculo da esteira, pois eles são indicadores do percentual de energia que a turbina capta do vento e, portanto, da esteira gerada por cada modelo de turbina eólica.

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3} \quad (2.4)$$

e

$$C_t = \frac{P_t}{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^2} \quad (2.5)$$

Onde:

C_p = coeficiente de potência [adimensional];

C_t = coeficiente de empuxo [adimensional];

P_t = potência extraída do vento pela turbina eólica [W];

ρ = massa específica do ar [kg/m^3];

D = diâmetro referente à área de varredura das pás [m];

v = velocidade do vento livre, imediatamente antes da entrada na turbina eólica [m/s].

Conforme a Equação 2.3, a conversão de energia para a forma de potência mecânica é tanto maior conforme aumentam-se os valores de massa específica do ar, comprimento das pás e velocidade do vento.

Como a potência disponível do vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, o impacto econômico de um pequeno aumento de velocidade do vento pode, de fato, ser

relevante. Um modo de fazer com que a turbina absorva ventos mais fortes é fixá-la em uma torre mais alta. Nos primeiros 100 metros acima do solo, a velocidade é intensamente afetada pelo atrito que o ar experimenta ao se mover pela superfície da Terra. Desse modo, para um determinado local de aproveitamento eólico, ou seja, massa específica do ar definida, o diâmetro das pás e a altura do rotor da turbina são preponderantes para a geração energética.

A forma gráfica que relaciona a variação de potência de uma determinada turbina com a velocidade do vento é denominada curva de potência, exemplificada na Figura 2.7 para diversas densidades do ar. A potência da turbina aumenta com a velocidade do vento segundo a Equação 2.3 até que se atinja a velocidade nominal do vento, ponto a partir do qual a potência se torna constante e é denominada potência nominal da turbina. Cada turbina eólica possui uma velocidade denominada velocidade de corte, na qual a turbina é desligada devido a aspectos de segurança em virtude da alta velocidade dos ventos.

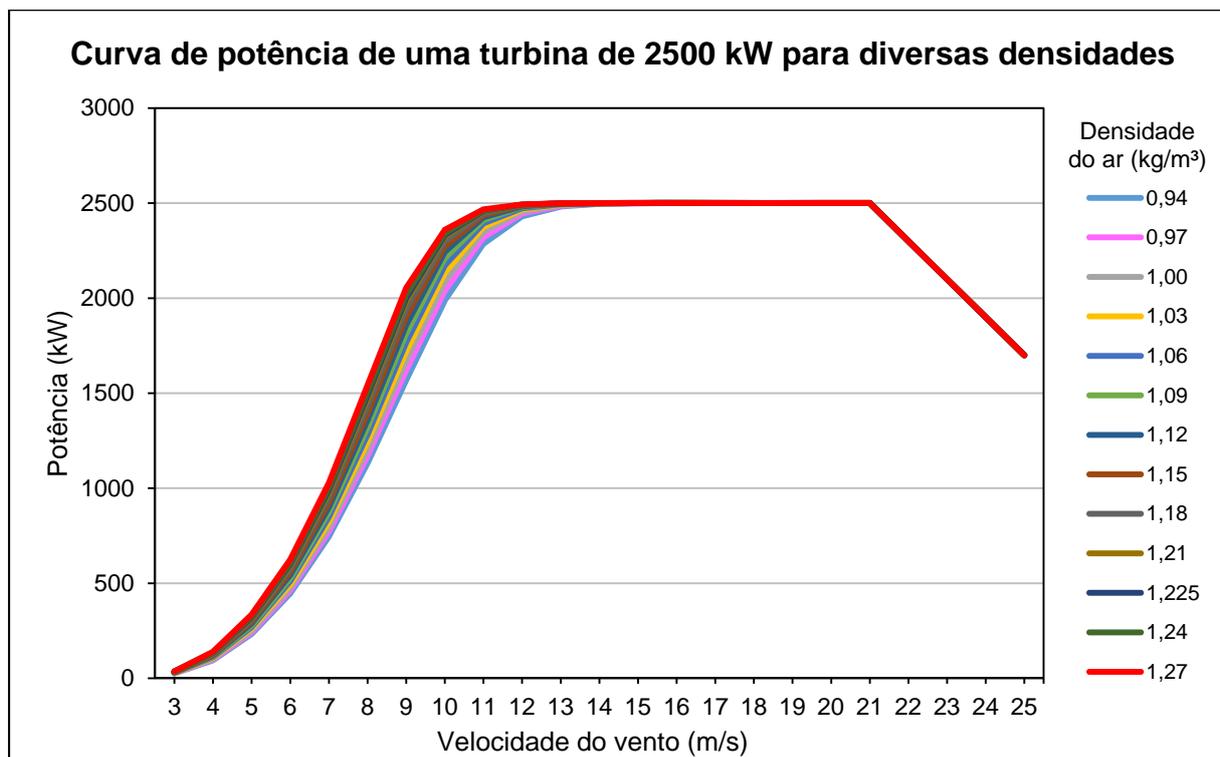


Figura 2.7 Curvas de potências genéricas para diversas densidades (Miranda, 2014).

2.5 TERRENO

A avaliação das características do terreno é fundamental para o projeto e implantação de um parque eólico, uma vez que suas características topográficas e orográficas afetam o comportamento do vento, e conseqüentemente, a produção de energia a partir deste.

Topografia é a descrição da superfície terrestre, orografia é o estudo das nuances do relevo de uma região e a rugosidade é a medida das variações desse relevo, ou seja, é a influência da superfície que resulta num retardo do vento próximo ao solo.

A rugosidade de uma determinada superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que a compõem. Normalmente, esta é parametrizada em uma escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade Z_0 . O comprimento de rugosidade é a altura onde a velocidade do vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico com a variação de altura (CUSTÓDIO, 2007).

A Equação 2.6 é uma relação empírica entre os elementos de rugosidade e o comprimento de rugosidade.

$$Z_0 = 0,5 \cdot \frac{h \cdot S}{A_H} \quad (2.6)$$

Onde:

Z_0 : comprimento de rugosidade [m];

h: altura do elemento de rugosidade [m];

S: seção transversal do elemento de rugosidade [m²];

A_H : área horizontal média dos elementos de rugosidade [m²].

A Tabela 2.5 elaborada por Troen e Peterson (1989) mostra a classificação da superfície quanto a rugosidade.

Tabela 2.5 Classificação da superfície quanto à rugosidade.

Classe	Descrição	Z_0 (m)
0	Água (lagos e mares), areia suave ou neve	0,0001 - 0,001
1	Gramma, fazenda com algumas construções ou árvores	0,01 - 0,03
2	Fazendas em terrenos mais abertos	0,05 - 0,10
3	Arbustos, árvores, subúrbios e pequenas cidades	0,20 - 0,40

O vento geostrófico é aquele livre da influência da rugosidade do solo, representando a circulação livre do ar gerada pela diferença de pressão de larga escala. O vento geostrófico G é dado pela Equação 2.7.

Portanto, se o vento geostrófico é conhecido, pode-se calcular a velocidade de atrito v^* para uma dada rugosidade Z_0 , e, usando-se a Equação 2.7, pode-se determinar a velocidade do vento a uma determinada altura.

$$G = \frac{v^*}{K} \cdot \sqrt{\left[\ln\left(\frac{v^*}{f \cdot Z_0} - A\right) \right]^2 + B^2} \quad (2.7)$$

Onde:

G: vento geostrófico [m/s];

v^* : velocidade de atrito [m/s];

K: constante de von Karman (K=4) [adimensional];

F: parâmetro de Coriolis [s^{-1}];

Z_0 : comprimento de rugosidade [m];

A, B: constantes que são funções da estabilidade atmosférica [adimensionais].

2.6 COMPORTAMENTO PROBABILÍSTICO DO VENTO

Em virtude da natureza não determinística do vento, seu estudo é feito por meio de análise probabilística. O vento tem características estocásticas e sua velocidade é uma variável aleatória contínua, o que demanda uma discretização dos dados para facilitar sua análise. O histograma mostrado na Figura 2.8 exemplifica a discretização dos dados em frequências de distribuição da velocidade do vento por uma função de densidade de probabilidade $f(v)$ dada pela Equação 2.8.

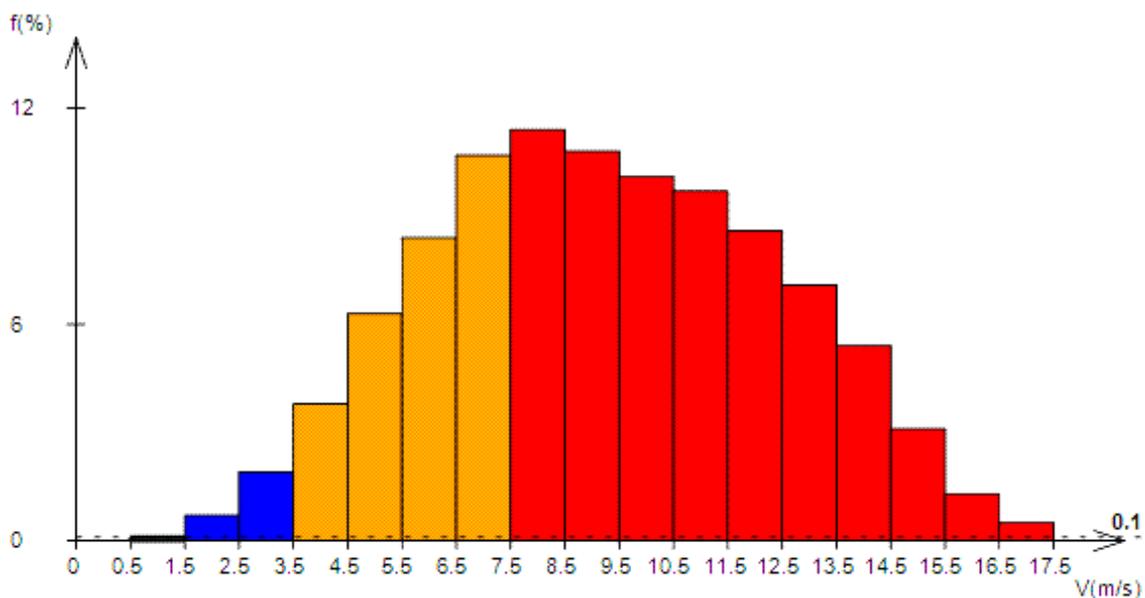


Figura 2.8 Frequência de distribuição da velocidade do vento (Miranda, 2014).

$$V = \int_0^{\infty} f(v)dv \quad (2.8)$$

A velocidade do vento varia em diversas escalas: diurna, mensal e anual. Na maioria das vezes, a variação de velocidade do vento chega a 10% entre o seu valor média anual e a média a longo prazo. A variação anual da velocidade tem comportamento sazonal. Significa que todo ano o mesmo comportamento se repete, ou seja, o vento tende a atender a um determinado perfil de velocidade (PINTO, 2013).

A função de densidade de probabilidade mais adequada à distribuição do vento é chamada distribuição de Weibull, dada pela Equação 2.9 e mostrada na Figura 2.9 e Figura 2.10.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.9)$$

Onde:

v: velocidade do vento [m/s];

k: fator de forma [adimensional];

c: fator de escala [m/s];

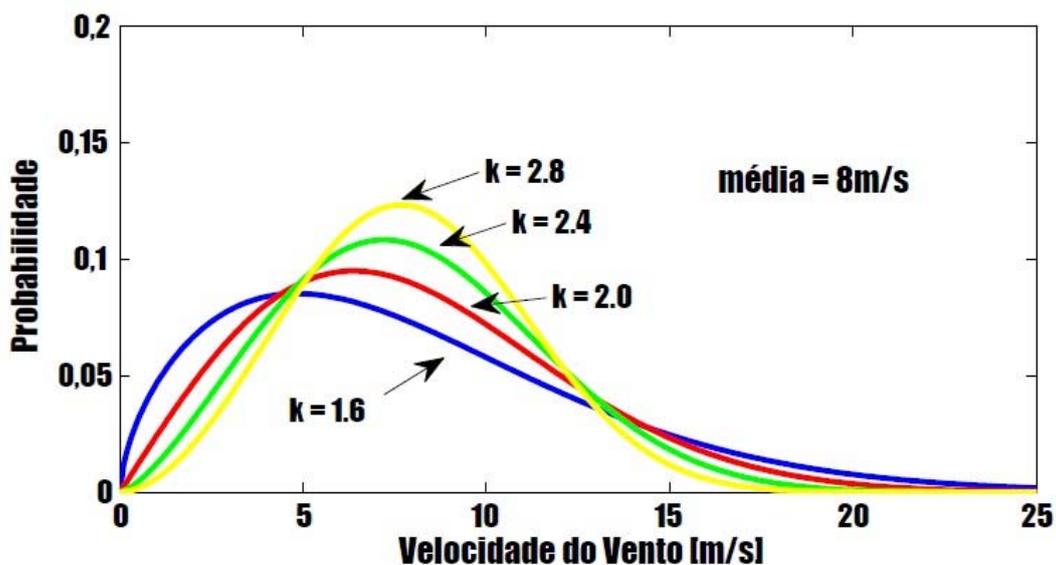


Figura 2.9 Função densidade de probabilidade de Weibull para diversos fatores de forma k (PROVENTOS, 2014).

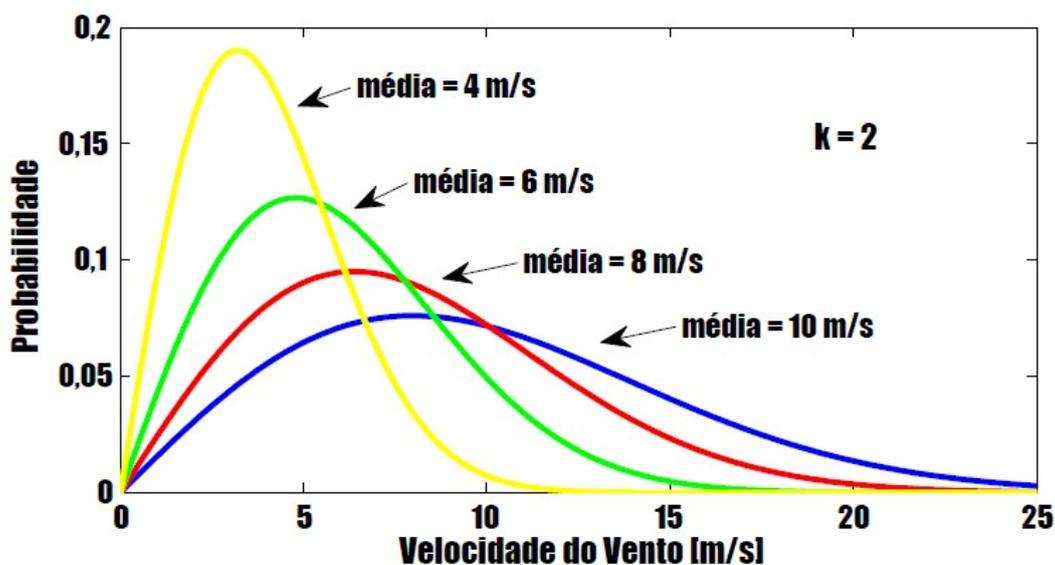


Figura 2.10 Função densidade de probabilidade de Weibull para diversos fatores de escala c (PROVENTOS, 2014).

O fator de escala c está relacionado com a velocidade média do vento no local, sendo expresso em unidades de velocidade. O fator de forma k , por sua vez, está relacionado com a variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, ou seja, representa a forma da função de distribuição de velocidades do vento (CUSTÓDIO, 2007).

O vento varia também em direção e a ferramenta gráfica utilizada para expressar os dados de direção de vento é a rosa dos ventos, em que se mostra a direção de onde o vento é proveniente. As direções são divididas em setores, em 12 setores de 30° ou 16 setores de $22,5^\circ$, igualmente espaçados, onde o comprimento de cada setor é proporcional à frequência do vento. Como informação adicional, é possível representar faixas de velocidades de vento com códigos de cores ou largura dos braços de um setor direcional, como mostrado na Figura 2.11.

2.7 EFEITO ESTEIRA

O contato das pás de uma turbina eólica com a massa de ar em movimento acarreta uma redução na energia cinética do fluxo de ar, e conseqüentemente, uma diminuição da velocidade do vento. Vórtices turbulentos são gerados à jusante da turbina eólica, e tal estado aerodinâmico pode se estender por uma distância correspondente a mais de dez diâmetros do rotor atrás da turbina. Esse efeito é conhecido como esteira (GARRAD HASSAN, 2010). Conforme o vento se afasta da turbina, a esteira tende a desaparecer em virtude da homogeneização do fluxo turbulento com a massa de ar circundante.

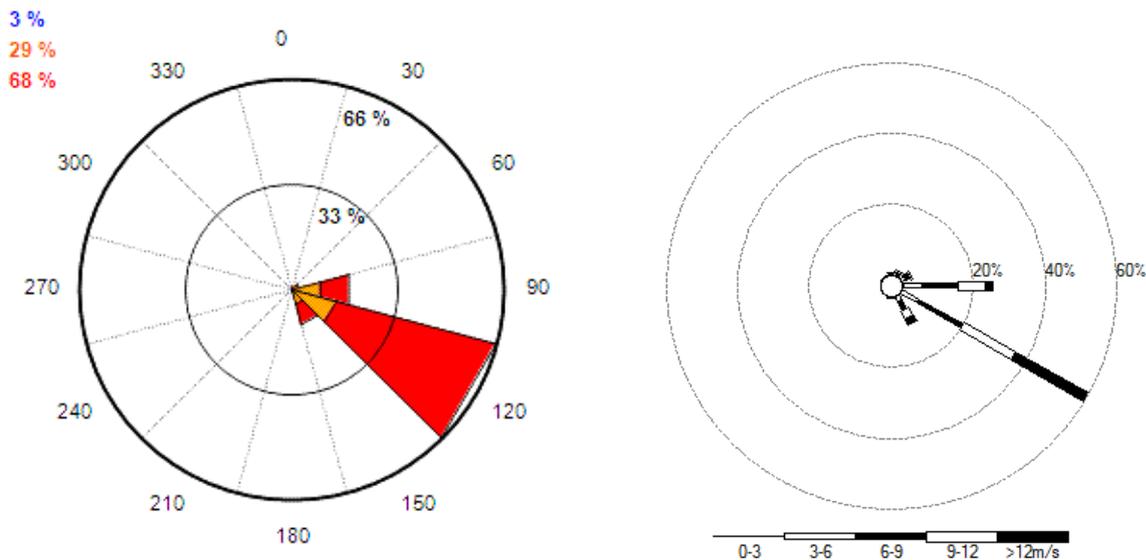


Figura 2.11 Exemplos de rosas dos ventos (Miranda, 2014).

A primeira consequência do efeito esteira é que turbinas posicionadas próximas dentro de um grande parque eólico terão seu desempenho afetado pelas unidades vizinhas, em virtude da redução da velocidade do fluxo de vento na região de esteira. Desse modo, a produção energética individual de cada unidade geradora que compõe um parque eólico é menor do que a factível se cada turbina estivesse na mesma posição isoladamente.

De modo a minimizar as perdas energéticas por efeito esteira, procura-se aumentar a distância entre turbinas na direção dominante do vento, o que eleva a eficiência global do parque eólico. Entretanto, devido aos custos de aquisição do terreno e ligação à rede é aconselhável agrupar as turbinas respeitando distâncias mínimas de espaçamento, geralmente 5 a 9 diâmetros nas direções predominantes dos ventos, e de 3 a 5 diâmetros nas direções perpendiculares aos ventos predominantes.

Os valores típicos de perdas de eficiência energética, por efeito esteira, utilizados como parâmetros de projeto são no máximo 5% para a eficiência global do parque eólico e 10% para a menor eficiência individual.

O efeito esteira também é importante para a estimativa das cargas de turbulência, visto que um fluxo de ar turbulento provoca vibrações estruturais na turbina eólica, aumentando a carga de fadiga. Esteiras combinadas geram cargas de fadiga que reduzem a vida útil da turbina eólica e podem aumentar consideravelmente os custos de manutenção (PINTO, 2013).

2.7.1 MODELO PARK

O modelo semiempírico de PARK foi desenvolvido por Jensen (1983). Este assume a expansão linear da esteira e considera a conservação da quantidade de movimento da massa de ar. A Figura 2.12 mostra o comportamento do fluxo de vento na passagem por uma turbina eólica no modelo PARK. A velocidade do vento na esteira é definida por V_e , conforme a Equação 2.10.

$$V_e = V \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left(\frac{D}{D + 2k'x} \right)^2 \right] \quad (2.10)$$

Onde:

V : Velocidade do vento incidente na turbina [m/s];

V_e : Velocidade do vento na esteira [m/s];

C_t : Coeficiente de empuxo [adimensional];

x : Distância percorrida pelo vento após a passagem pela turbina [m];

D : Diâmetro do rotor [m]

k' : Constante de decaimento da esteira [adimensional];

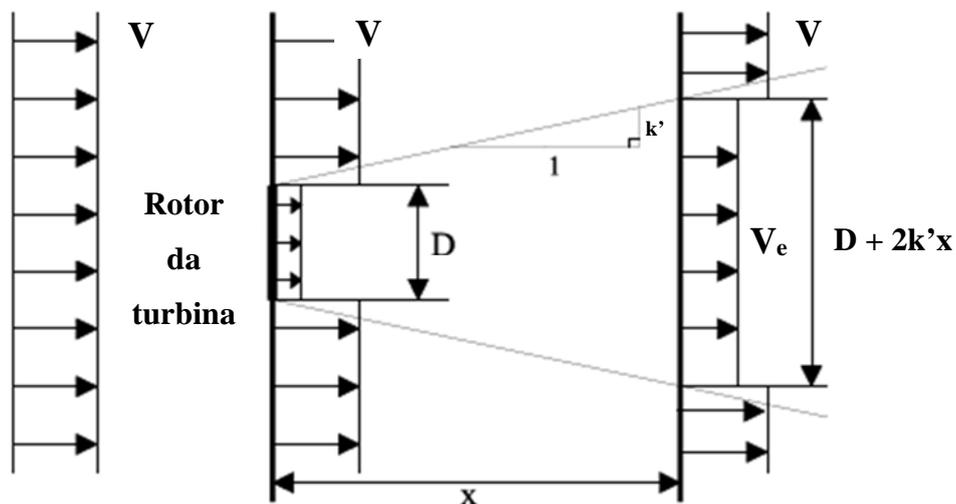


Figura 2.12 Velocidade do vento antes e após uma turbina eólica numa esteira no modelo PARK. (Fonte: Garrad Hassan, 2013 – modificado).

A constante de decaimento da esteira k fornece o ângulo de abertura da esteira e é representada pela Equação 2.11.

$$k = \frac{0,5}{\ln(h'/z_0)} \quad (2.11)$$

Onde:

z_0 : Comprimento de rugosidade do terreno [m];

h' : Altura do rotor da turbina [m].

2.7.2 MODELO DE VISCOSIDADE TURBULENTA

O modelo de esteira de viscosidade turbulenta (*Eddy Viscosity*) foi desenvolvido para a esteira distante e foi originalmente proposto por Ainslie (1988). O modelo fornece uma solução numérica da equação de cisalhamento de Navier-Stokes em coordenadas assimétricas por meio do método das diferenças finitas. A Figura 2.13 mostra o perfil da esteira no modelo de viscosidade turbulenta.

A configuração simplificada das equações de momento e continuidade de Navier-Stokes sem os termos viscosos é mostrada na Equação 2.12. A viscosidade turbulenta ε é definida pelas Equações 2.13 e 2.14.

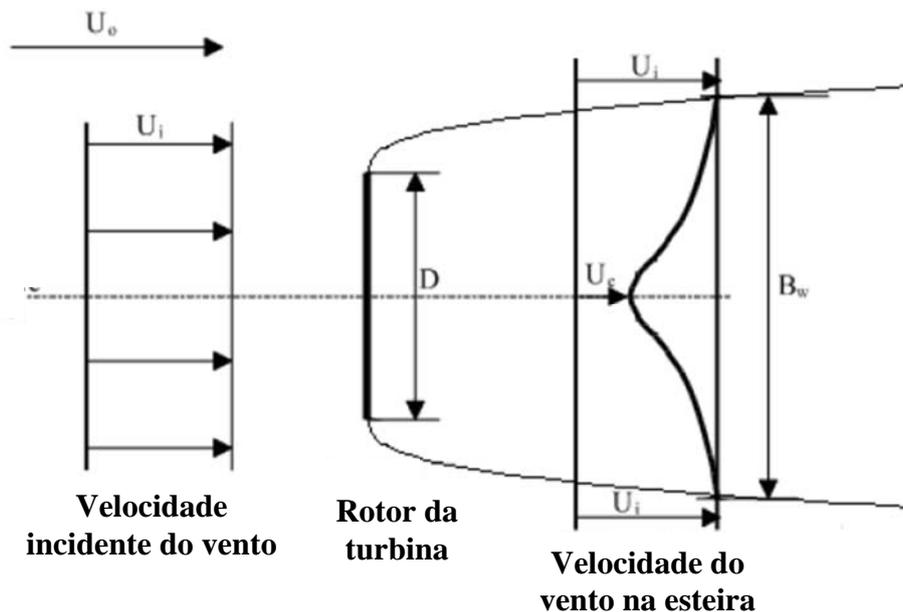


Figura 2.13 Velocidade do vento antes e após uma turbina eólica numa esteira no modelo de Viscosidade Turbulenta. (Fonte: Garrad Hassan, 2013 – modificado).

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = -\frac{1}{r} \frac{\partial(\overline{ruv})}{\partial r} \quad (2.12)$$

$$\varepsilon(x) = L_m(x) \cdot U_m(x) \quad (2.13)$$

$$\varepsilon \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right) = - \overline{uv} \quad (2.14)$$

Onde:

ε : Viscosidade turbulenta [m²/s];

V: Velocidade radial [m/s];

r: Distância radial [m];

x: Distância axial [m];

L_m: Escala de comprimento [m];

U_m: Escala de velocidade [m/s];

\overline{uv} : Tensão de cisalhamento [m²/s²].

O modelo assume um escoamento turbulento, o que implica a necessidade de considerar, além da contribuição do cisalhamento do vento, a parcela referente à turbulência ambiental. Desse modo, a viscosidade turbulenta assume a forma expressa na Equação 2.15.

$$\varepsilon = F \cdot K_1 \cdot B_w (U_i - U_c) + \varepsilon_{amb} \quad (2.15)$$

2.8 TURBULÊNCIA

A turbulência do vento está relacionada às flutuações na velocidade do vento em uma escala de tempo rápida, geralmente menor que 10 minutos. Devido à complexidade do processo, é usual sua descrição em termos probabilísticos, uma vez que as variações na velocidade de um vento turbulento podem ser consideradas como sendo aproximadamente gaussianas.

O fluxo turbulento pode estar associado a fenômenos naturais como tempestades com rajadas de vento, como também pode ocorrer em áreas de superfície irregular ou atrás de obstáculos, como edifícios. A turbulência diminui a eficácia de uma turbina em extrair a energia do vento, além de provocar um maior esforço dos componentes, o que tende a acelerar o processo de desgaste das turbinas.

Em energia eólica, convencionou-se representar a turbulência do vento pelo parâmetro intensidade de turbulência (IT), definida como a razão entre o desvio padrão da flutuação da velocidade do vento (σ) e a velocidade média do vento (v), como mostra a Equação 2.16.

$$IT = \frac{\sigma}{v} \quad (2.16)$$

Onde:

IT: intensidade de turbulência [%];

σ : desvio padrão da velocidade segundo uma frequência de amostragem [m/s];

v : velocidade média do período dentro de uma frequência de amostragem [m/s].

A intensidade da turbulência varia com a velocidade média do vento, com a rugosidade do solo, com a estabilidade atmosférica e com a topografia do terreno. A intensidade de turbulência é maior, quanto maior a altura. Em um parque eólico, pode ocorrer um aumento da intensidade de turbulência na região da esteira.

A geração elétrica da turbina eólica é afetada diretamente pela intensidade de turbulência e normalmente determina-se IT para cada direção de incidência do vento, de forma a obter uma melhor avaliação do desempenho da máquina em local específico.

2.9 PRODUÇÃO DE ENERGIA DE UM AEROGERADOR

A produção de energia de um aerogerador é o fator econômico mais importante. Incertezas na determinação da velocidade do vento e da curva de potência do aerogerador contribuem para erros na predição da energia gerada e levam a um risco financeiro mais elevado. A estimativa da produção de energia é realizada em base anual, uma vez que esta depende do comportamento do vento e, este, apresenta variações sazonais ao longo do tempo (CUSTÓDIO, 2007).

O Fator de capacidade (FC) é uma taxa percentual que exprime a relação entre a energia que a turbina eólica realmente produz, dividida pela energia que teoricamente poderia ser produzida se funcionasse à potência nominal 24 horas por dia, 365 dias por ano. Considerando o período de um ano, temos a Produção Anual de Energia (PAE) em kWh mostrada na Equação 2.17, e o fator de capacidade é determinado como indicado na Equação 2.18.

$$PAE = \sum [f(v)P(v)] \cdot 365 \text{ dias} \cdot 24 \text{ horas} = \sum [f(v)P(v)] \cdot 8760 \text{ (kWh)} \quad (2.17)$$

e

$$FC = \frac{PAE}{8760 \cdot P_n} \quad (2.18)$$

Onde:

PAE: Produção Anual de Energia [kWh];

FC: Fator de capacidade da turbina eólica [%];

v: Velocidade do vento [m/s];

f(v): Frequência percentual de ocorrência da velocidade do vento [%];

P(v): Potência produzida pela turbina na velocidade do vento v [kW].

P_n: Potência nominal da turbina [kW].

A determinação da energia gerada é feita pelo cruzamento da estatística da velocidade do vento com a curva de potência do aerogerador. A estatística da velocidade do vento pode ser obtida por meio de medições ou mediante a função de densidade de probabilidade da velocidade do vento no local de estudo. A estimativa da PAE de um parque eólico é realizada pelo somatório das produções de energias individuais de cada aerogerador que compõem a usina.

No cálculo da produção de energia para um parque eólico, a energia líquida representa a produção de energia bruta menos as perdas, que ocorrem devido à esteira de turbinas, à eficiência do sistema elétrico, dentre outros aspectos.

A análise de incertezas de um parque eólico engloba as fontes de incerteza de cada fonte, como a precisão das medições, consistência das medições, precisão na modelagem do fluxo de vento, dentre vários outros aspectos. Identificadas todas as fontes de incertezas significantes, cada uma é quantificada e somada de maneira apropriada para calcular os riscos do projeto.

A partir dos resultados da análise de incertezas na produção de energia podem ser calculados os níveis de energia excedida como uma dada probabilidade ou nível de confiança. Neste contexto, a estimativa da produção média anual é calculada de acordo com uma probabilidade de sua excedência.

A energia líquida gerada com uma probabilidade de excedência de 50% é o valor central estimado. Os intervalos de confiança são determinados estatisticamente, utilizando o erro padrão total e assumindo a Distribuição Normal de Gauss. A Tabela 2.6 e a Equação 2.19 resumem o cálculo da produção média anual estimada.

Tabela 2.6 Variáveis da distribuição normal.

Probabilidade (%)	A
50	0
75	0,6745
80	0,8420
85	1,0360
90	1,2816
95	1,6449

$$E = M \times [1 - (A \times \Delta)] \quad (2.19)$$

Onde:

E: produção anual média estimada [GW/ano];

M: valor central estimado – P50 [GW/ano];

A: variável padronizada da distribuição normal [adimensional];

Δ : Incerteza padrão [%].

Desse modo, o valor denominado P50 é a produção média anual estimada em dado período, no qual há uma probabilidade de 50% de que a energia produzida seja superior ao P50. Há também uma probabilidade de 50% que seja menor do que o P50. Da mesma maneira, o P90 representa uma probabilidade de 90% que a geração exceda P90. O P90 é uma probabilidade mais acurada que o P50, logo, apresenta menores valores de geração, conforme mostra a Figura 2.14.

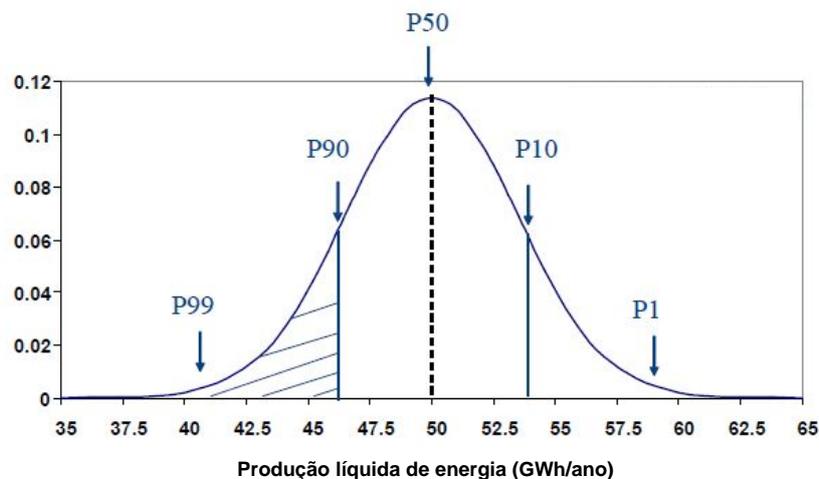


Figura 2.14 Produção anual de energia estimada segundo a distribuição Normal (Garrad Hassan, 2014 - modificado).

2.10 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Com o advento de ferramentas computacionais nas últimas décadas, o cálculo e planejamento de um empreendimento eólico puderam ser melhor estimados, devido à evolução dos modelos de previsão, que auxiliam no complexo e detalhado estudo de instalação de um parque eólico.

O modelo de cálculo do *software* pode ser linear ou não linear, sendo o modelo linear o mais comum e sua aplicação nos estudos de energia eólica produz resultados satisfatórios. Já o modelo não linear baseado na técnica CFD (*Computational Fluid Dynamics*), a dinâmica computacional dos fluidos, ainda possui pouca difusão nas simulações em energia eólica, mas sua utilização é crescente. Nesta seção, serão apresentados alguns dos aplicativos computacionais mais difundidos mundialmente para o desenvolvimento comercial de projetos de usinas eólicas.

2.10.1 WAsP

Um dos programas mais utilizados é o WAsP (Wind Atlas Analyses and Application Program), desenvolvido nos anos 1980 na Dinamarca pela RISØ National Laboratory for Sustainable Energy. O WAsP é bastante difundido em projetos de energia eólica, tendo sido utilizado para elaboração do Atlas Eólico da Europa. Além disso, é ideal para estudos de viabilidade.

O módulo WAsP Map Editor digitaliza as características do terreno, com a adição de contornos de rugosidade e curvas de níveis, criando um modelo digital do terreno. Um arquivo único de extensão .MAP resume as informações sobre a topografia e rugosidade.

A ferramenta para processamento e análise de dados de vento é o módulo WAsP Climate Analyst, e uma das bases de cálculo do programa é chamada distribuição de Weibull, a distribuição de probabilidade mais adequada para descrever o comportamento do vento. O WAsP Turbine Editor é o módulo de previsão da produção energética a partir da curva de potência da turbina analisada e parâmetros de Weibull da campanha de dados medidos.

O WAsP cria um modelo de microescala da atmosfera, uma vez que, a partir das características do vento medido no local, há uma remoção das influências do terreno no fluxo de vento, estimando o comportamento do vento geostrófico, ou seja, aquele livre das influências de topografia, orografia e rugosidade. A extrapolação do recurso eólico é calculada de maneira linear, posto que ao vento geostrófico são aplicados os efeitos do terreno em toda a região de

interesse, segundo uma resolução. Ou seja, uma resolução de 25 metros estima o recurso eólico segundo uma malha de pontos do recurso eólico a cada 25 metros.

O modelo de previsão linear geralmente se ajusta bem às simulações usadas nos cálculos de energia eólica, um terreno relativamente plano sobre uma extensa área. Todavia, não é aconselhável para terrenos complexos, como em regiões de encostas íngremes, onde o *software* superestima o recurso eólico, aumentando a incerteza do estudo.

2.10.2 Meteodyn WT

Os modelos lineares de previsão do comportamento do fluxo de vento assumem equações simples, rugosidade uniforme e um terreno plano. Na prática, haverá múltiplas mudanças de rugosidade, causando transições no perfil vertical e relevos complexos. O programa Meteodyn WT, desenvolvido pela empresa francesa de mesmo nome, possui sua base em Fluidodinâmica Computacional (CFD) para avaliação do recurso eólico e tem se tornado uma alternativa aos modelos lineares comuns, como o WAsP.

A Fluidodinâmica Computacional é o termo dado ao grupo de técnicas matemáticas, numéricas e computacionais usadas para obter, visualizar e interpretar soluções computacionais para as equações de conservação de grandezas físicas de interesse em um dado escoamento. A técnica CFD é popularmente utilizada para gerar simulações de fluxo por meio de soluções numéricas iterativas, com a ajuda de computadores, das leis que regem a dinâmica dos fluidos. O complexo conjunto de equações diferenciais parciais é resolvido em um domínio geométrico dividido em pequenos volumes, geralmente conhecido como uma malha.

O fluxo de vento é simulado pela resolução das equações do modelo de microescala da atmosfera no local, tendo como base as características climáticas e a cartografia digital do local. Como resultado, o *software* estima o potencial eólico em toda a área do projeto em alta resolução com grande eficiência, com boas estimativas do comportamento da velocidade e turbulência em locais extremamente complexos. O produto do *software* é um arquivo do recurso eólico destinado a ser importado em outro *software* que modele o desenho de parques eólicos.

Os benefícios da utilização da técnica CFD nos estudos de energia eólica estão relacionados com a redução de incerteza nas previsões do vento horizontal, logo na otimização de *layout*, estimativas de geração de energia e certificações energéticas). O programa também é eficiente na estimativa de parâmetros relevantes para a performance e Operação e Manutenção (O&M) dos aerogeradores, como o *wind shear* e a turbulência.

2.10.3 WindFarmer

O WindFarmer é um *software* de *design* e otimização de parques eólicos desenvolvido pela empresa britânica Garrad Hassan e agrega mais de 30 anos de estudos do recurso eólico. Sua eficiência de cálculo é validada pela comparação entre diversos testes em túneis de vento e parques eólicos em escala real em funcionamento. O programa traz diversos módulos de planejamento, nos quais a produção de energia é atrelada a restrições técnicas, ambientais e financeiras.

- Módulo Base e Otimizador: Contém as ferramentas principais de projeto e otimização de *layout*, inclusive as funções de cálculo de energia, modelos de ruído e otimização do *layout* das turbinas;
- Módulo MCP⁺: Gerência de séries temporais de velocidade e direção do vento por meio da montagem, da limpeza, da calibração e correlação para produzir o regime eólico junto ao próprio sítio sob forma de distribuição de frequência;
- Módulo Intensidade de Turbulência: Acesso aos dados sobre intensidade de turbulência das turbinas durante o cálculo energético com o modelo de efeito de esteira *Eddy Viscosity* e estima a turbulência equivalente de projeto ao utilizar o modelo PARK;
- Módulo Visualização: Contém as ferramentas para calcular e exportar as visualizações, mapas, fotomontagens e animações de projeto de centrais eólicas;
- Módulo de Intermitência de Sombra: Avalia o período da intermitência da sombra causada pelos aerogeradores;
- Módulo Financeiro: Ligação dinâmica das variáveis econômicas de projeto e otimização de projeto por objetivos econômicos;
- Módulo Elétrico: Projeto e modelagem da rede elétrica do parque eólico, cálculo das perdas elétricas, potência reativa e sobrecarga.

No WindFarmer, a esteira de uma turbina pode ser estimada por dois modelos diferentes, o modelo PARK modificado, recomendado para otimização de *layout*, e o modelo da viscosidade turbulenta, indicado para cálculos finais de energia.

O modelo PARK modificado assume basicamente as mesmas hipóteses para o início e para a propagação da esteira que o modelo PARK. Inclui adicionalmente o comportamento da

superposição das esteiras quando um aerogerador está na sequência da esteira de outros aerogeradores.

No WindFarmer, a constante de decaimento da esteira (k) por padrão é igual a 0,07 e o comprimento de rugosidade do terreno (z_0) igual a 0,03 m, porém esses parâmetros podem ser modificados conforme julgamento do usuário para adequação às características de projeto.

O modelo de esteira de viscosidade turbulenta (*Eddy Viscosity*) é considerado o mais próximo da realidade (PINTO, 2013). O modelo não adota uma expansão linear da esteira, ao passo que assume um perfil gaussiano da velocidade do vento na esteira. Se o aerogerador encontra-se parcialmente na esteira, a velocidade do vento da parte imersa na esteira é ponderada. Para o caso do aerogerador ser afetado por mais de uma esteira, o efeito total deriva unicamente da esteira da turbina que fornece o maior *deficit*.

O cálculo da esteira pelo modelo de viscosidade turbulenta depende de um valor inicial turbulência incidente. Para uma turbina em um fluxo de vento livre de esteiras, o cálculo precisa ser iniciado utilizando o nível de turbulência ambiental. Já para o caso de uma turbina operando dentro de um parque eólico, é necessário calcular o incremento de turbulência causando pela presença de turbinas a montante. A intensidade de turbulência ambiental que o programa assume como padrão é de 10%, mas é possível entrar com uma tabela de turbulência em função dos dados de velocidade e direção de vento.

O *layout* do parque eólico é definido em termos de maximizar a produção de energia, minimizar os custos da construção e atender aos critérios de planejamento (ambientais, ruídos etc.). O principal parâmetro no estudo de otimização de *layout* é a majoração da energia produzida, ao passo que os aerogeradores são posicionados nos locais de maior potencial eólico, com a limitação de perdas por esteira.

Um projeto manual de otimização de turbinas dentro de um parque eólico baseia-se principalmente em regras empíricas e conservadoras de distanciamento entre as turbinas, de acordo com a distribuição de frequência de velocidade e direção de vento. As melhores soluções não são suscetíveis de serem encontradas pelo processo manual de otimização de turbinas, embora um projetista experiente seja capaz de chegar perto das disposições de turbinas mais eficientes, pelo menos para casos simples.

A Garrad Hassan desenvolveu um código específico e próprio para a otimização dos *layouts*, fruto da experiência em energia eólica desde o ano de 1984. O programa obtém resultados máximos de previsão da produção de energia que superam em até 7% os valores encontrados em um projeto manual do parque eólico (GARRAD HASSAN, 2014).

O processo de otimização automático é um método computacional iterativo, no qual cada turbina é movimentada individualmente ou em grupos. A produção de energia é plotada em um gráfico, e é importante que o processo de otimização ocorra por um longo período para que o potencial completo seja alcançado.

Em torno de cada turbina, uma zona de separação elíptica é definida segundo os parâmetros de comprimentos dos eixos comprido e curto, dados em diâmetros de rotor, e pela direção do eixo comprido, orientado segundo a direção do vento dominante. O eixo maior da elipse é frequentemente alinhado com a direção do vento principal, a fim de minimizar as perdas por esteira.

3 METODOLOGIA

3.1 PROCEDIMENTO ADOTADO

A metodologia adotada no presente estudo apresenta as etapas mostradas na Figura 3.1 e detalhada neste capítulo. A Figura 3.2 resume todas as etapas da modelagem computacional.

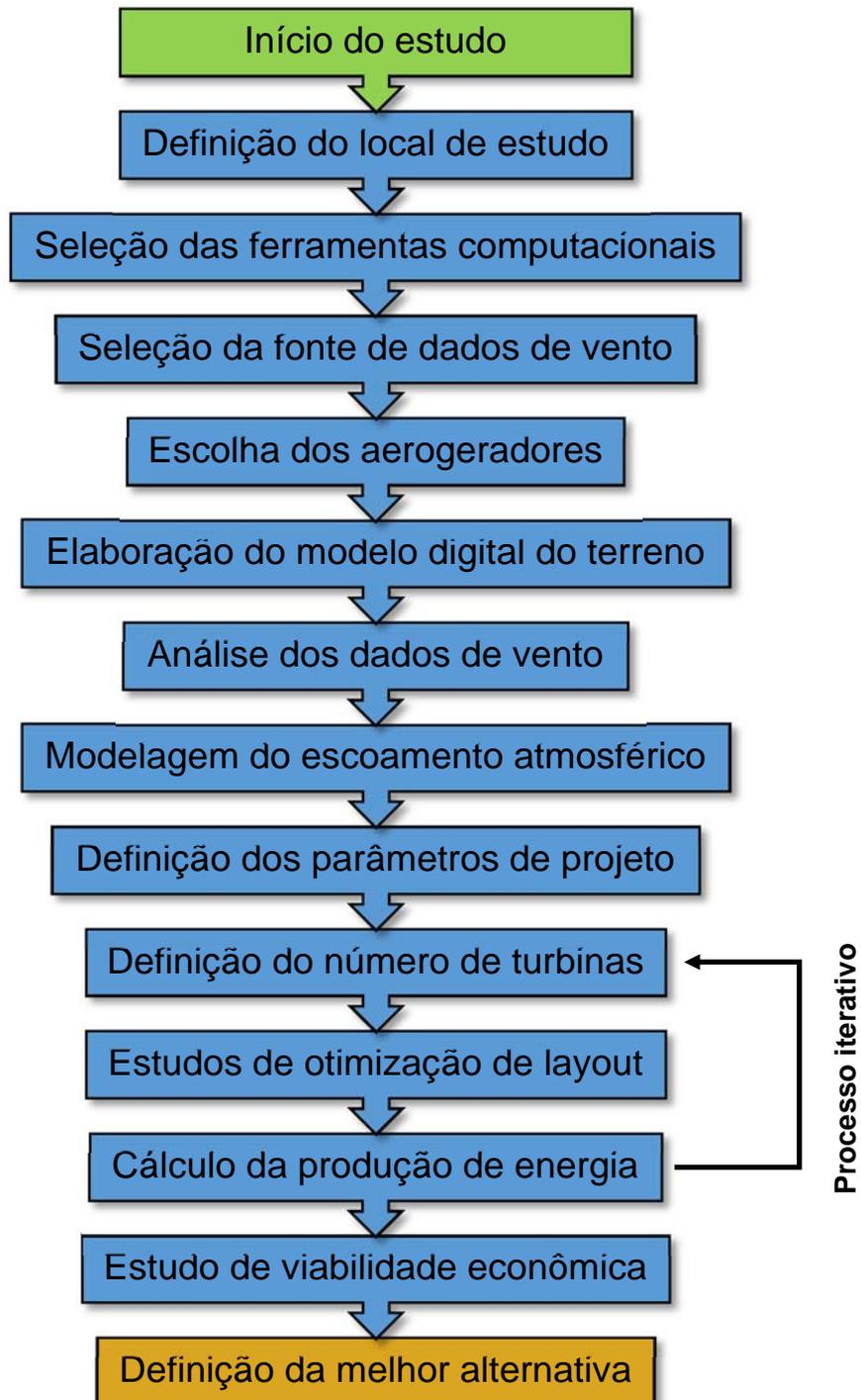


Figura 3.1 Metodologia do estudo.

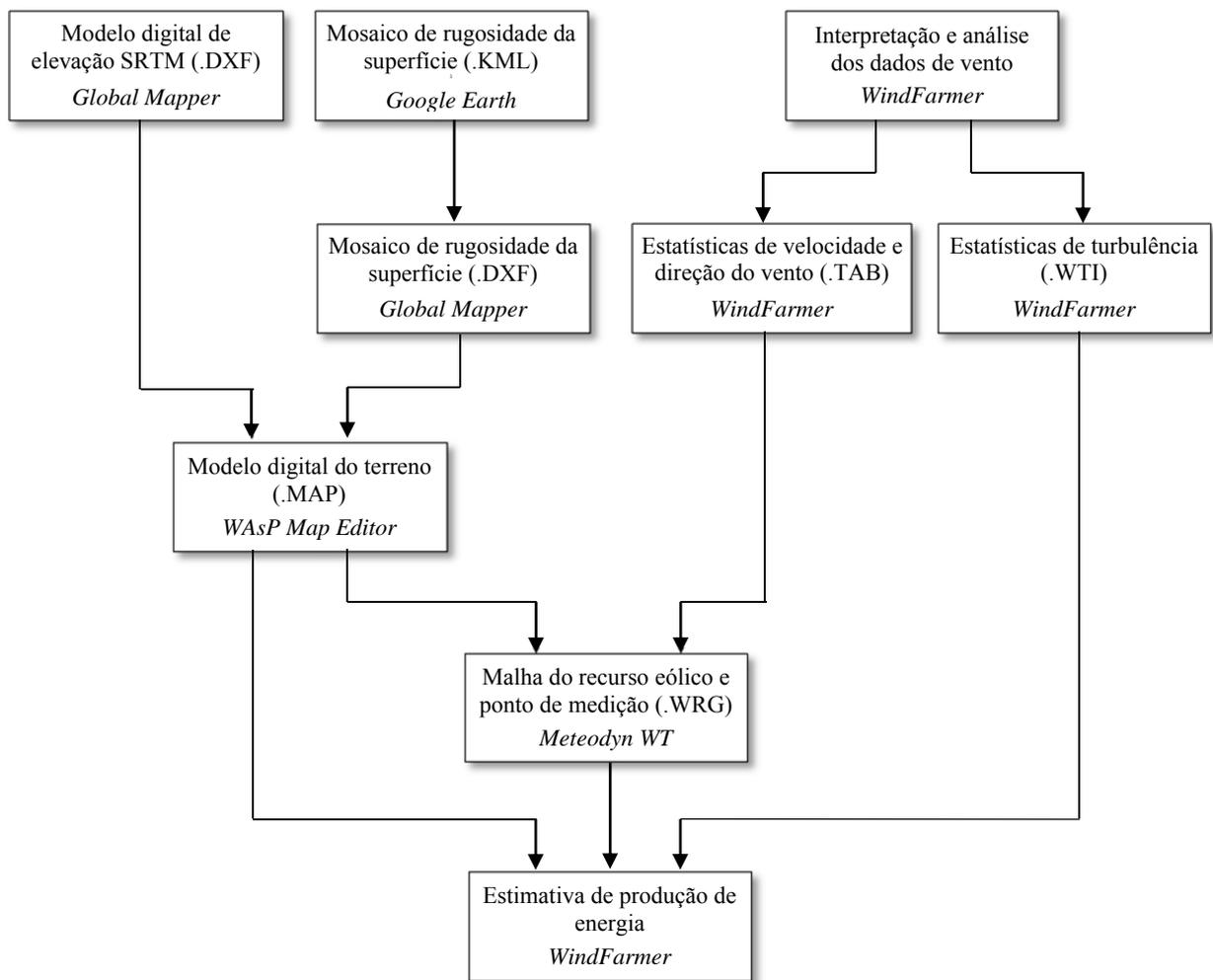


Figura 3.2 Metodologia computacional do estudo.

3.2 EXPOSIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O presente trabalho é um estudo de caso que visou estimar, por meio de uma modelagem computacional, o potencial eólico de uma determinada região. Tendo como base modelos de aerogeradores comercializados no mercado atual, a produção energética de um parque eólico teórico foi simulada, de modo a evidenciar a influência da variação do diâmetro das pás, representada pelos diferentes modelos, e a altura do rotor, representada pelas diferentes alturas de torres.

A partir desses resultados, foram analisados os custos associados a cada alternativa de modelo de aerogerador, considerando apenas os custos de aquisição/montagem do aerogerador e torre. Com isso, comparou-se de maneira simplificada o custo do MWh produzido por cada modelo de turbina, indicando-se a relação custo-benefício desse incremento e o ponto de ótimo para a situação estudada.

Cabe ressaltar que os resultados obtidos são representativos apenas para o local de estudo selecionado, tendo em vista que cada localidade apresenta condições de vento diferentes entre si. Sendo assim, o trabalho tem como principal contribuição apresentar a metodologia de análise e não a solução final obtida para o caso específico.

3.3 DESCRIÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO

O local de estudo situa-se na região da Serra de Santana, mais especificamente no município de Tenente Laurentino Cruz, a aproximadamente 200 km a oeste da cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte, região Nordeste do Brasil, como se pode ver na Figura 3.3.

O parque eólico proposto está situado em um planalto com altitude média de 700 metros acima do nível do mar. O local está distante da costa e a área circundante é composta por vales e depressões com altitudes de aproximadamente 400 metros acima do nível do mar. A topografia do local é considerada significativamente complexa, uma vez que existem zonas de declive elevado. A encosta do planalto circundante à área do parque eólico proposto é coberta por mata nativa. A sede do município de Tenente Laurentino Cruz localiza-se a aproximadamente 1 km da estação de referência do parque eólico, como mostra a Figura 3.4.



Figura 3.3 Localização do município de Tenente Laurentino Cruz (Fonte: Wikipedia – modificado).

O Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte, mostrado na Figura 3.5, indica a região como uma área de grande potencial eólico. Existem atualmente 30 parques outorgados, totalizando 776 MW de potência instalada na região.



Figura 3.4 Localização da estação de medição de vento (Fonte: Google Earth, 2014).

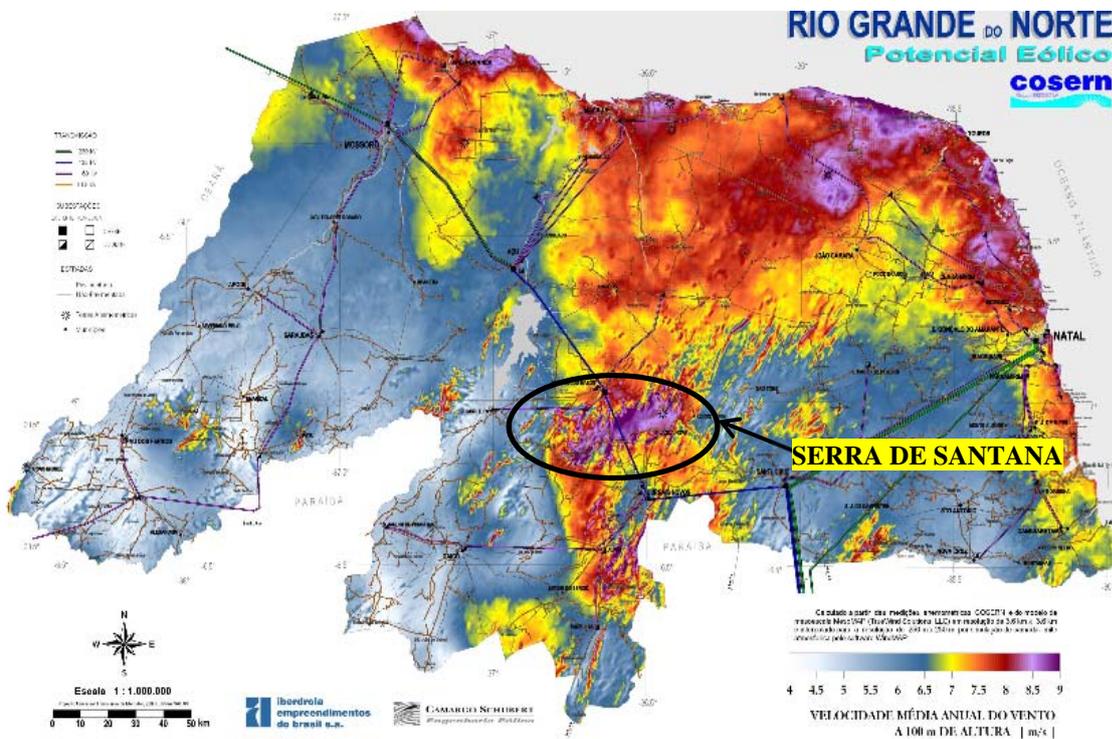


Figura 3.5 Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte (COSERN, 2003).

3.4 ESCOLHA DOS SOFTWARES

Para o cálculo e o planejamento do projeto de aproveitamento eólico, várias ferramentas computacionais foram utilizadas, visto que nenhum programa é autossuficiente. Os *softwares* escolhidos foram aqueles adequados para o planejamento de cada característica do projeto, de modo a criar um estudo detalhado, agregando informações da topografia do terreno, perfil e comportamento do vento ao longo do tempo e das influências das turbinas e do terreno para as diferentes possibilidades de direções do vento. A seguir, segue uma explanação geral do uso e a justificativa de utilização de cada ferramenta computacional neste estudo.

- Google Earth: *Software* de representação do globo terrestre segundo um modelo tridimensional. Para o estudo, o programa foi usado como um gerador de mapas bidimensionais e imagens de satélite que permitiram a análise da cobertura vegetal, e do uso e ocupação do solo.
- Global Mapper: *Software* de geoprocessamento de fácil utilização e rápido processamento. Para o projeto em questão, além de ser um bom visualizador, possui a funcionalidade de *download* gratuito do Modelo Digital de Elevação SRTM, além de exportar e importar dados em vários formatos vetoriais.
- WAsP: *Software* consolidado nos estudos de aproveitamento eólico. Devido à complexidade existente no relevo da área de análise, seu uso foi limitado à síntese das estatísticas de vento e digitalização dos dados de topografia e rugosidade para elaboração do modelo digital do terreno.
- Meteodyn WT: *Software* desenvolvido especialmente para modelar o escoamento atmosférico em terrenos acidentados. Apresenta uma modelagem avançada para estudos de turbulência. Além extrapolar a velocidade do vento na horizontal e na vertical, produzindo o atlas eólico em microescala da região, permitiu a avaliação dos parâmetros de turbulência e *wind shear* do *layout* do parque eólico definido pelo WindFarmer.
- WindFarmer: *Software* de projeto completo de parque eólico, com a simplicidade de armazenar todas as informações do projeto em um único arquivo .WOW. Para o estudo corrente, o *software* foi utilizado para análise, interpretação e elaboração das estatísticas dos dados de vento, otimização do *layout* e cálculo da produção energética do parque eólico, estimando a eficiência e perdas por efeito esteira de turbinas.

3.5 BASE DE DADOS DE VENTO

O comportamento do vento deve ser estudado e compreendido para a análise correta do desempenho das máquinas e para o projeto da fazenda eólica. A principal metodologia de estimativa do potencial eólico é baseada em medições de vento realizadas no local em estudo. O período de medição deve ser suficientemente longo para cobrir as variações meteorológicas na região, o que é obtido com períodos de pelo menos um ano.

A base de dados de vento do presente estudo é posse da empresa Rialma Energia Eólica S/A, com sede na cidade de Brasília-DF. Salienta-se que a empresa tem conhecimento deste trabalho e autorizou previamente a utilização dos dados para fins acadêmicos. A própria empresa instalou os instrumentos de medição coletou os dados de vento, que são explicados neste capítulo.

3.5.1 ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO DE VENTO

A medição e o armazenamento dos dados de vento foram realizados por uma instalação específica, denominada “estação de medição de vento”, localizada a aproximadamente 1 km da cidade de Tenente Laurentino Cruz, município do estado do Rio Grande do Norte, como mostra a Figura 3.6. A torre de medição, denominada Serra de Santana RN01, possui 150 metros de altura e está localizada nas coordenadas 751465 E, 9319619 S, meridiano central -39, zona 24, hemisfério Sul. Os dados da estação de medição de vento disponíveis para o presente estudo foram anteriormente medidos e coletados pela empresa Rialma Energia Eólica S/A e compreendem um período de um ano, com início no dia 01/02/2012 e término no dia 31/01/2013.

A velocidade do vento foi medida por meio de um instrumento denominado anemômetro do tipo concha. A direção do vento foi medida com o uso de biruta ou *windvane*. A temperatura e a umidade foram medidas por um termohigrômetro e a pressão, por um barômetro. Os dados medidos por todos os instrumentos foram salvos em um armazenador de dados (*datalogger*), e transmitidos via telefone, mas também poderiam ter sido coletados *in loco*.

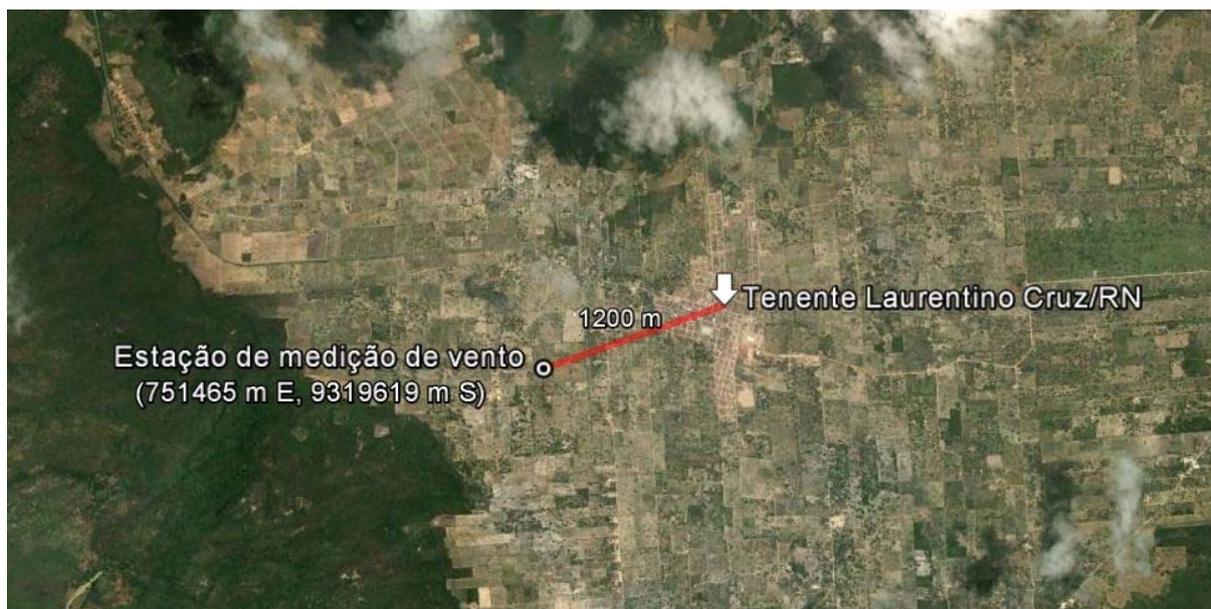


Figura 3.6 Localização da estação de medição de vento (Fonte: Google Earth, 2014).

A estação de medição é composta por uma torre, onde estão instalados os sensores de medição de vento e o armazenador de dados. As medições de vento foram feitas quase que instantaneamente, em intervalos de 2 segundos. Intervalos discretos foram utilizados para o armazenamento dos dados e intervalos de 10 minutos entre registros dos dados de vento. O perfil esquemático da torre de medição encontra-se no Apêndice A.

3.5.2 SENSORIAMENTO REMOTO

A outra fonte de dados de ventos utilizada no estudo foi derivada de um sistema de sensoriamento remoto denominado Sodar. O modelo usado para medir os dados usados no estudo, o Triton SoDAR, mostrado na Figura 3.7, foi fabricado pela empresa SecondWind, e também é propriedade da empresa Rialma Energia Eólica S/A. O funcionamento do instrumento é baseado na emissão de ondas sonoras, em combinação com o efeito Doppler. O Sodar é semelhante ao radar (detecção e localização por rádio), com exceção do fato de que são utilizadas ondas sonoras para a detecção no lugar das ondas de rádio. Assim, o Sodar também é conhecido como radar acústico.

O Sodar é baseado no princípio do espalhamento acústico. A fim de medir o perfil do vento com o Sodar, pulsos acústicos são enviados verticalmente e em pequenos ângulos com a posição vertical. O pulso acústico que é transmitido ao ar experimenta um espalhamento de partículas ou flutuações no índice de refração do ar. Essas flutuações podem ser causadas pelo

cisalhamento do vento, assim como gradientes de temperatura e umidade. A energia acústica captada de volta ao solo é então captada por microfones. A intensidade e o desvio de frequência (efeito Doppler) do sinal de retorno são analisados para determinar a velocidade e a direção do vento, como também o caráter turbulento da atmosfera. O perfil da atmosfera em função da altura é então obtido por meio da análise do sinal de retorno, no caso, de uma série de vezes após a transmissão de cada pulso (PINTO, 2013).

A grande vantagem do equipamento é que não são necessárias altas torres de medição com sensores instalados em diferentes alturas para que as medições sejam efetuadas e há possibilidade de prospecção do potencial eólico de áreas em virtude da sua simplicidade de transporte. O Sodar armazena os dados em uma memória interna e os transmite via conexão com a internet. Sua autonomia é garantida por duas baterias internas de 12V e dois painéis solares de 85W. A Tabela 3.1 resume as especificações da medição de dados de vento do Sodar utilizado no projeto.



Figura 3.7 Sodar utilizado no estudo (Miranda, 2014).

Tabela 3.1 Especificações de medição de dados de vento do Sodar.

Altura máxima de medição	200 m
Alturas de medição de dados de	40, 50, 60, 80, 100, 120, 140,
Faixa de velocidade de vento	0 – 25 m/s
Taxa de recuperação de dados	> 98% (em todas as alturas)
Taxa de armazenamento de dados	A cada 10 minutos

Os dados disponíveis por medição via Sodar na região compreendem o período de 18/05/2012 a 30/06/2012, e, por não terem representatividade de ao menos um ano para validação do potencial eólico, foram utilizados para avaliar o gradiente vertical de velocidade e turbulência do vento. O Sodar foi posicionado para medição nas coordenadas 751667 E, 9319594 S, distanciando-se cerca de 200 metros da torre de medição Serra de Santana RN01, como mostrado na Figura 3.8.



Figura 3.8 Localização do ponto de medição do Sodar (Fonte: Google Earth, 2014).

3.6 ESCOLHA DOS AEROGERADORES

Para compor as simulações do projeto, foram escolhidos 5 modelos de turbinas eólicas, mostradas na Figura 3.9. As características das turbinas variam desde menores dimensões e potência nominal até um dos maiores e mais potentes modelos no mercado mundial de turbinas eólicas, ainda não disponível no Brasil. A Figura 3.10 e a Figura 3.11 mostram respectivamente a curva de potência e a curva de empuxo das turbinas eólicas analisadas.

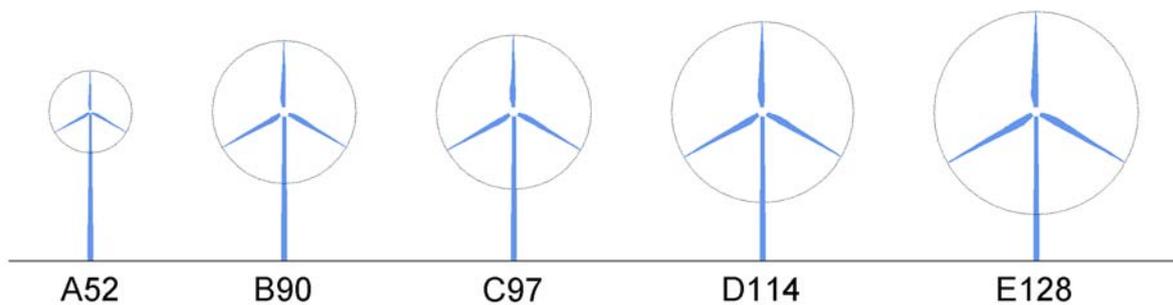


Figura 3.9 Aerogeradores selecionados para o estudo (Miranda, 2014).

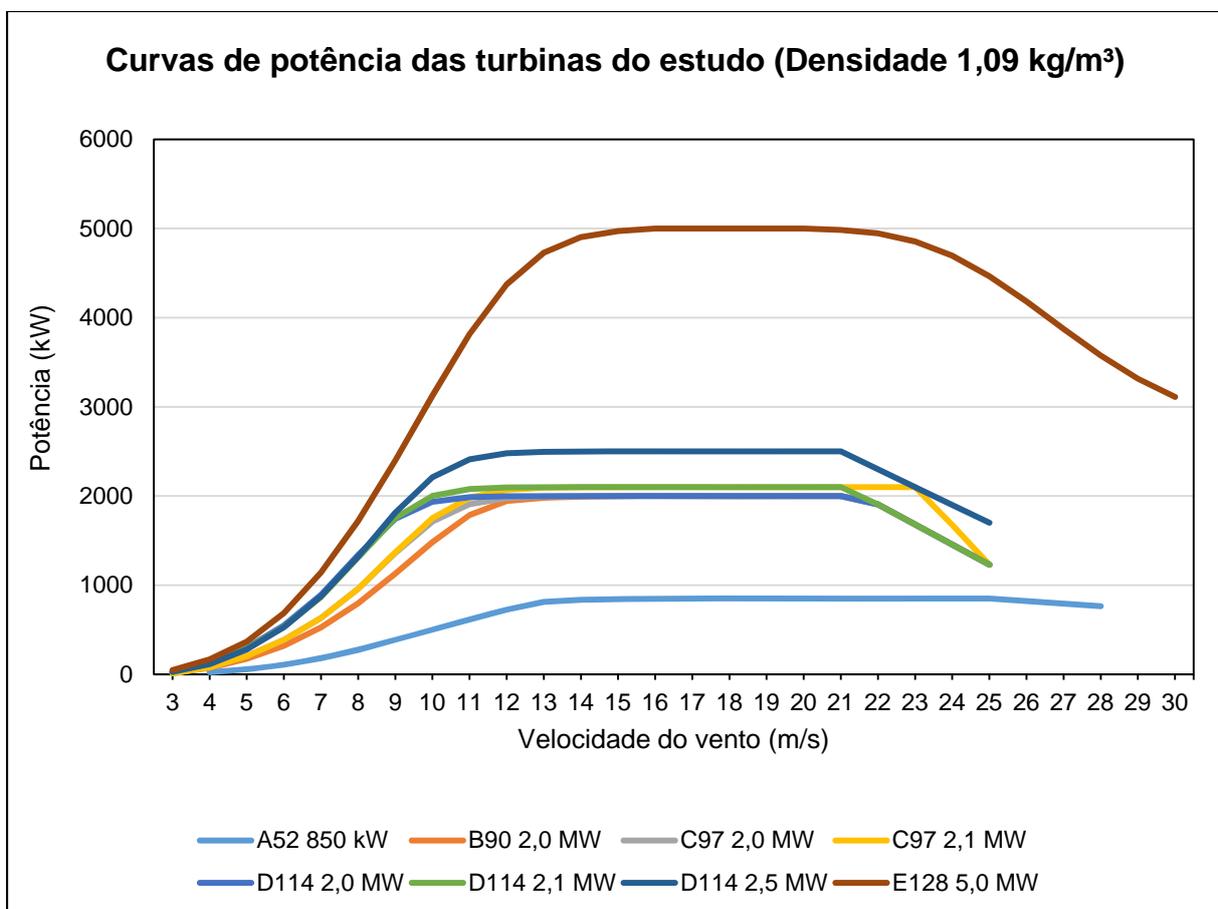


Figura 3.10 Curvas de potência das turbinas do estudo (Densidade 1,09 kg/m³).

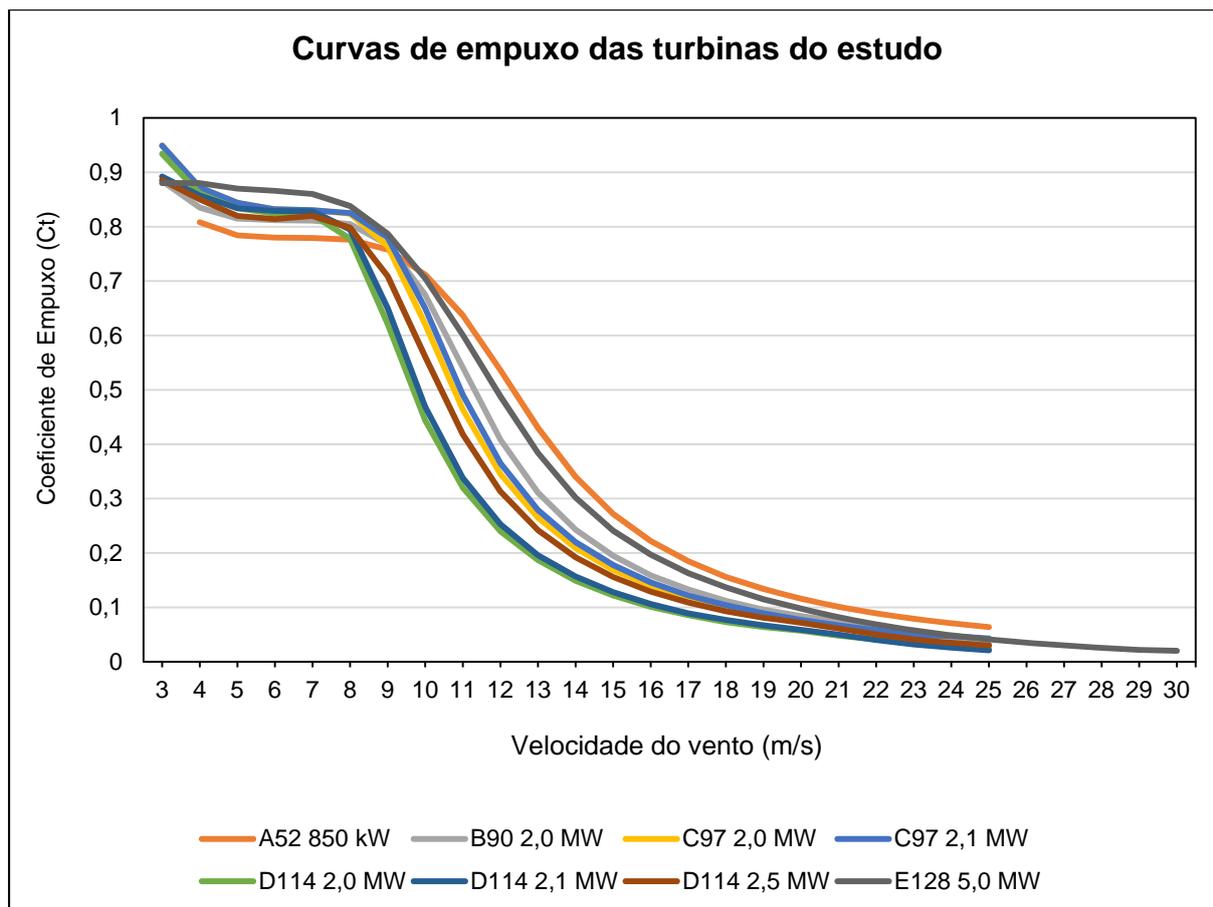


Figura 3.11 Curvas de empuxo das turbinas do estudo.

Para cada modelo de turbina, a Tabela 3.2 indica a potência nominal, o diâmetro varrido por suas pás e as alturas escolhidas do rotor para simulação de parque eólico, que foram escolhidas a partir das sugestões de alturas do fabricante.

Tabela 3.2 Características técnicas dos aerogeradores escolhidos.

Modelo	Diâmetro (m)	Tipo	Potência (kW)	Designação	Área varrida (m ²)	W/m ²	Alturas de rotor simuladas (m)
A	52	1	850	A52 850 kW	2.123,72	400,24	55 / 65
B	90	1	2000	B90 2000 kW	6.361,73	314,38	55 / 65 / 78 / 93
C	97	1	2000	C97 2000 kW	7.389,81	270,64	78 / 93 / 125
		2	2100	C97 2100 kW	7.389,81	284,18	78 / 93 / 125
D	114	1	2000	D114 2000 kW	10.207,03	195,94	78 / 93 / 125
		2	2100	D114 2100 kW	10.207,03	205,74	78 / 93 / 125
		3	2500	D114 2500 kW	10.207,03	244,93	78 / 93 / 125
E	128	1	5000	E128 5000 kW	12.867,96	388,56	78 / 93 / 125 / 140

Os modelos selecionados para a análise são produzidos por um dos fabricantes líderes mundiais na área da tecnologia eólica. Optou-se por não publicar a marca do fabricante dos aerogeradores, tendo em vista que este estudo tem por objetivo propor uma metodologia de análise e não estabelecer um estudo comercial de implantação de parque eólico na região analisada, visto que tal avaliação é confidencialidade da empresa Rialma Energia Eólica S/A.

É importante frisar que a escolha de um aerogerador para o caso real de implantação de um parque eólico envolve muitos outros aspectos que não serão contemplados neste estudo, como financiamento, disponibilidade técnica, logística de transportes, local de fabricação dos componentes, dentre outros.

3.7 MODELO DIGITAL DO TERRENO

A área de análise está situada em um platô, onde uma superfície nivelada é circundada por zonas de declive elevado, como mostrado na Figura 3.12. As altitudes mínima e máxima na área de análise correspondem a 80 m e 755 m acima do nível do mar, respectivamente. A cobertura do solo no local de estudo é constituída predominantemente por vegetação nativa (caatinga) e plantações rasteiras. A encosta do planalto circundante é coberta por mata nativa.

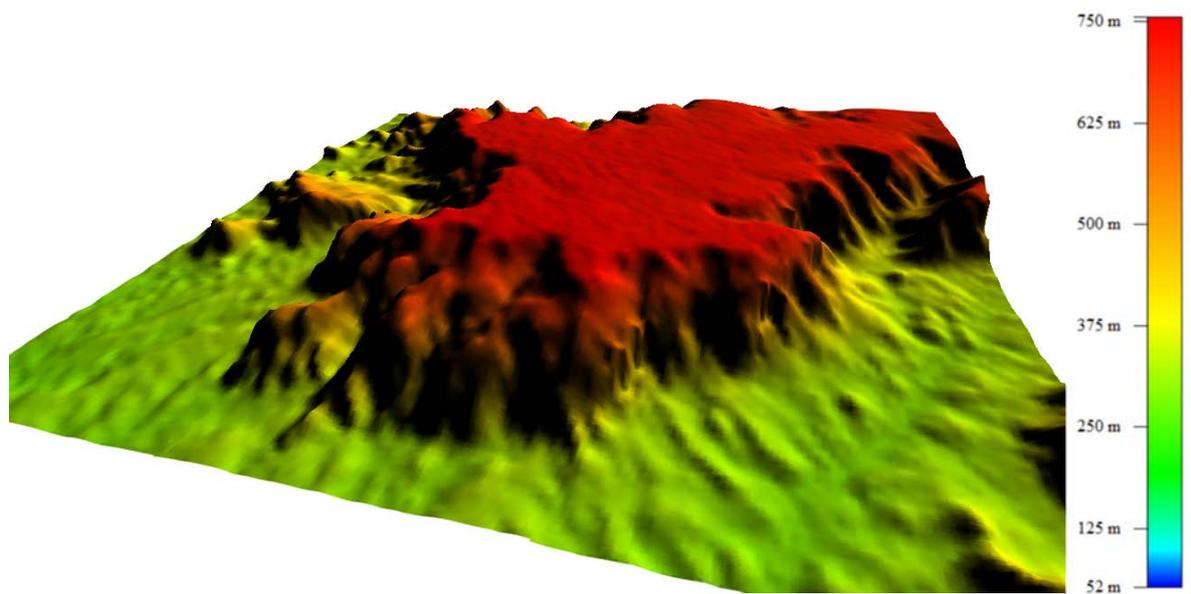


Figura 3.12 Modelo digital de orografia SRTM (Fonte: Global Mapper, 2014).

Para a construção do modelo digital de orografia, um domínio de 20 km x 20 km foi utilizado com curvas de nível a cada 5 metros, obtidas no *software* Global Mapper pelo modelo digital de elevação da Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) da NASA, resultando em

um mapa digital de 4000 km². O arquivo com as informações de topografia foi exportado na extensão .DXF para posteriormente ser importado no programa WAsP Map Editor.

Para o modelo digital de obstáculos, não foi constatada a presença de qualquer edificação ou obstáculo natural que venha a exercer influência significativa, seja positiva ou negativa, à modelagem do fluxo eólico incidente na torre anemométrica e no local das turbinas. Desse modo, áreas florestadas e edificações foram modeladas de forma a contribuir para a rugosidade do terreno, em vez de serem obstáculos ao escoamento do vento.

Mediante análise da fotografia digital da área disponibilizada pelo *software* Google Earth, foi elaborado o mosaico da cobertura superficial da região em análise. As informações foram resumidas em um arquivo de extensão .KML, que, por sua vez, foi importado dentro do Global Mapper e convertido para o formato .DXF.

No *software* WAsP Map Editor, o arquivo do mosaico da cobertura superficial foi importado, e, a partir da interpretação e quantificação da rugosidade representativa para cada mosaico, foi elaborado um modelo digital da rugosidade superficial. No total, foram identificados e classificados 4 (quatro) tipos característicos de comprimentos de rugosidade relevantes, conforme a classificação apresentada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Comprimentos de rugosidade identificados na área de estudo.

Descrição	Z ₀ (m)
Cidades	0,4
Vegetação nativa e plantações de cajueiros	0,3
Plantações rasteiras	0,1
Zonas alagadas	0,0002

Por fim, o modelo digital do terreno, arquivo de extensão .MAP, é gerado no *software* WAsP Map Editor após a entrada dos dados de orografia em combinação com as informações de rugosidade, conforme mostrado na Figura 3.13.

3.8 INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS DE VENTO

A inspeção inicial dos dados brutos medidos é importante para identificação e exclusão de dados indesejáveis, ocasionados, por exemplo, por falhas do instrumento e eventuais períodos de lacuna nos dados. A Figura 3.14 mostra o comportamento geral na forma gráfica dos dados de vento da torre de medição.

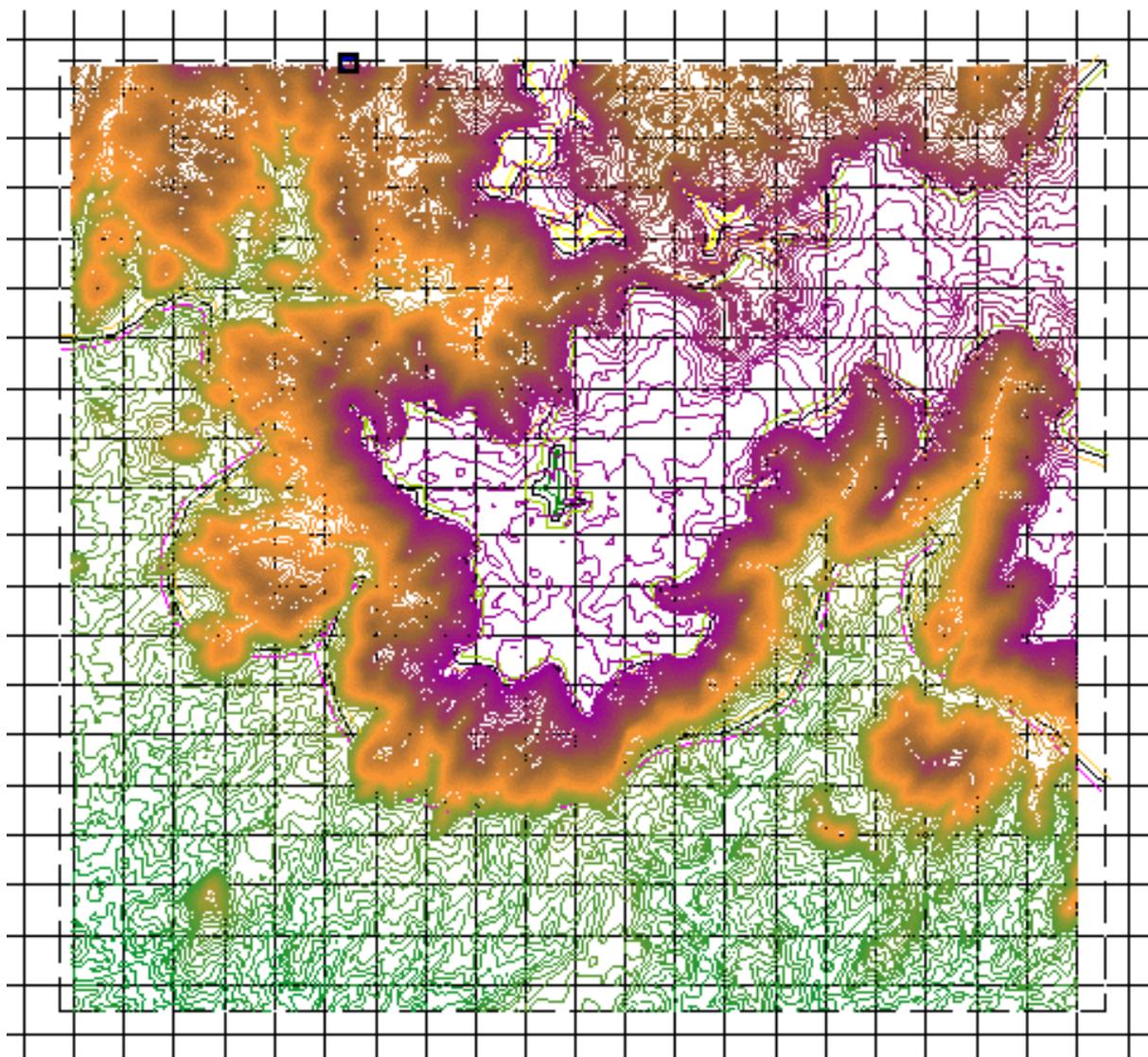


Figura 3.13 Modelo digital do terreno (Fonte: WAsP Map Editor).

A série temporal representativa do regime de ventos do local compreende o período de um ano de medição (01/02/2012 a 31/01/2013). No WindFarmer, foram produzidas as estatísticas da probabilidade da velocidade e direção do vento, em termos de 12 faixas direcionais de 30° e passos de velocidade do vento de 1 m/s da série de dados.

O WindFarmer resume as estatísticas de vento em um arquivo denominado arquivo .TAB, no qual constam as frequências de velocidade e direção de vento combinadas. Por sua vez, o WindFarmer também produz dados estatísticos da intensidade de turbulência a partir dos dados medidos de desvio padrão e velocidade média, gerando o arquivo .WTI. Os parâmetros de Weibull da série de dados medidos foram gerados no *software* WAsP Climate Analyst.

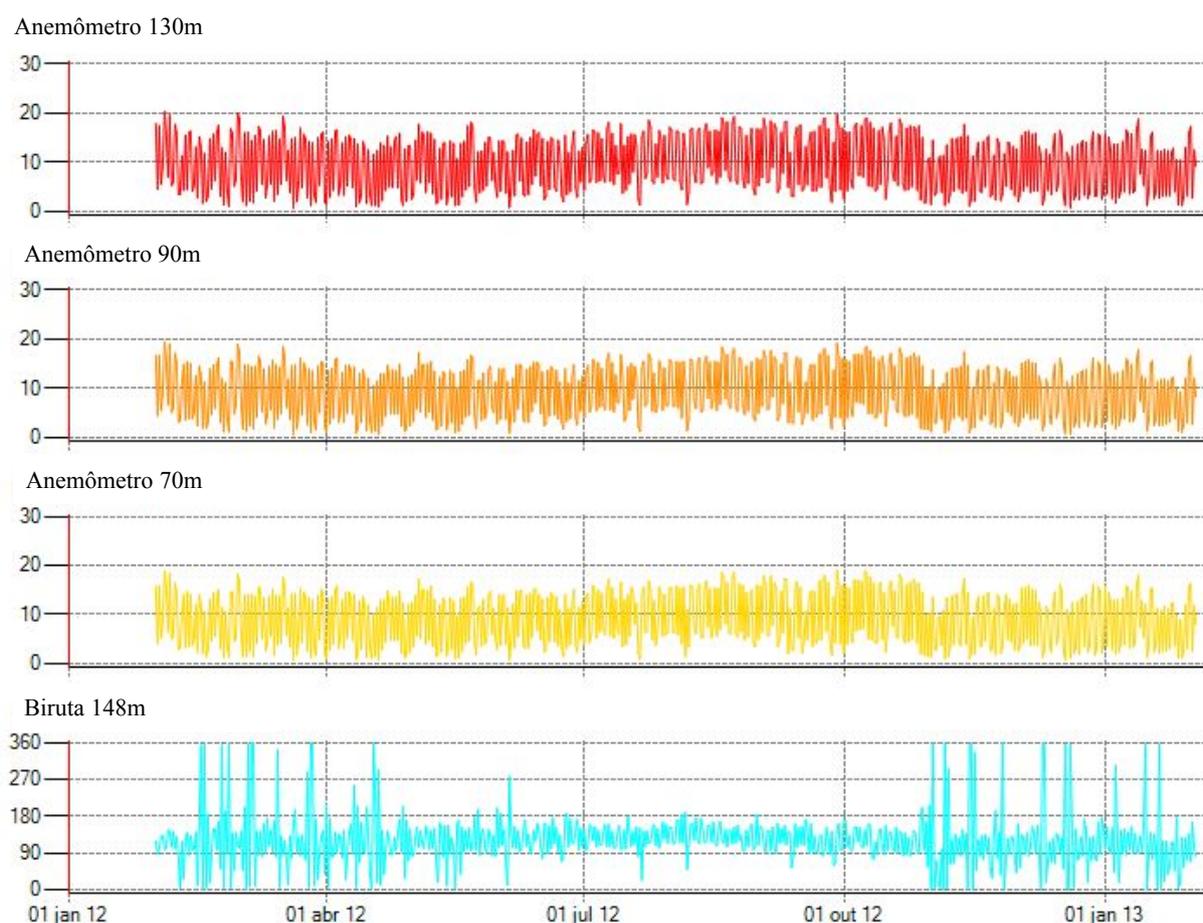


Figura 3.14 Série de dados importada no WindFarmer.

3.9 MODELAGEM DO ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO

As alturas de medições não coincidem com as alturas de rotor dos modelos de turbinas estudados, assim foi efetuada uma extrapolação vertical dos dados de vento. Buscando minimizar erros por extrapolação vertical, optou-se por utilizar os níveis de velocidades medidos mais próximos das alturas de rotor simuladas, conforme mostrado na Tabela 3.4.

A adoção deste procedimento pressupõe que a orografia e a ocupação do solo não induzirão variações significativas de direção ou desenvolvimento de perfil entre estes níveis. Pela estabilidade direcional observada na região, não se esperam problemas relacionados à direção entre os níveis de 148, 128 e 89 metros. Utilizou-se portanto, a altura de 148 metros como referência de direção do vento.

Tabela 3.4 Alturas de medição utilizadas nas simulações.

Altura de rotor simulada	Altura de medição da fonte de dados correspondente
55 m	70 m
65 m	70 m
78 m	70 m
93 m	90 m
125 m	130 m
140 m	130 m

O recurso eólico foi extrapolado na horizontal e na vertical, de modo a prever o regime de vento não apenas em um ponto de medição, mas em toda uma área sob diferentes alturas, gerando malhas para a discretização do comportamento do vento na camada limite superficial.

Sabendo que a região trata-se de um platô a cerca de 700 m de altura, essa elevação abrupta poderá causar descolamento da camada limite a montante dos parques, provocando a diminuição da pressão local e o surgimento de um comportamento caótico da direção e velocidade do vento, refletido no comportamento das máquinas como carregamentos dinâmicos, diminuindo a sua vida útil. O comportamento descrito acima ultrapassa os limites do modelo computacional WASP e, como boa prática, deve ser evitado. Em busca de uma análise mais detalhada das condições locais, um estudo CFD (*Computational Fluid Dynamics*) foi desenvolvido.

Os parâmetros de entrada no Meteodyn WT são:

- Os modelos digitais de orografia e rugosidade descritos no arquivo de extensão .MAP;
- Localização da estação de medição de vento, em coordenadas UTM;
- Localização das posições de dados disponíveis do Sodar, em coordenadas UTM;
- Alturas das medições de dados da estação de medição e das posições do Sodar;
- Alturas das malhas do fluxo atmosférico a serem calculadas (alturas de rotor);
- Divisão direcional;
- Resolução da malha.

Inicialmente, o Meteodyn WT calcula os parâmetros a que o fluxo de vento está sujeito, com base no modelo digital do terreno e nas informações de altura e localização dos dados de vento, gerando uma matriz de equações. A Figura 3.15 mostra a janela de trabalho do Meteodyn WT RG, onde se verifica a definição do raio, dos limites e das alturas da malha simulada, a

entrada dos dados de orografia e rugosidade, os doze passos de 30° de direções analisadas e a resolução do mapa eólico gerado, no caso, 40 metros.

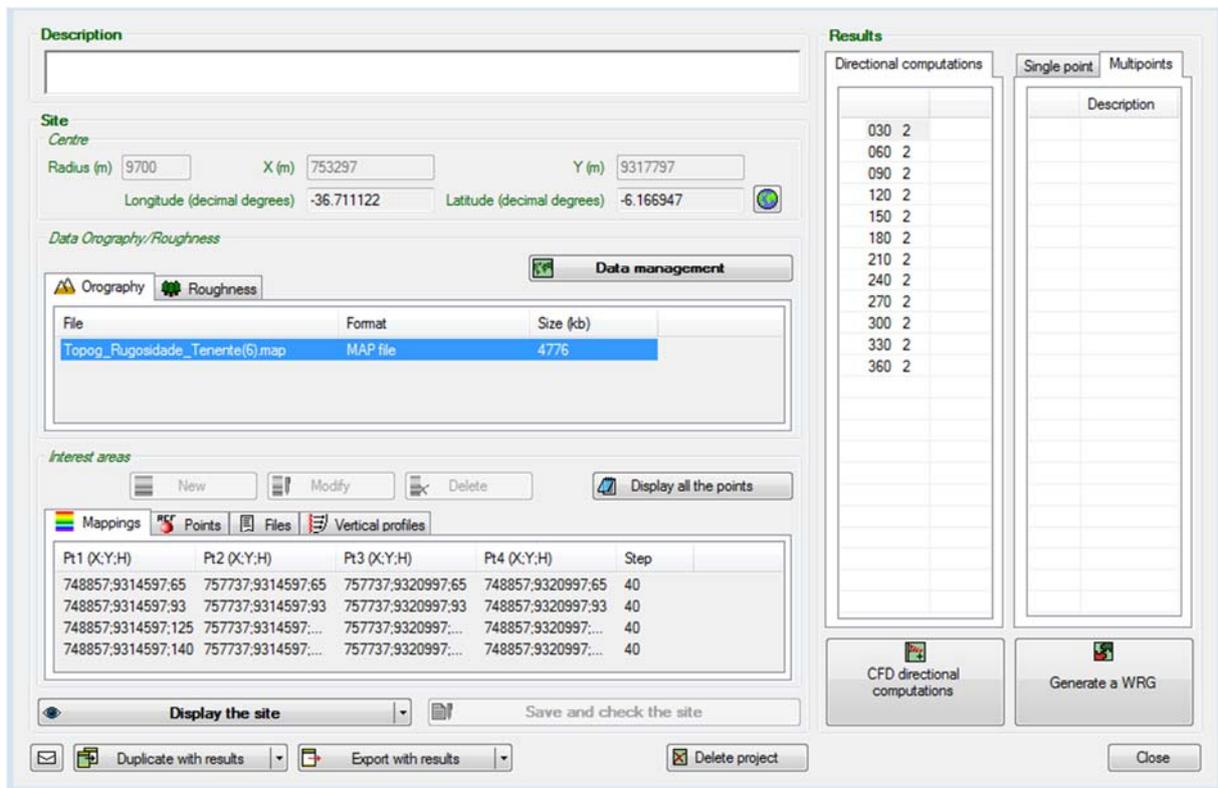


Figura 3.15 Espaço de trabalho do Meteodyn WT RG.

Com a entrada dos dados de vento, o *software* discretiza o sistema de equações, gerando uma malha de pontos com soluções aproximadas para estimar as condições de vento em qualquer ponto do domínio estipulado. Desse modo, uma série de dados virtual é gerada para cada posição do domínio, resultando no arquivo de extensão .WRG da malha do recurso eólico para cada altura de rotor estipulada. O Meteodyn WT RG também possui a opção de visualização dos mapas gerados no formato de imagem dentro do Google Earth, o que permite avaliar visualmente os parâmetros de velocidade do vento, turbulência e *wind shear*. Os mapas de velocidade do vento, turbulência e *shear* são apresentados no Apêndice B.

3.10 CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

Com os arquivos descritivos do regime de vento e das características de terreno, o programa WindFarmer é capaz de prever a produção de energia dos aerogeradores. A Figura 3.16 mostra o espaço de trabalho do WindFarmer.

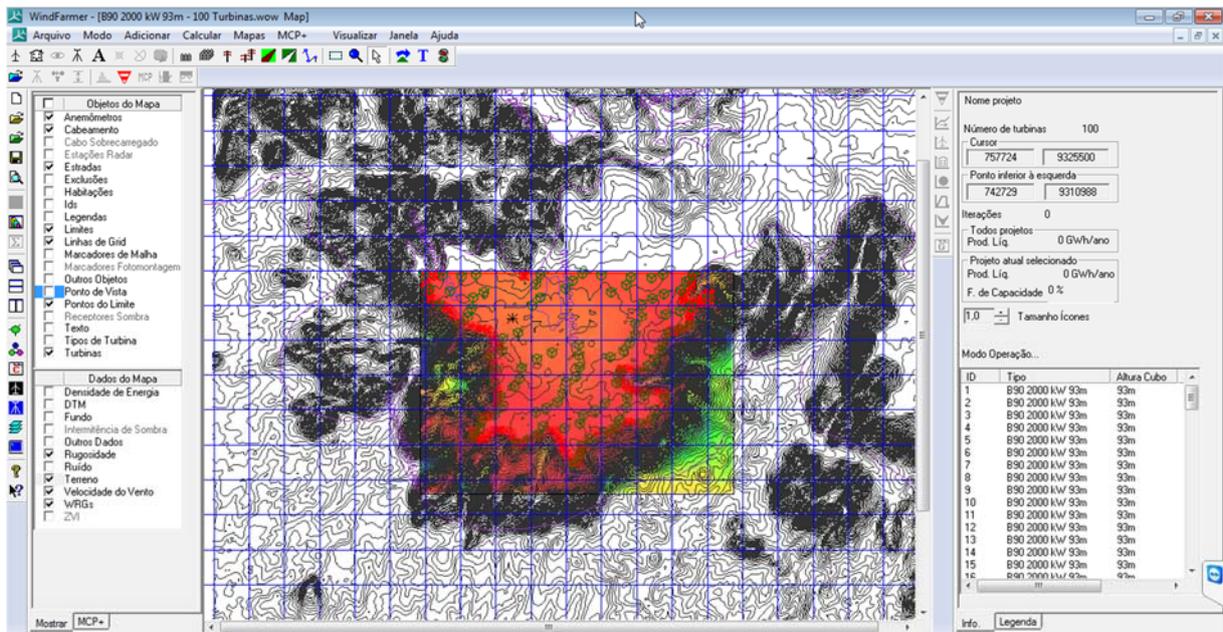


Figura 3.16 Área de trabalho do WindFarmer.

Os parâmetros de entrada no WindFarmer são:

- Os modelos digitais de orografia e rugosidade descritos no arquivo de extensão .MAP;
- Malhas do recurso eólico, nos arquivos de extensão .WRG para cada altura de rotor estipulada;
- Ponto unitário calculado na altura e posição da torre de medição, arquivo de extensão .WRG, para o caso, três arquivos para cada altura de referência (70, 90 e 130 metros);
- Curvas de potência e de coeficientes de empuxo de cada modelo de turbina, definidas dentro do próprio programa;
- Estatísticas de turbulência, descritas no arquivo de extensão .WTI para cada altura;
- Definição do modelo de esteira.

A partir da malha do recurso eólico para cada altura expressa pelos arquivos .WRG, o WindFarmer interpola as estatísticas de vento dos pontos e produz parâmetros de Weibull para todas as posições das turbinas. Por fim, a energia captada por cada turbina é calculada. Para estimar a capacidade de produção energética do local em estudo, dois tipos de análises foram desenvolvidos: a simulação de apenas uma turbina isolada de cada tipo e a simulação de um grupo de turbinas compondo um parque eólico.

3.10.1 AEROGERADOR ISOLADO

Inicialmente, foi proposta a simulação de apenas uma unidade de cada modelo de turbina, de modo a verificar a influência da variação do diâmetro das pás e da altura do rotor. A posição da turbina foi fixada no local da torre de medição de dados de vento para todos os casos analisados. Nesta análise inicial, as alturas de simulação de cada turbina foram extrapoladas além das alturas recomendadas pelo fabricante, apenas para evidenciar o ganho energético do posicionamento das turbinas a maiores alturas. A Tabela 3.5 mostra as alturas simuladas de cada turbina individualmente e os resultados obtidos são apresentados no Apêndice C1.

Tabela 3.5 Alturas de simulação de cada turbina individualmente.

Modelo	Alturas de rotor simuladas (m)
A52 850 kW	55 / 65 / 78 / 93 / 125 / 140
B90 2000 kW	55 / 65 / 78 / 93 / 125 / 140
C97 2000 kW	78 / 93 / 125 / 140
C97 2100 kW	78 / 93 / 125 / 140
D114 2000 kW	78 / 93 / 125 / 140
D114 2100 kW	78 / 93 / 125 / 140
D114 2500 kW	78 / 93 / 125 / 140
E128 5000 kW	78 / 93 / 125 / 140

3.10.2 PARQUE EÓLICO

O projeto de parque eólico é pautado em um horizonte de 20 anos e, durante este período, deverá produzir energia suficiente para cobrir o investimento da sua implantação, os custos operacionais, e trazer um retorno econômico ao investidor.

Segundo Custódio (2007), os parâmetros de projeto de um parque eólico são:

- estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento;
- estudo do vento;
- estudo da disposição dos aerogeradores no parque eólico (*layout*);
- estudo da conexão da parque eólico na rede elétrica.

Os critérios de projeto têm grande influência no desempenho de um parque eólico, o que demanda um estudo das características específicas de cada projeto para definição da sua qualidade e viabilidade técnico-econômica. O presente trabalho limita-se à predição da energia gerada e à escolha da melhor alternativa econômica dentre os aerogeradores selecionados, sem contemplar estudos elétricos, visto que a proposta é a análise de diferentes modelos de aerogeradores e sua tecnologia agregada, como tamanho das pás, altura de torre e potência nominal.

Desse modo, para o estudo corrente, os parâmetros de projeto de parque eólico são apresentados na Tabela 3.6, todavia tais valores não são regras a serem aplicadas em qualquer projeto, pois cada local demanda uma avaliação diferenciada. A eficiência global mínima representa a perda aceitável máxima causada pela esteira da operação conjunta das turbinas, neste trabalho definida como no máximo 5%. A eficiência individual mínima está relacionada à perda por esteira do aerogerador mais afetado dentro do parque eólico, no caso limitado a 10%. Já que este trabalho não apresentará um estudo de cargas nos aerogeradores, também foram definidos limites de aceitação das características de turbulência e *shear* para todas as posições de aerogeradores definidas.

Tabela 3.6 Parâmetros de projeto de parque eólico utilizados no estudo.

Parâmetro	Limite de aceitação
Eficiência global mínima	95 %
Eficiência individual mínima	90 %
Turbulência local máxima	16 %
<i>Shear</i> máximo	20 %

A região útil de implantação de aerogeradores foi delimitada de acordo com o mapa eólico gerado e limitada por regiões de inclinação de taludes superiores a 17%, representando uma área de aproximadamente 25,02 km², conforme mostrado na Figura 3.17.

A esteira de um aerogerador é um fenômeno complexo ainda não totalmente resolvido pela física da dinâmica dos fluidos. Assim sendo, o comportamento do vento na região de esteira de uma turbina eólica é estimado por meio de modelos aproximados. O presente estudo analisa o efeito esteira entre as turbinas do parque eólico mediante dois modelos distintos, o modelo PARK modificado e o modelo de viscosidade turbulenta (*Eddy Viscosity*).

Conforme dito anteriormente, o modelo PARK modificado é recomendado para estudos de otimização. Dessa maneira, durante os cálculos iterativos realizados pelo *software*

WindFarmer em busca do *layout* de turbinas que maximizasse a produção energética, o modelo PARK modificado foi utilizado. Após a determinação do *layout* de cada parque eólico, a mesma disposição de turbinas foi novamente simulada, agora considerando o modelo *Eddy Viscosity*.

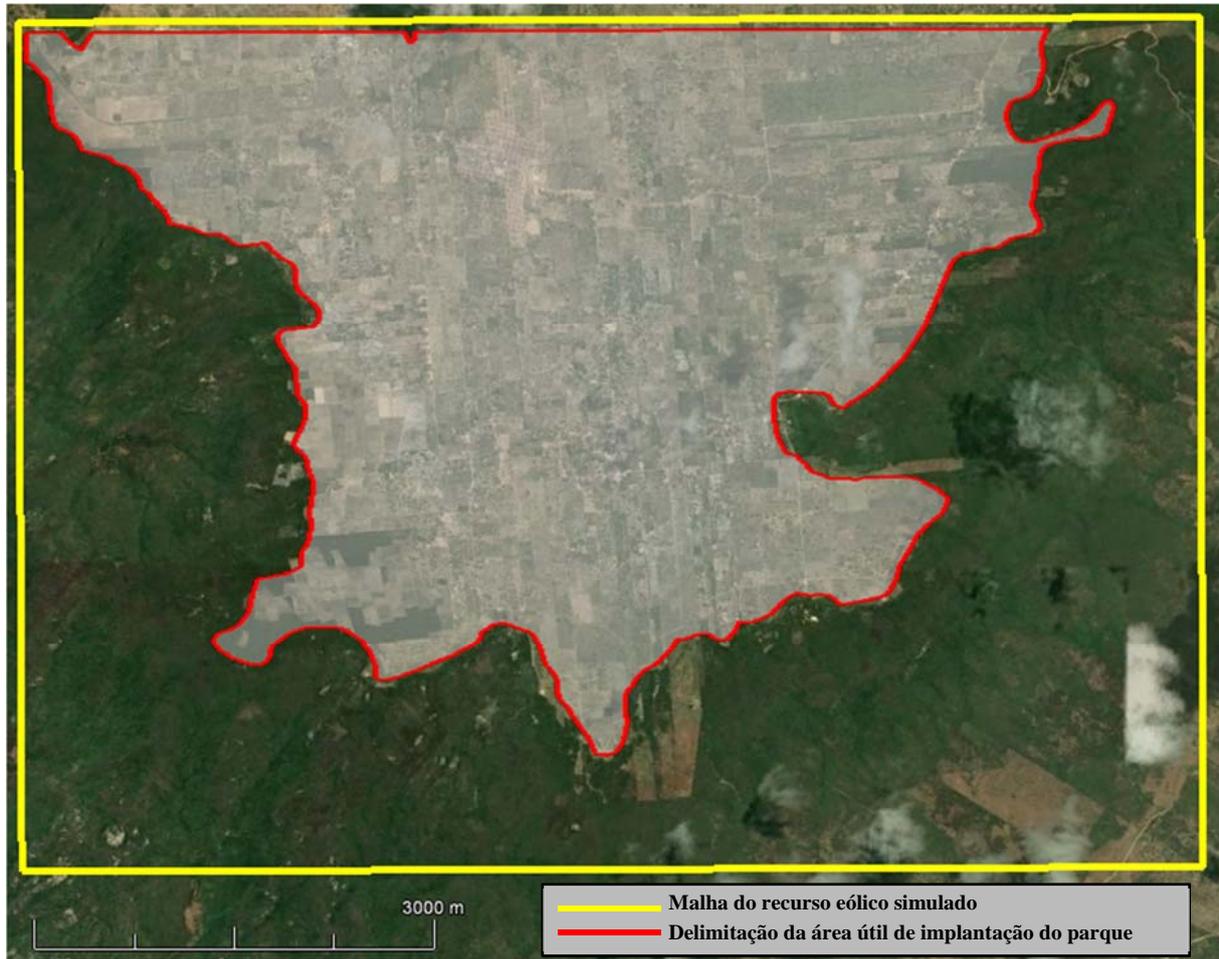


Figura 3.17 Limites do parque eólico proposto.

Levando em conta que os aerogeradores selecionados tem diferentes tamanhos, a quantidade de unidades que cabem dentro do limite definido varia de acordo com cada modelo de aerogerador. Para minimizar as perdas por efeito esteira, foi definida uma distância mínima de separação elíptica entre as turbinas, na qual o eixo maior orientado segundo a direção predominante do vento (120°) possui 9 diâmetros de comprimento, e o eixo menor, perpendicular ao eixo maior, possui 3 diâmetros de extensão. A Figura 3.18 e a Tabela 3.7 exemplificam o espaçamento das turbinas segundo suas distâncias mínimas de separação.

Tabela 3.7 Eixos das distâncias elípticas de separação entre aerogeradores.

Modelo	Diâmetro das pás D (m)	Eixo maior 9D (m)	Eixo menor 3D (m)
A52 850 kW	52	468	156
B90 2000 kW	90	810	270
C97 2000 kW	97	873	291
C97 2100 kW	97	873	291
D114 2000 kW	114	1026	342
D114 2100 kW	114	1026	342
D114 2500 kW	114	1026	342
E128 5000 kW	128	1152	384

Assim, há uma capacidade instalada máxima para cada tipo de turbina, como mostrado na Tabela 3.8. Entretanto, como várias fileiras de turbinas tendem a causar perdas de energia significativas por esteira, foi limitado o valor mínimo de eficiência geral do parque eólico de 95%, e a eficiência mínima individual de 90%. Não foi considerada a composição de um parque eólico por mais de um modelo de aerogerador. A quantidade máxima se refere ao maior número de unidades individuais que cabem dentro do limite estabelecido, e a quantidade definida representa a maior de quantidade que atende aos critérios de eficiência estabelecidos. O Apêndice D apresenta a disposição de aerogeradores referente à quantidade máxima definida para cada modelo dentro da área útil para implantação do parque.

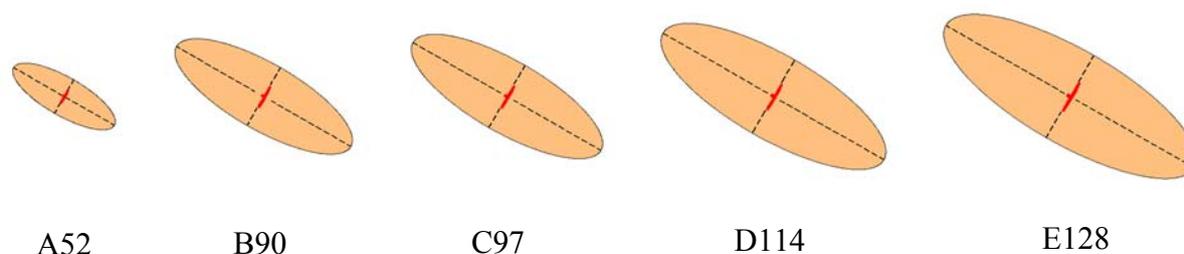


Figura 3.18 Espaçamento de cada modelo de turbina segundo suas distâncias mínimas de separação (Miranda, 2014).

O parâmetro para definição da melhor alternativa não é a capacidade instalada do parque, e sim a estimativa da produção energética (energia firme) gerada pelo grupo de turbinas operando simultaneamente e causando uma influência na geração das unidades em sua proximidade.

Tabela 3.8 Quantidade de aerogeradores e capacidade instalada máxima de cada modelo de turbina.

Modelo	Quantidade máxima de aerogeradores no limite	Capacidade instalada máxima (MW)
A52 850 kW	347	294,95
B90 2000 kW	119	238,00
C97 2000 kW	106	212,00
C97 2100 kW	106	222,60
D114 2000 kW	78	156,00
D114 2100 kW	78	163,80
D114 2500 kW	78	195,00
E128 5000 kW	63	315,00

O processo de otimização de *layout* de parque eólico foi desenvolvido no WindFarmer, partindo-se da definição manual do número de turbinas existentes dentro do limite. O *software* movimentou a posição dos aerogeradores, individualmente ou em grupos de turbinas, calculando iterativamente a produção de energia de cada *layout*, e indicou a disposição de aerogeradores que produz mais energia de acordo com o número de turbinas estabelecido. A Figura 3.19 mostra graficamente o processo de otimização, onde o comportamento constante da curva evidencia que o melhor resultado foi encontrado, de acordo com o modelo e número de turbinas considerado.

Caso os parâmetros de projeto fossem atendidos, o número de turbinas dentro do limite foi aumentado manualmente e um novo processo iterativo iniciado. Do mesmo modo, caso os parâmetros de eficiência do parque fossem inferiores aos referidos na Tabela 3.6, a quantidade de turbinas foi reduzida manualmente e a otimização reiniciada. O número de aerogeradores de cada uma das 25 combinações de turbinas e alturas de rotor foi definido pela maior quantidade que atendeu aos requisitos de eficiência estipulados, todavia tal processo exigiu acompanhamento contínuo para definição do número de turbinas simulado e avaliação dos resultados obtidos. Assim, o processo de otimização é um balanço entre o posicionamento de turbinas nos locais de melhores ventos e a limitação das perdas energéticas por efeito esteira.

Finalmente, o investimento econômico necessário para implantação de cada alternativa foi comparado com a sua respetiva produção energética anual, com base no valor do P90 para um horizonte de 20 anos. Os resultados obtidos para modelagem de parque eólico são apresentados no Apêndice C2.

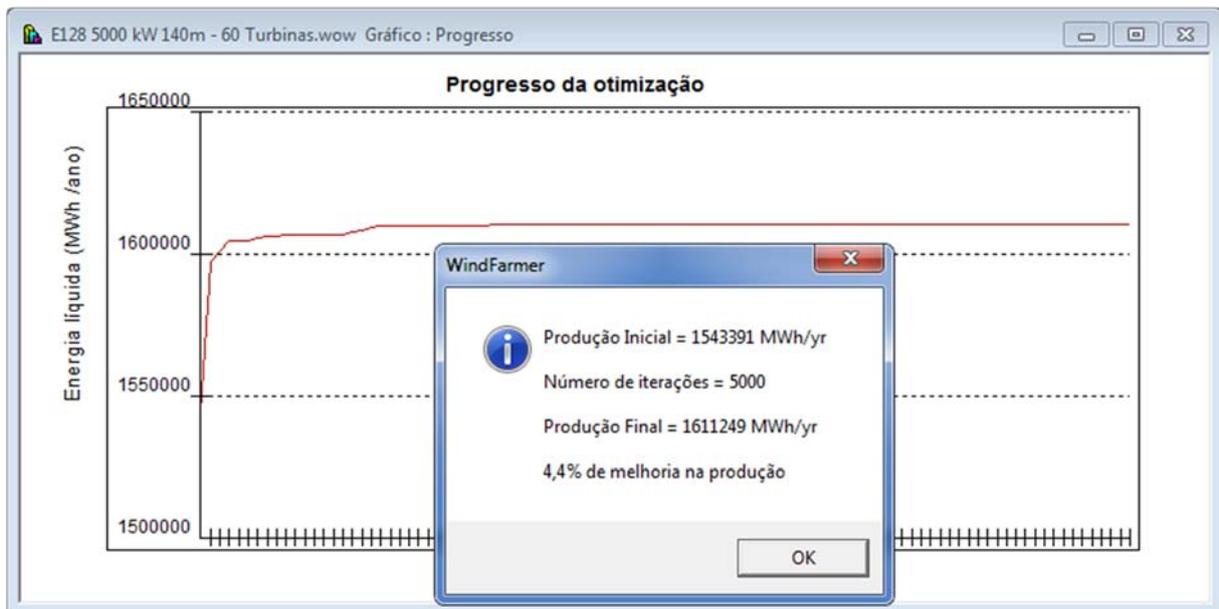


Figura 3.19 Janela de otimização do WindFarmer.

A análise desenvolvida neste trabalho é hipotética, posto que na realidade existem diversos limitantes nos projetos de parques eólicos. A redução da área útil do parque é ditada por fatores ambientais, critérios de aquisição e regularização de imóveis e regras de distanciamento mínimo de parques eólicos existentes na região de implantação. Dentre os fatores ambientais estão o distanciamento mínimo de edificações habitadas e o distanciamento mínimo dos limites das propriedades que fazem parte do parque, para que não haja sobrevoos de pás em áreas de terceiros. Já no que se refere à aquisição do terreno, como ocorre em muitas outras localidades, a região de estudo é dividida em pequenas e médias propriedades, o que demanda a contratação de cada imóvel em separado, e muitos proprietários optam por não vender/arrendar suas terras para implantação de um parque eólico, ou cobram muito caro por isso, fato que inviabiliza a implantação em algumas áreas pelo aspecto financeiro, resultando na redução significativa das áreas permissíveis, de modo que os critérios ambientais sejam atendidos. A presença de parques eólicos nas proximidades também é um determinante para exclusão de áreas, visto que é necessário respeitar um distanciamento mínimo na direção predominante do vento.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

O recurso eólico foi avaliado com base na campanha anemométrica de referência e a coleta de dados pela torre Serra de Santana RN01 se deu em um período de medição de 02 de fevereiro de 2012 até 31 de janeiro de 2013, correspondendo a doze meses. Após a análise de qualidade e de consistência dos dados da torre anemométrica RN01, obteve-se cerca de 99,98% de taxa de recuperação deles. A Tabela 4.1 apresenta os percentuais de dados válidos para o período considerado.

Tabela 4.1 Resumo das estatísticas de vento.

Parâmetro	130 m	90 m	70 m
Taxa de cobertura de dados	99,98 %	99,98 %	99,98 %
Velocidade média	9,88 m/s	9,37 m/s	9,24 m/s
Velocidade máxima	20,30 m/s	19,50 m/s	19,07 m/s
Parâmetro de forma de Weibull (k)	3,21	3,17	3,11
Parâmetro de escala de Weibull (c)	11,1	10,5	10,3
Direção predominante	ESE (120°)	ESE (120°)	ESE (120°)

Para a estimativa da densidade do ar na região da torre RN01, foram utilizados os dados de temperatura, pressão e umidade, medidos na própria torre. Desse modo, para o cálculo da Produção de Energia a partir da torre RN01 foi usada uma curva de potência ajustada pelo fabricante para a densidade de 1,09 kg/m³, valor mais próximo da densidade local presente no catálogo de curvas de potência em função da massa específica do ar. A Tabela 4.2 apresenta as médias anuais para os dados climatológicos no local.

Tabela 4.2 Dados climatológicos no local.

Pressão	925,7 hPa
Temperatura	25,2 °C
Umidade relativa	77,0 %
Densidade	1,08 kg/m ³

No Apêndice E, constam os histogramas de velocidades para as alturas referidas na Tabela 4.1 com o ajuste pela distribuição de Weibull, ao passo que a rosa dos ventos para os dados medidos na altura superior (148 metros) é mostrada na Figura 4.1. Para efeitos comparativos, também foram utilizados os dados medidos pelo Sodar posicionado na região. A Figura 4.2 evidencia o comportamento crescente do perfil de velocidade do vento, conforme o fluxo se afasta da superfície.

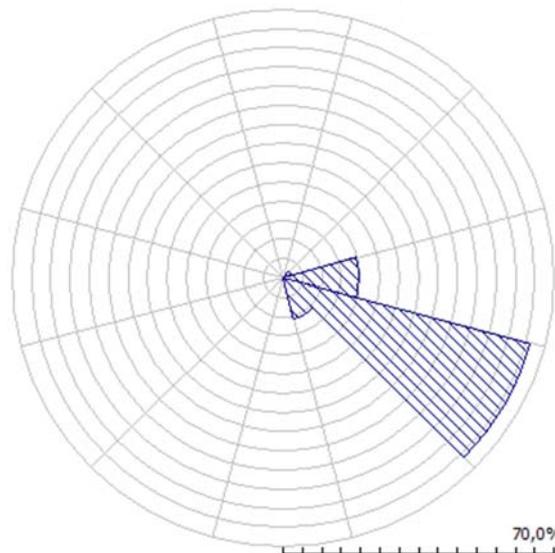


Figura 4.1 Rosa dos ventos para a altura de referência de 148 metros.

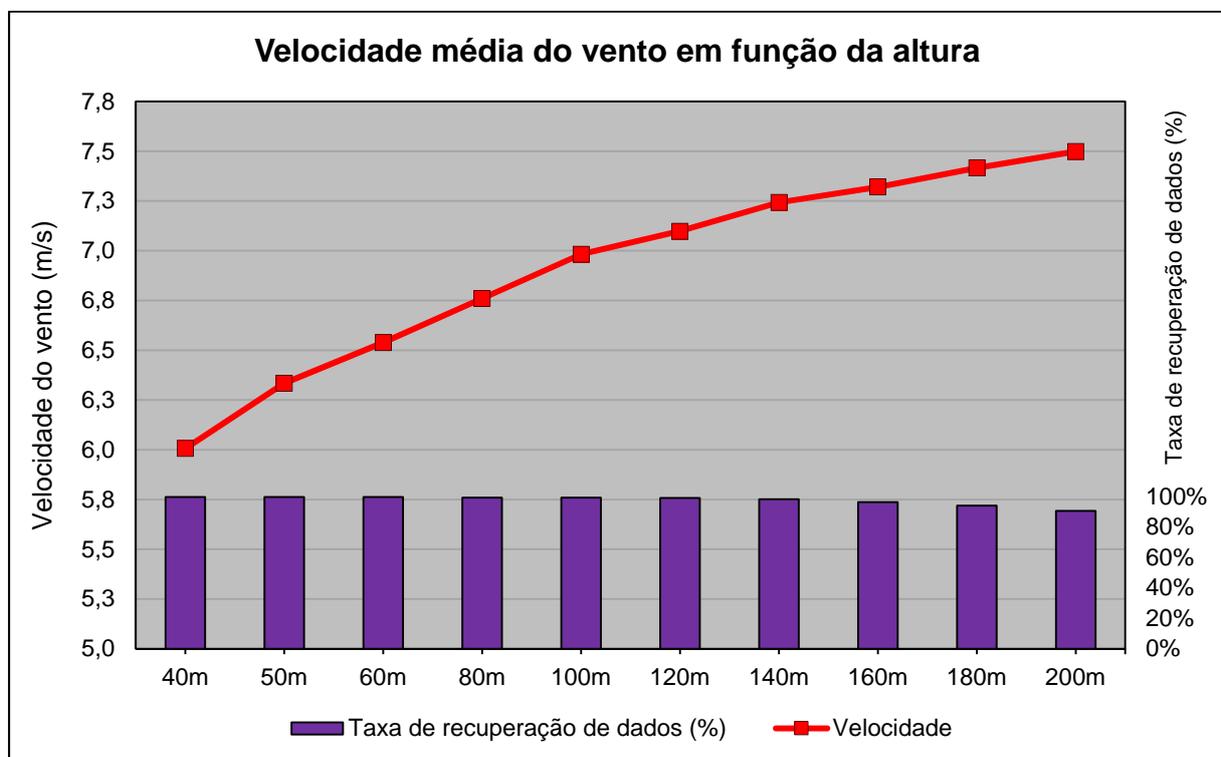


Figura 4.2 Velocidade média do vento em função da altura medida pelo Sodar.

A utilização dos dados de direção do vento medidos para a altura de 148 metros como referência para a extrapolação vertical é válida ao se verificar a constância direcional do vento para diversas alturas, como evidenciado na Figura 4.3. A turbulência é crescente conforme o aumento da altura, como mostra a Figura 4.4.

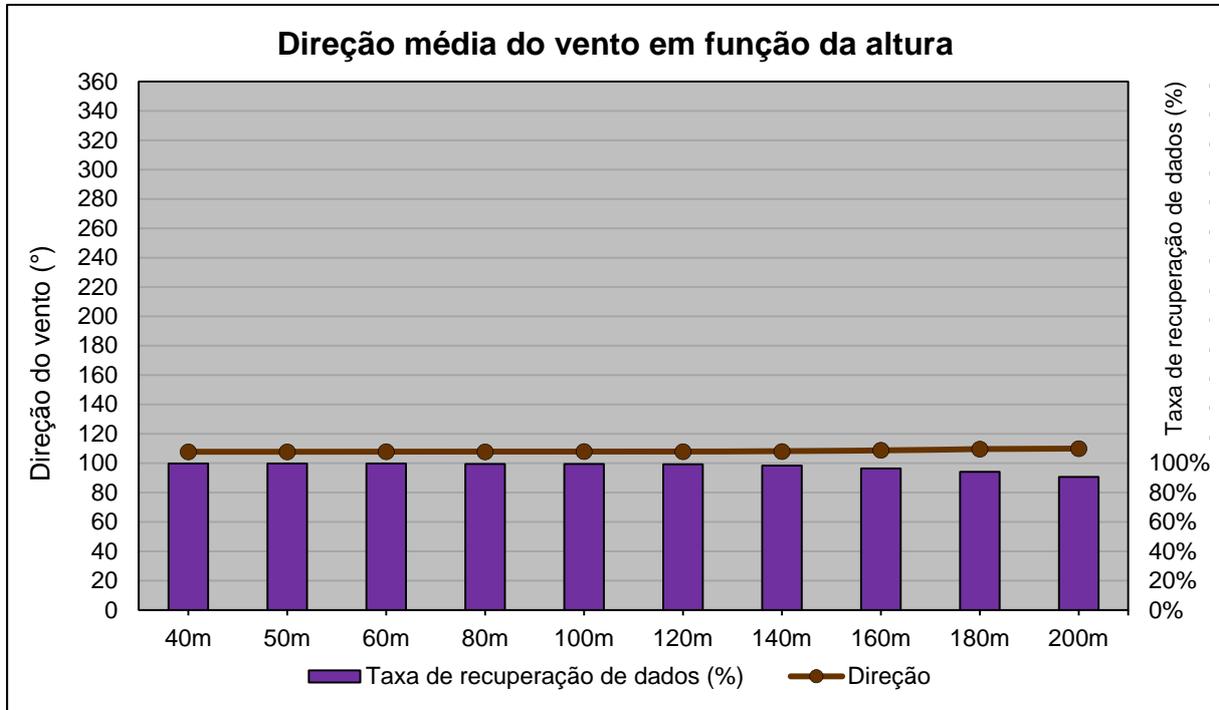


Figura 4.3 Direção média do vento em função da altura medida pelo Sodar.

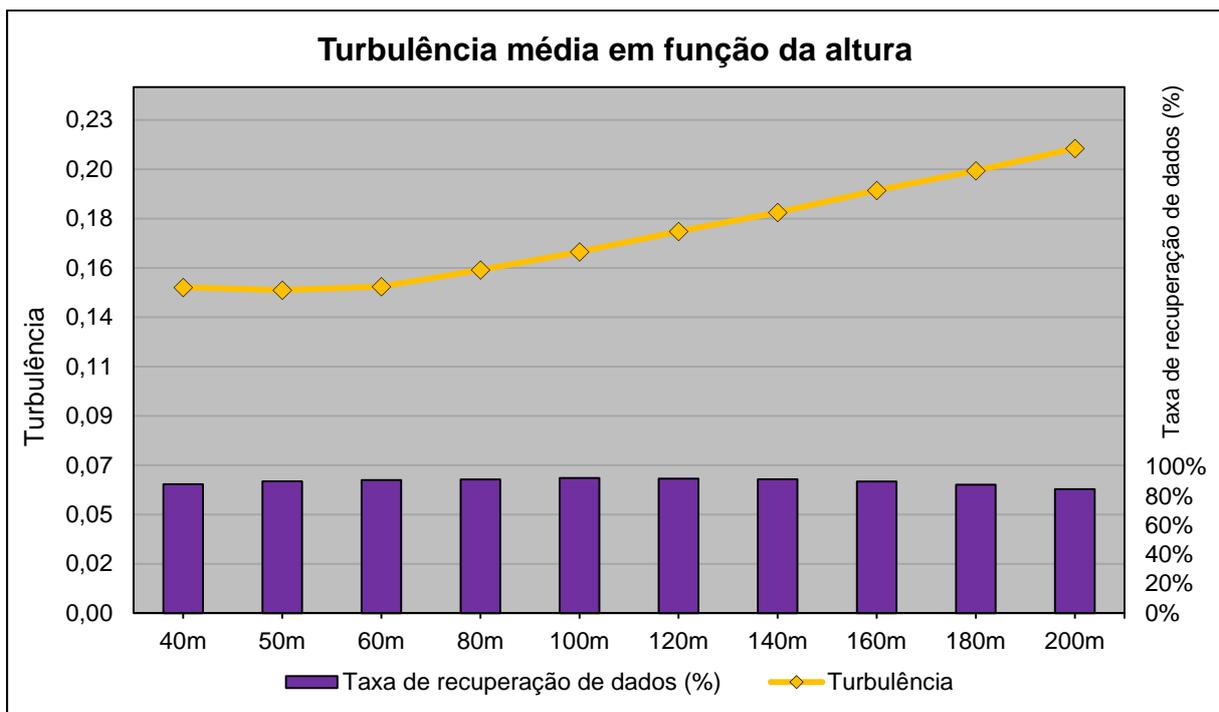


Figura 4.4 Turbulência média em função da altura medida pelo Sodar.

4.2 GERAÇÃO ELÉTRICA DE UM AEROGERADOR ISOLADO

A hipótese primária deste estudo é que a geração elétrica de um aerogerador é função da variação de altura do rotor e da variação de diâmetro das pás que o compõem. Desse modo, nesta seção são apresentadas as análises referentes a essas variáveis e as tabelas de dados obtidos encontram-se no Apêndice C1.

4.2.1 INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DE ALTURA DO ROTOR

A Figura 4.5 mostra os resultados da PAE segundo os níveis de excedência P50 e P90 para variabilidade futura de 20 anos, horizonte usualmente utilizado nos projetos de parques eólicos. Cada tipo de turbina foi simulado na posição do recurso eólico da torre de medição RN01 nas alturas especificadas na Figura 4.5, onde constata-se que a geração de energia elétrica é tanto maior conforme se aumenta a altura do rotor. A hipótese de que a produção energética de um aerogerador é proporcional à altura de sua torre foi confirmada, e tal comportamento é justificado pelo fato do vento apresentar-se em maior velocidade quanto mais distante da superfície terrestre e conseqüentemente de obstáculos de rugosidade, como mostrado na Figura 4.2. No entanto, a variação da velocidade do vento em relação à altura é uma variável característica de cada local de medição e conhecida como parâmetro *shear*.

Os valores de PAE indicados na Figura 4.5 para cada tipo de turbina são referentes à energia líquida gerada conforme as probabilidades de excedência P50 e P90. Nos projetos de parques eólicos, utiliza-se o valor do P90 para o cálculo da energia garantida, que apresenta menores valores de geração do que o P50. Em contrapartida, representa um valor mais provável de ocorrer, tendo em vista a natureza estocástica do vento.

A análise do fator de capacidade de um aerogerador isolado, como é mostrado na Figura 4.6, indica essencialmente os limites da produção de energia que são inerentes às propriedades do vento e à curva de potência de cada turbina. Todavia, o estudo de viabilidade de um projeto eólico exige a avaliação das turbinas operando concomitantemente, ou seja, quando se considera a influência do grupo de turbinas umas sobre as outras. Para o caso da modelagem de uma turbina isolada, a Figura 4.6 ilustra apenas a capacidade de cada configuração de aerogerador em extrair potência do vento, visto que, para definição da melhor alternativa para o local analisado, é necessário analisar outros aspectos que serão abordados neste capítulo.

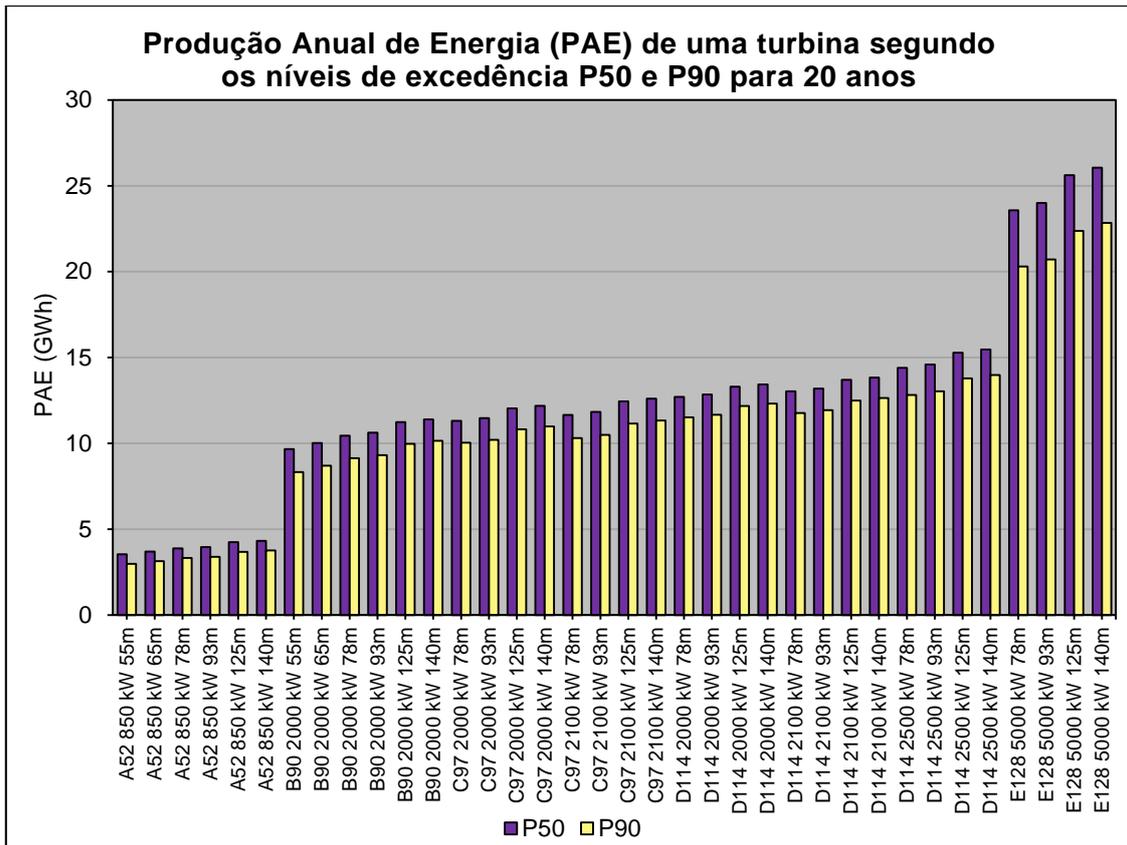


Figura 4.5 Produção Anual de Energia de uma turbina segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos.

A partir dos resultados apresentados na Figura 4.6, observa-se que, quando analisada do ponto de vista de turbina única, a D114 2000 kW apresenta o maior fator de capacidade. Tal fato pode ser atribuído a um diâmetro elevado da turbina (114 metros) quando comparado aos demais valores de diâmetros utilizados nas turbinas de até 2,1 MW (90 e 97 metros). Ao avaliarmos o diâmetro da turbina em comparação com a potência instalada, obteremos um índice que pode ser relacionado com o fator de capacidade de cada turbina, como mostrado na Figura 4.6, na qual uma maior relação Diâmetro x Potência nominal está atrelada a um maior fator de capacidade observado. Tal comportamento não se aplica à turbina A52 850 kW, o que pode ser justificado pela sua baixa potência nominal comparada aos demais modelos estudados.

4.2.2 INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DE DIÂMETRO DAS PÁS

A Figura 4.7 e a Figura 4.8 mostram, respectivamente, o fator de capacidade e o P90 das três turbinas de potência nominal de 2000 kW, modelos B90, C97 e D114. Constata-se que a geração de energia elétrica aumenta conforme o comprimento da pá do modelo aumenta.

Assim, a hipótese de que a produção energética de um aerogerador é proporcional ao diâmetro varrido pelo aerogerador também foi confirmada. Isto ocorre em virtude da maior interação do espectro de vento com a máquina, o que permite que mais energia cinética seja convertida em energia mecânica, e por conseguinte, em energia elétrica.

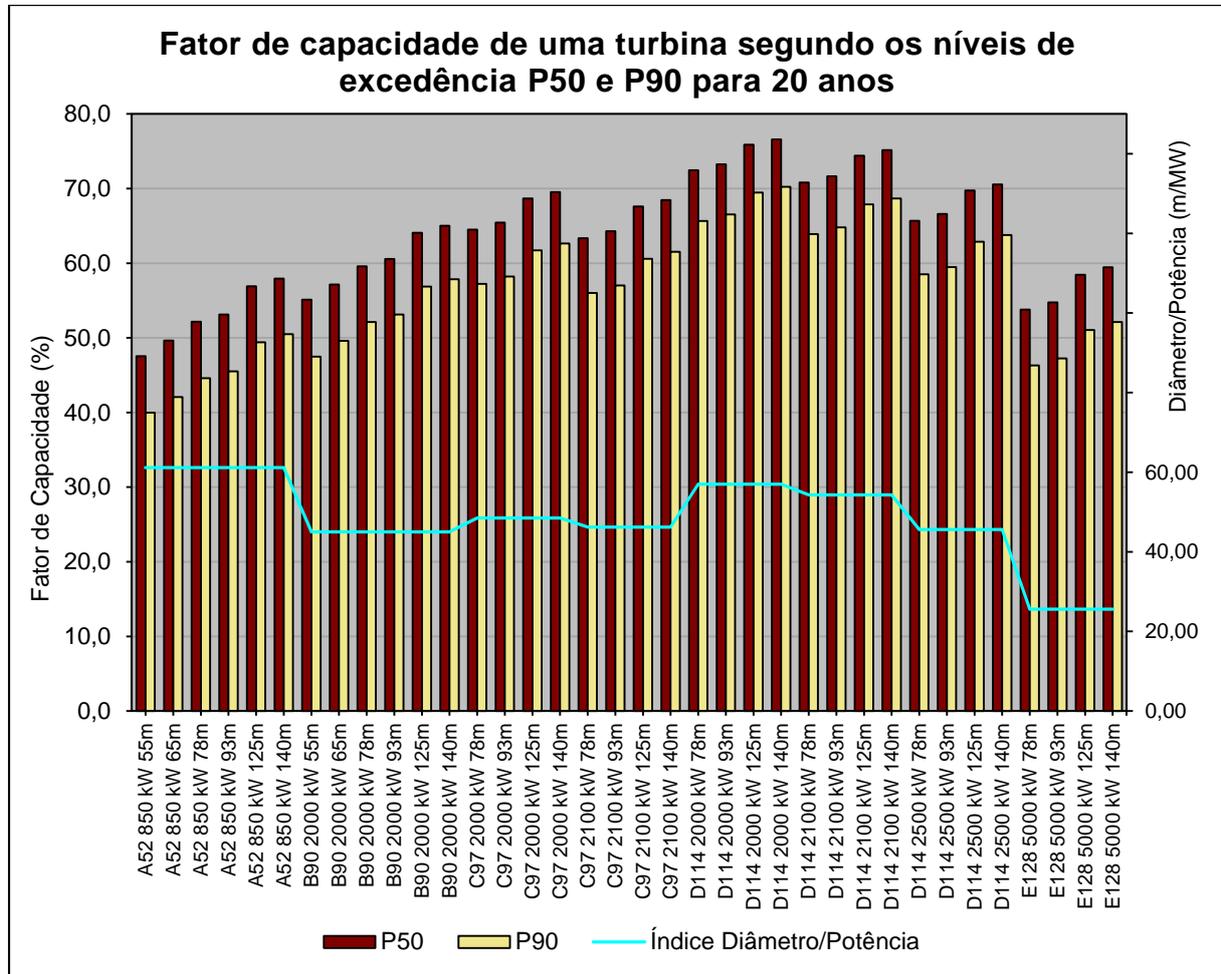


Figura 4.6 Fator de capacidade de uma turbina segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos.

Ao compararmos os mesmos modelos de turbinas utilizadas a alturas diferentes, o aumento do fator de capacidade verificado deve-se exclusivamente ao aumento de velocidade do recurso eólico. Assim, esse incremento de fator de capacidade será diretamente influenciado pelo *shear* do vento local, ou seja, a variação da velocidade com a altura.

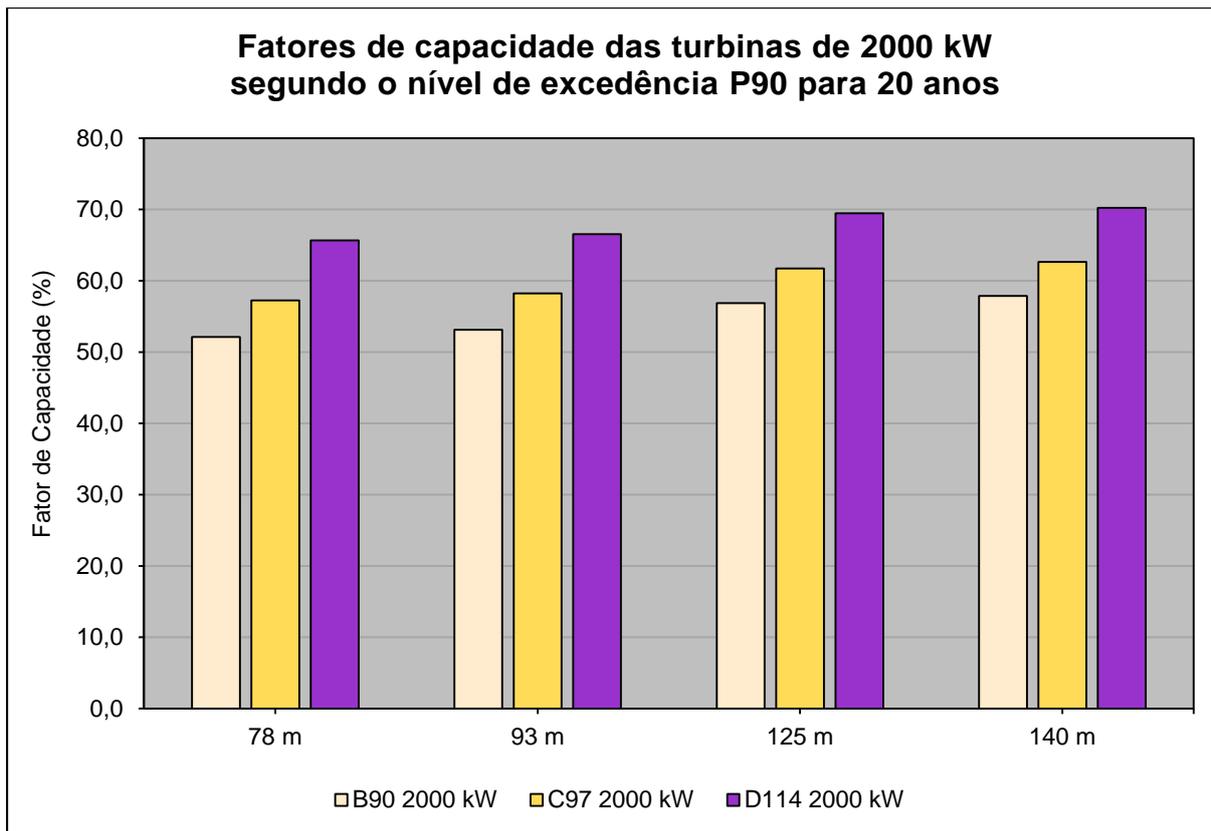


Figura 4.7 Fatores de capacidade das turbinas de 2000 kW segundo o nível de excedência P90.

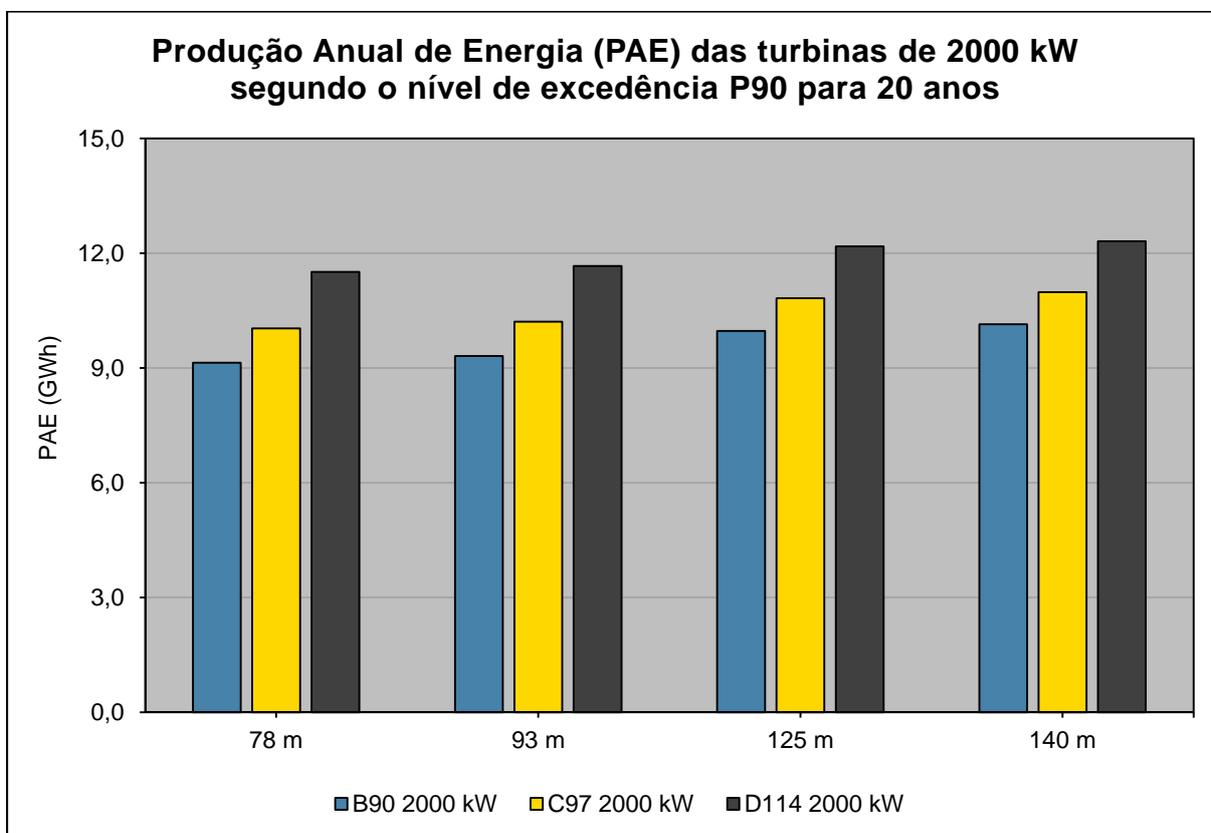


Figura 4.8 Produção Anual de Energia das turbinas de 2000 kW segundo o nível de excedência P90.

4.3 GERAÇÃO ELÉTRICA DE UM PARQUE EÓLICO

A partir do exposto na Figura 4.9, é possível afirmar que quanto maior o diâmetro das pás do aerogerador, menos unidades cabem dentro do mesmo limite, visto que o espaçamento entre turbinas é proporcional ao diâmetro varrido pelas pás do aerogerador, conforme mostra a Figura 3.18. Quanto menores as dimensões dos aerogeradores, mais fileiras de turbinas são formadas, o que acarreta uma maior influência do efeito esteira na eficiência do conjunto. Assim, um parque composto pelo modelo A52 850 kW poderia conter até 347 unidades, mas, em virtude da grande concentração de turbinas, tal quantidade se reduz significativamente para atender aos parâmetros de eficiência de cada aerogerador e do parque como um todo.

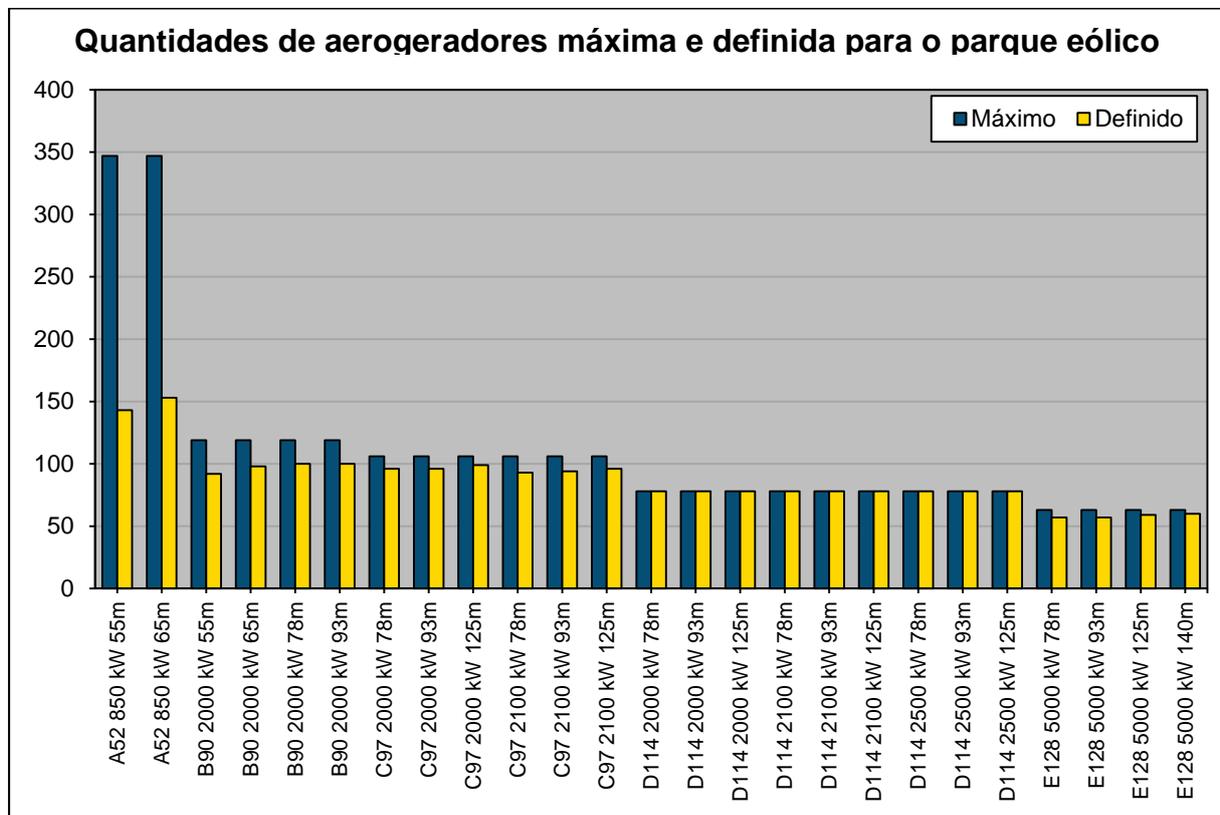


Figura 4.9 Quantidades de aerogeradores máxima e definida para o parque eólico.

A eficiência de *layout* de cada tipo de parque eólico é mostrada na Figura 4.10, na qual verifica-se que o modelo PARK modificado é mais conservador, ou seja, a perda por efeito esteira é maior pelo modelo PARK modificado do que pelo modelo *Eddy Viscosity* para a mesma disposição de turbinas. A menor eficiência do aerogerador em cada parque é apresentada na Figura 4.11, de acordo com o modelo *Eddy Viscosity* de esteira. Verifica-se que o critério de eficiência individual mínima de 90% foi atendido em todos os casos.

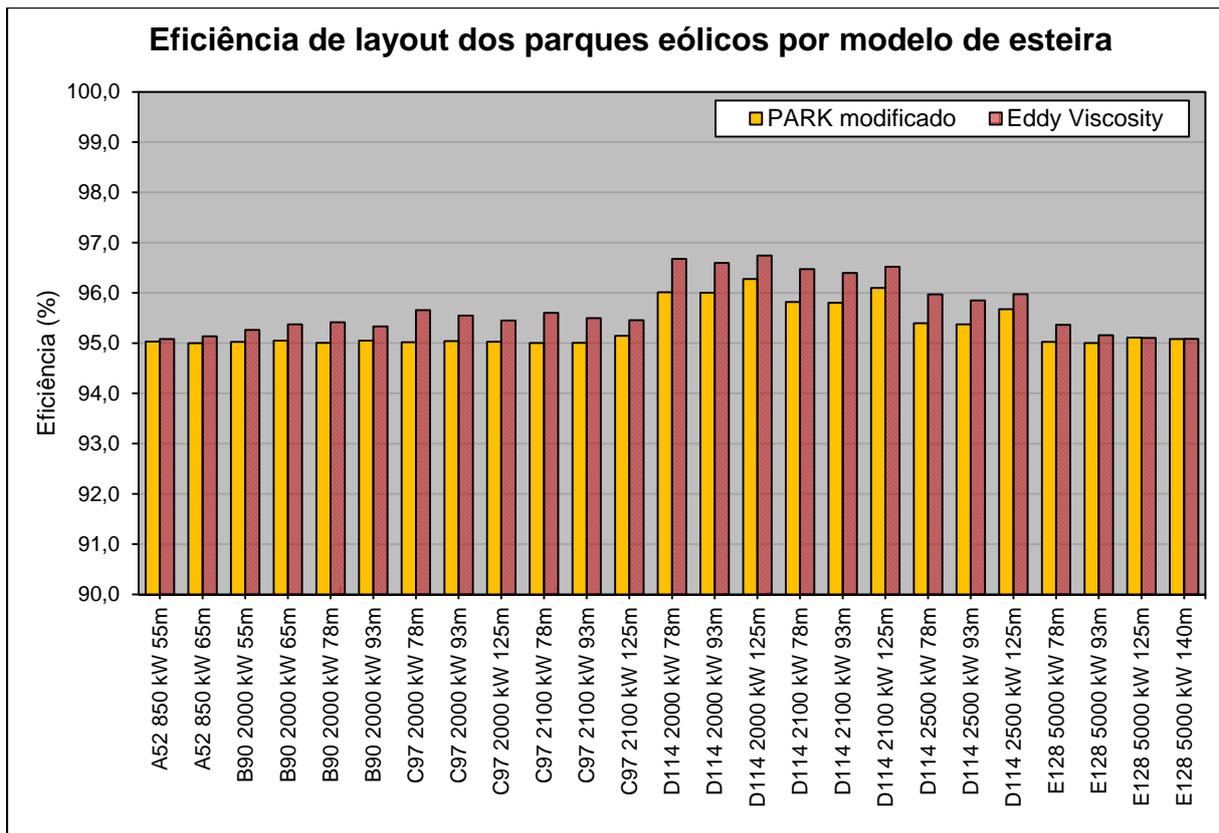


Figura 4.10 Eficiência de layout dos parques eólicos por modelo de esteira simulado.

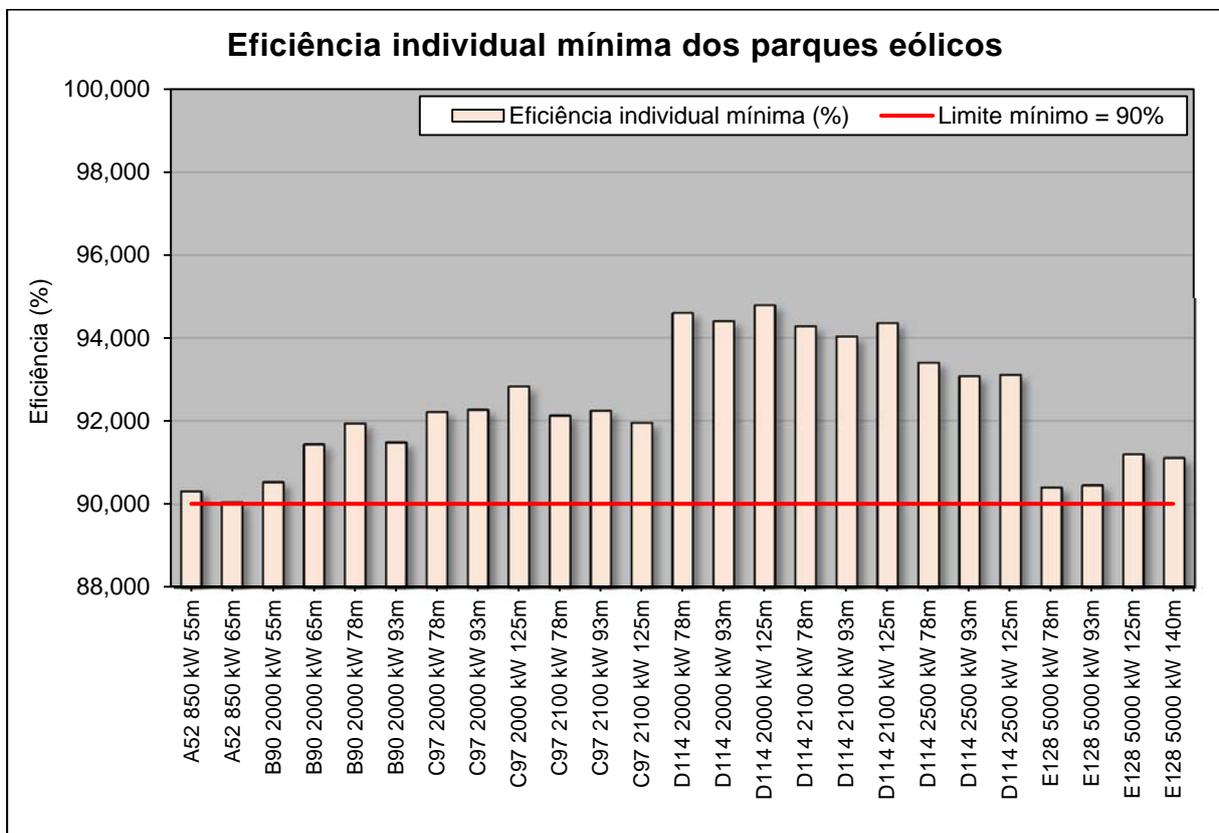


Figura 4.11 Eficiência individual mínima dos parques eólicos.

Os fatores de capacidade para cada tipo de parque são apresentados na Figura 4.12. O fator de capacidade de uma turbina eólica é uma informação importante para decidir qual modelo será utilizado, uma vez que traduz a porcentagem do tempo que a máquina opera sob máxima capacidade de produção. Para o caso presente, o modelo que apresenta o maior fator de capacidade é o D114 2000 kW em uma torre de 125 metros de altura, cujo FC é de aproximadamente 76,3%. Entretanto, analisar exclusivamente o desempenho dos aerogeradores não é suficiente para definição do modelo a ser implantado, visto que o dimensionamento de um parque também envolve aspectos de disponibilidade técnica, econômicos e comerciais do projeto como um todo.

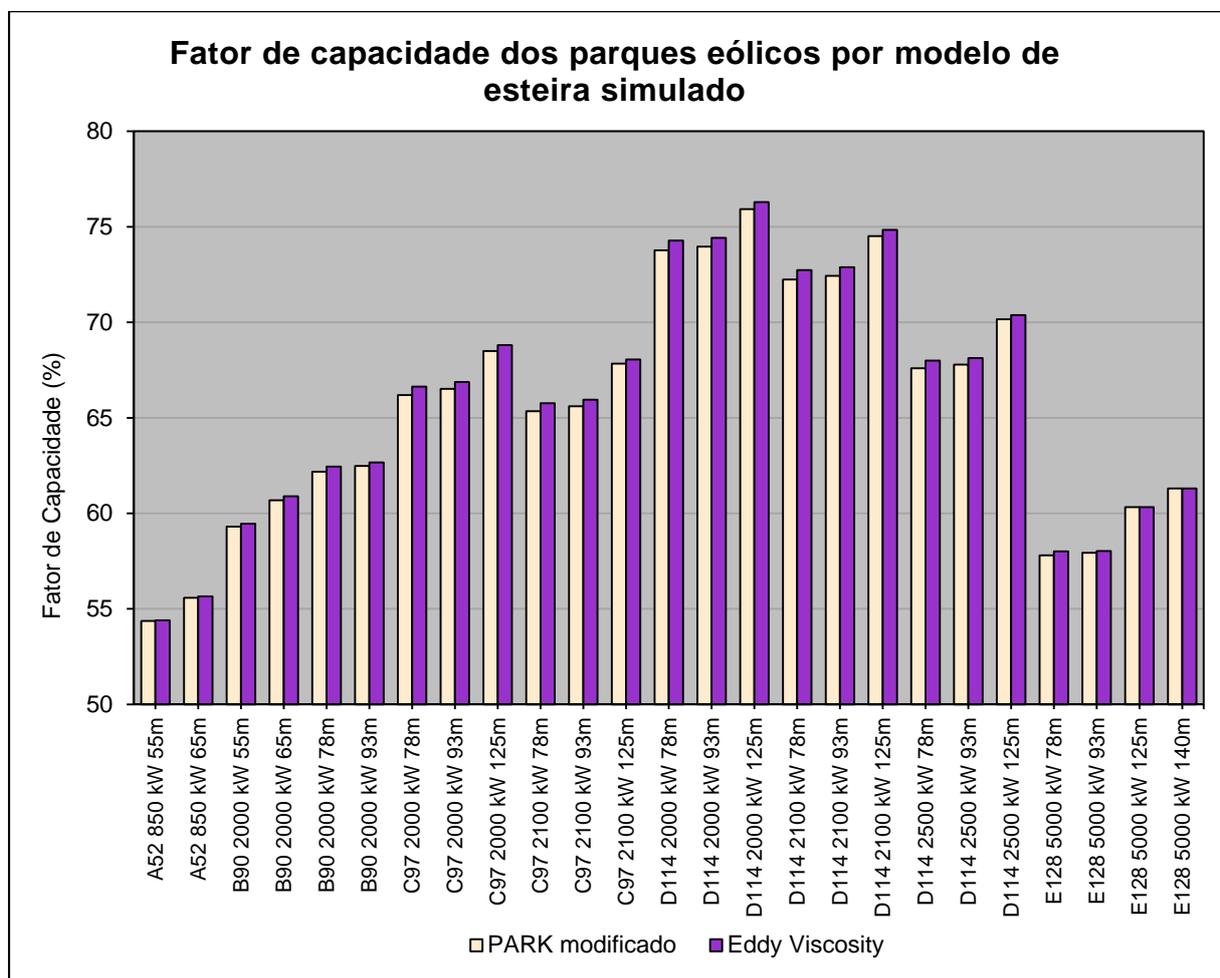


Figura 4.12 Fator de capacidade dos parques eólicos por modelo de esteira simulado.

A Figura 4.13 apresenta os valores da PAE segundo os níveis de excedência P50 e P90 para variabilidade futura de 20 anos, segundo o modelo de esteira *Eddy Viscosity*. Verifica-se que os parques formados pelos modelos A52 850 kW, mesmo apresentando as maiores quantidades de unidades dentre as alternativas analisadas, possuem as menores produções

energéticas, tendo em vista a pequena potência nominal desse tipo de turbina em comparação com os demais modelos analisados.

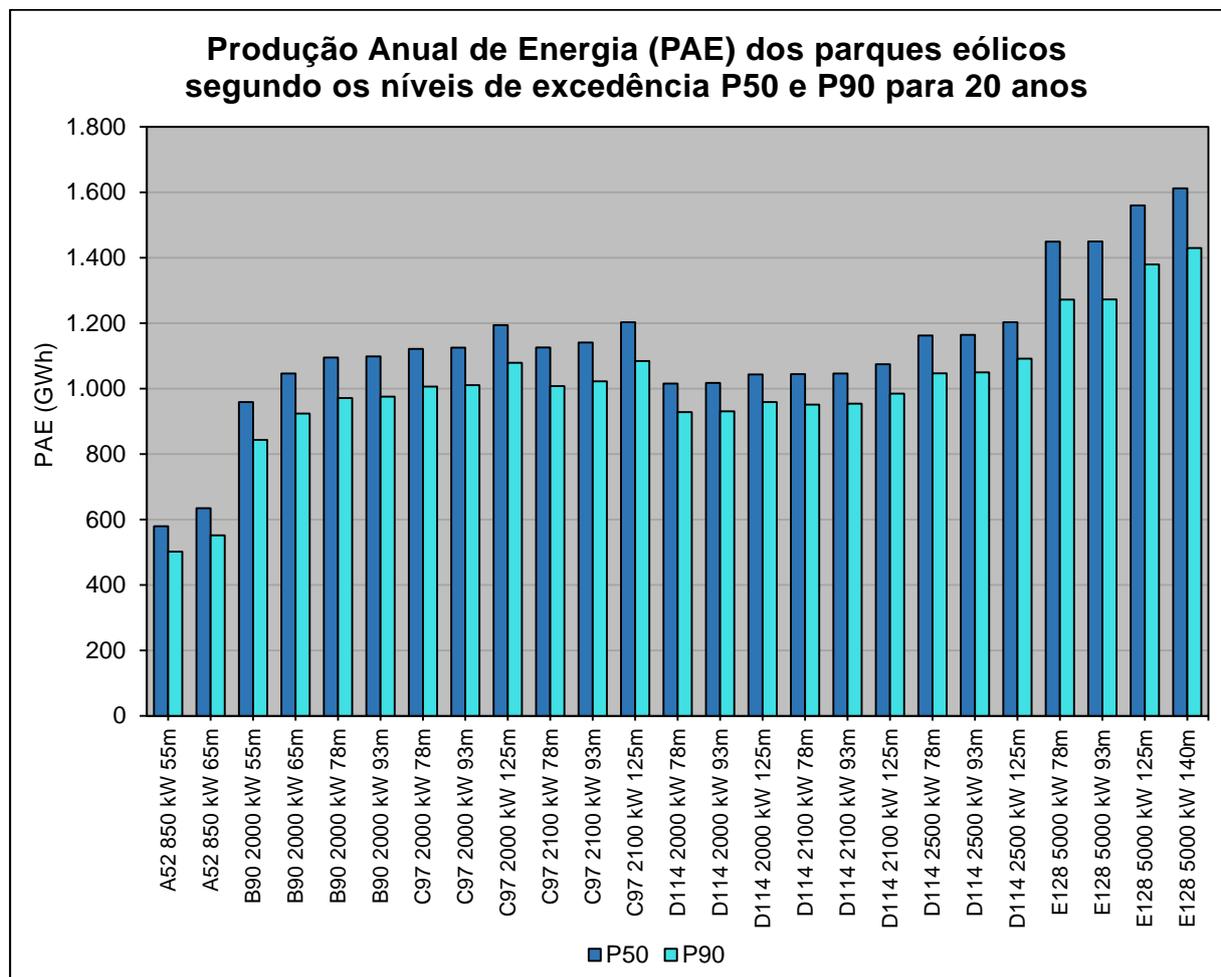


Figura 4.13 Produção Anual de Energia (PAE) dos parques eólicos segundo os níveis de excedência P50 e P90 para 20 anos.

O modelo B90 2000 kW compõe um parque de capacidade instalada maior que os modelos C97 2000 kW e C97 2100 kW, para torres de 78 metros. Entretanto, a energia produzida anualmente pela B90 2000 kW é inferior à gerada pelas C97 2000 kW e C97 2100 kW. Tal fato comprova que considerar apenas a capacidade instalada do parque para definir a melhor configuração não é uma análise completa, ao passo que a informação do montante de energia produzido é mais realista e mais relevante para a escolha da melhor opção.

A partir dos resultados dos parques compostos pelos modelos D114 2000 kW, D114 2100 kW e D114 2500 kW, percebeu-se que apresentar os maiores fatores de capacidade não é suficiente para uma configuração ser mais vantajosa do ponto de vista da produção energética. Os parques formados pelos modelos D114 apresentaram menores valores de PAE se

comparados aos parques formados pelos modelos C97 e E128, estes, por sua vez, apresentaram menores fatores de capacidade que os modelos D114.

Os parques formados pelo modelo E128 5000 kW apresentaram fatores de capacidades baixos dentre as alternativas analisadas. Contudo, a produção anual de energia para as quatro alturas simuladas para esse tipo turbina (78, 93, 125 e 140 metros) foram as quatro maiores PAEs observadas neste estudo. Tal panorama mostra que a geração energética é altamente influenciada por incrementos no comprimento das pás e no aumento na altura da torre.

A intensidade de turbulência média e máxima para todos os parques em análise é apresentada na Figura 4.14, na qual se verifica que o critério de intensidade de turbulência máxima de 16% foi atendido para todos os casos. O atendimento do parâmetro *shear* foi analisado apenas para a alternativa definida como o ponto ótimo dentre os modelos de aerogeradores estudados e apresentados no Apêndice F.

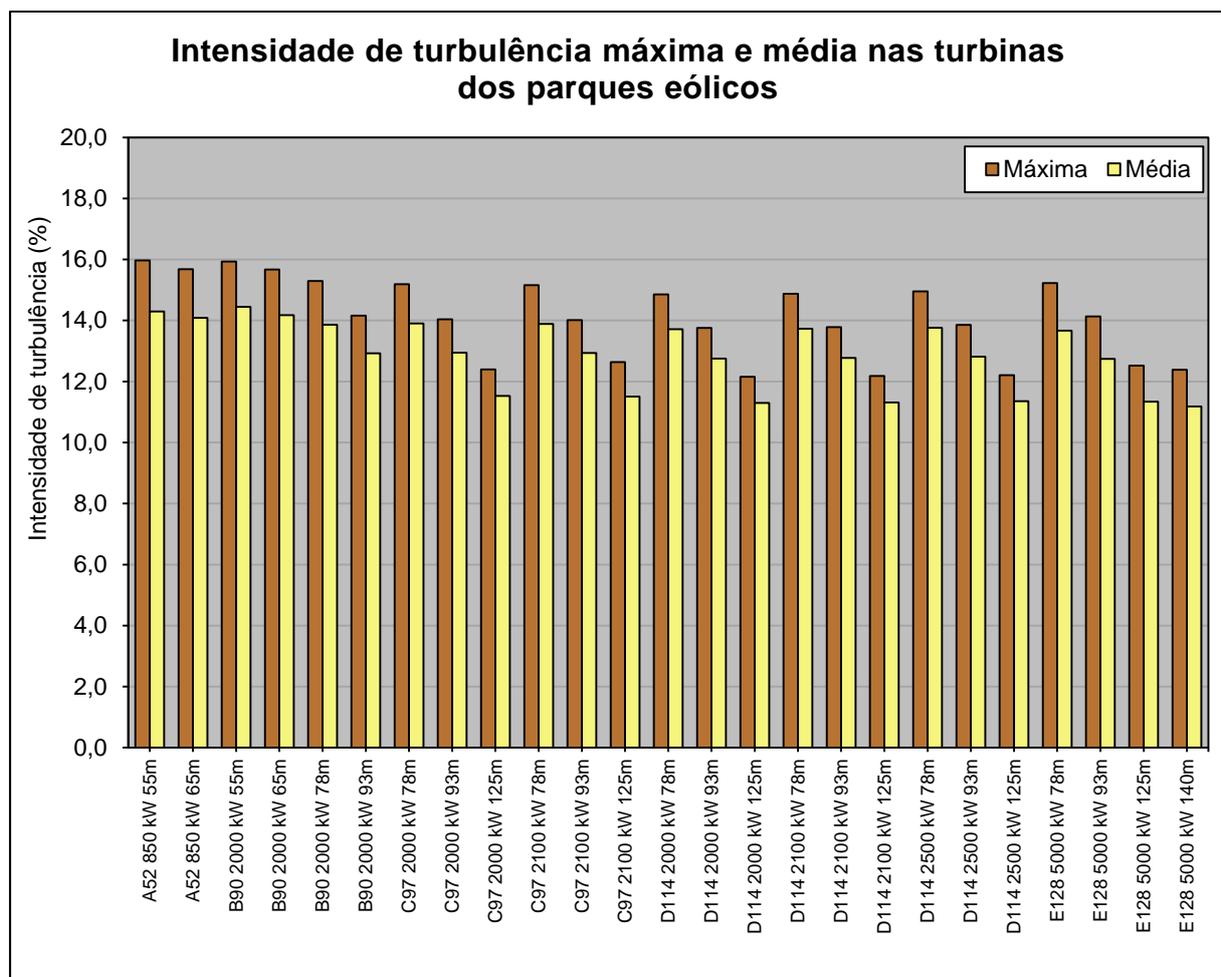


Figura 4.14 Intensidade de turbulência máxima e média nas turbinas dos parques eólicos.

4.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

O custo da produção de energia elétrica depende do valor do investimento, dos custos operacionais e da quantidade de energia a ser gerada. O investimento econômico para a implantação de um parque eólico é composto por custos em planejamento, acessos e urbanização, locação do terreno, conexão à rede elétrica e aquisição e instalação dos aerogeradores, sendo que o principal componente na composição dos custos para implantação de um parque eólico são os aerogeradores, representado aproximadamente 75% dos investimentos (CUSTÓDIO, 2007). A formação do preço de uma aerogerador depende das *commodities* no mercado internacional, em especial o aço, além da referência cambial vigente no período de aquisição dos equipamentos. Para esse estudo só foram considerados os custos aquisição e instalação dos aerogeradores, ou seja, turbina, torre e fundação, segundo a taxa cambial de R\$ 2,29/US\$ (Setembro/2014).

A Figura 4.15 apresenta o custo por potência nominal, expresso em R\$ por kW de cada modelo. O custo por área unitária de varrimento do rotor expresso em R\$ por m² é mostrado na Figura 4.16, onde constata-se que o preço é proporcional ao tamanho da torre do aerogerador.

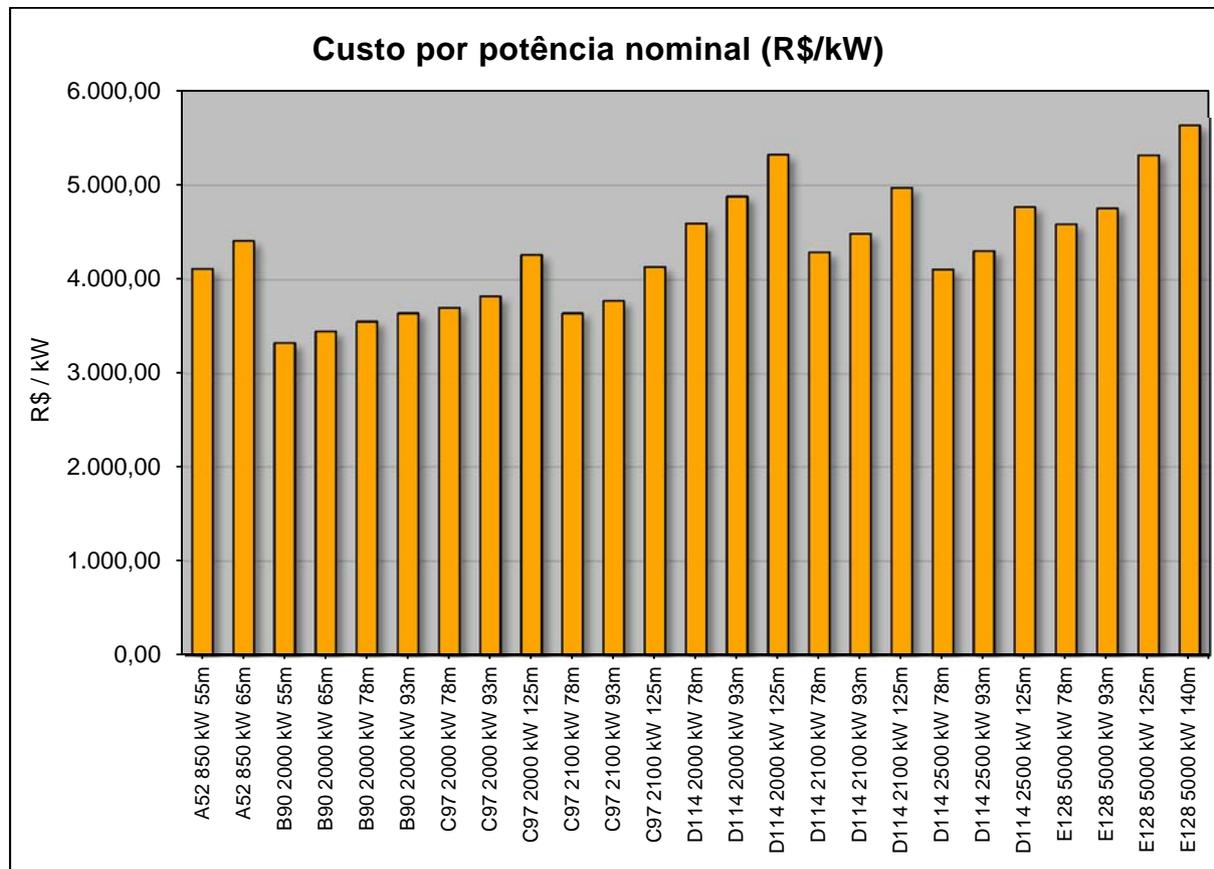


Figura 4.15 Custo por potência nominal (R\$/kW).

Como foi visto anteriormente, a alternativa que melhor interage com o espectro do vento no local é o parque composto por 60 aerogeradores do modelo E128 5000 kW com torres de 140 metros de altura, visto que esse é o *layout* que gera mais energia. Todavia, uma análise de viabilidade econômica indica que o modelo E128 5000 kW não é a solução mais vantajosa, visto que seu custo por energia gerada é de R\$ 59,18 por MWh/ano, o que demandaria um investimento econômico maior do que as demais opções, conforme mostrado na Figura 4.17.

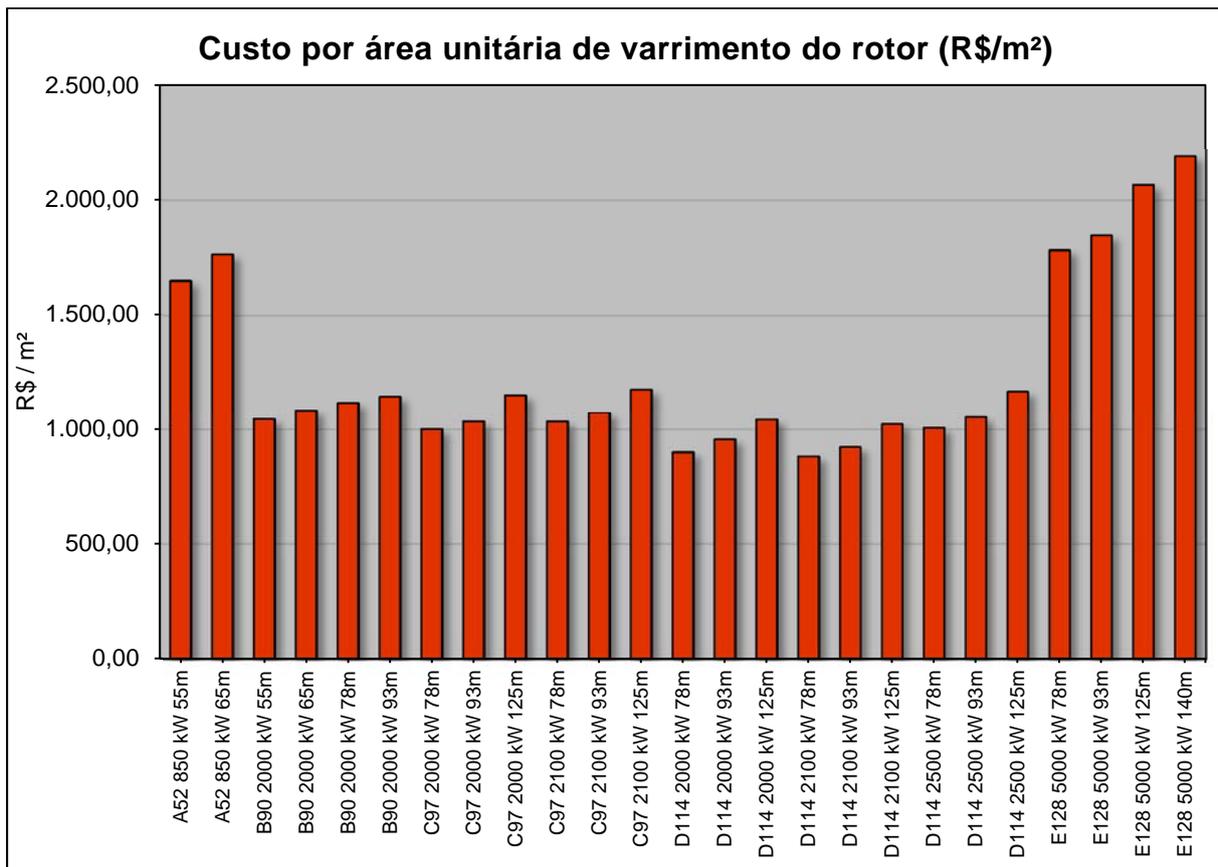


Figura 4.16 Custo por área unitária de varrimento do rotor (R\$/m²).

A melhor relação custo-benefício para o local estudado dentre os modelos de aerogeradores é um parque composto por 96 aerogeradores do modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros. O custo dessa alternativa é de R\$ 35,30 por MWh/ano, sendo, portanto, a mais atrativa do ponto de vista econômico da situação estudada, por entregar a mesma quantidade de energia pelo menor preço, porém essa não é uma alternativa exclusiva, visto que foi verificado outras configurações que apresentaram custo unitário de energia gerada semelhantes.

O parque do modelo C97 2000 kW 78m apresenta um custo 29,6% menor que o parque do E128 5000 kW 140m, enquanto produz 40,4% menos energia. Neste contexto, a melhor alternativa depende da ótica pela qual se observa a situação, pois, para o empreendedor que visa

ao maior retorno financeiro, a opção do parque com o modelo C97 2000 kW 78m é mais vantajosa por custar menos, e conseqüentemente, gerar maior lucro. Contudo, do ponto de vista da entrega de energia no sistema elétrico, a melhor alternativa é um parque composto pelo modelo E128 5000 kW 140m, pois produz um montante maior de energia elétrica. A Tabela 4.3 resume as informações de custo de energia e produção energética de cada alternativa de parque eólico para o local estudado.

Tabela 4.3 Custo da energia produzida e produção energética de cada tipo de parque.

Modelo	P90 - 20 anos (MWh)	R\$/MWh
A52 850 kW 55m	502.030	49,85
A52 850 kW 65m	551.850	51,91
B90 2000 kW 55m	843.510	36,28
B90 2000 kW 65m	924.040	36,58
B90 2000 kW 78m	971.290	36,59
B90 2000 kW 93m	975.710	37,33
C97 2000 kW 78m	1.006.160	35,30
C97 2000 kW 93m	1.010.890	36,31
C97 2000 kW 125m	1.078.880	39,07
C97 2100 kW 78m	1.007.540	35,31
C97 2100 kW 93m	1.022.210	36,44
C97 2100 kW 125m	1.084.380	38,45
D114 2000 kW 78m	928.150	38,58
D114 2000 kW 93m	930.690	40,89
D114 2000 kW 125m	959.030	43,31
D114 2100 kW 78m	951.080	36,91
D114 2100 kW 93m	953.880	38,50
D114 2100 kW 125m	985.000	41,34
D114 2500 kW 78m	1.046.790	38,27
D114 2500 kW 93m	1.049.670	39,93
D114 2500 kW 125m	1.091.610	42,57
E128 5000 kW 78m	1.271.860	51,38
E128 5000 kW 93m	1.272.560	53,22
E128 5000 kW 125m	1.379.350	56,88
E128 5000 kW 140m	1.429.630	59,18

Devido às grandes dimensões territoriais do país aliadas a uma infraestrutura rodoviária e ferroviária deficiente, a indústria eólica nacional tem seu crescimento limitado pela questão logística, tendo em vista as grandes dimensões de componentes de aerogeradores de ponta

disponíveis no mercado internacional. O Ministério dos Transportes/Dnit impõe restrições no transporte pelas rodovias de determinados tipos de carga, para o caso da indústria eólica, a no máximo duas carretas por dia, não sendo permitido o tráfego noturno nas BRs.

Uma saída para o problema é o transporte por cabotagem (navegação costeira entre portos do mesmo país), o que não elimina as dificuldades em se atingir regiões do interior do país, de potencial eólico comprovado, mas de difícil acesso de grandes peças. Portos brasileiros como os de Natal, Fortaleza e Salvador não possuem uma infraestrutura compatível com a operação de desembarque das pás. Enquanto os locais de maior potencial eólico nas proximidades da costa brasileira nacional forem sendo ocupados, o caminho natural dos projetos é de se desenvolverem mais no interior do país. A atual condição das rodovias prolonga a movimentação dos equipamentos, visto que licenças para o fechamento de alguns trechos do percurso são necessárias em virtude das grandes dimensões e elevado valor intrínseco dos equipamentos.

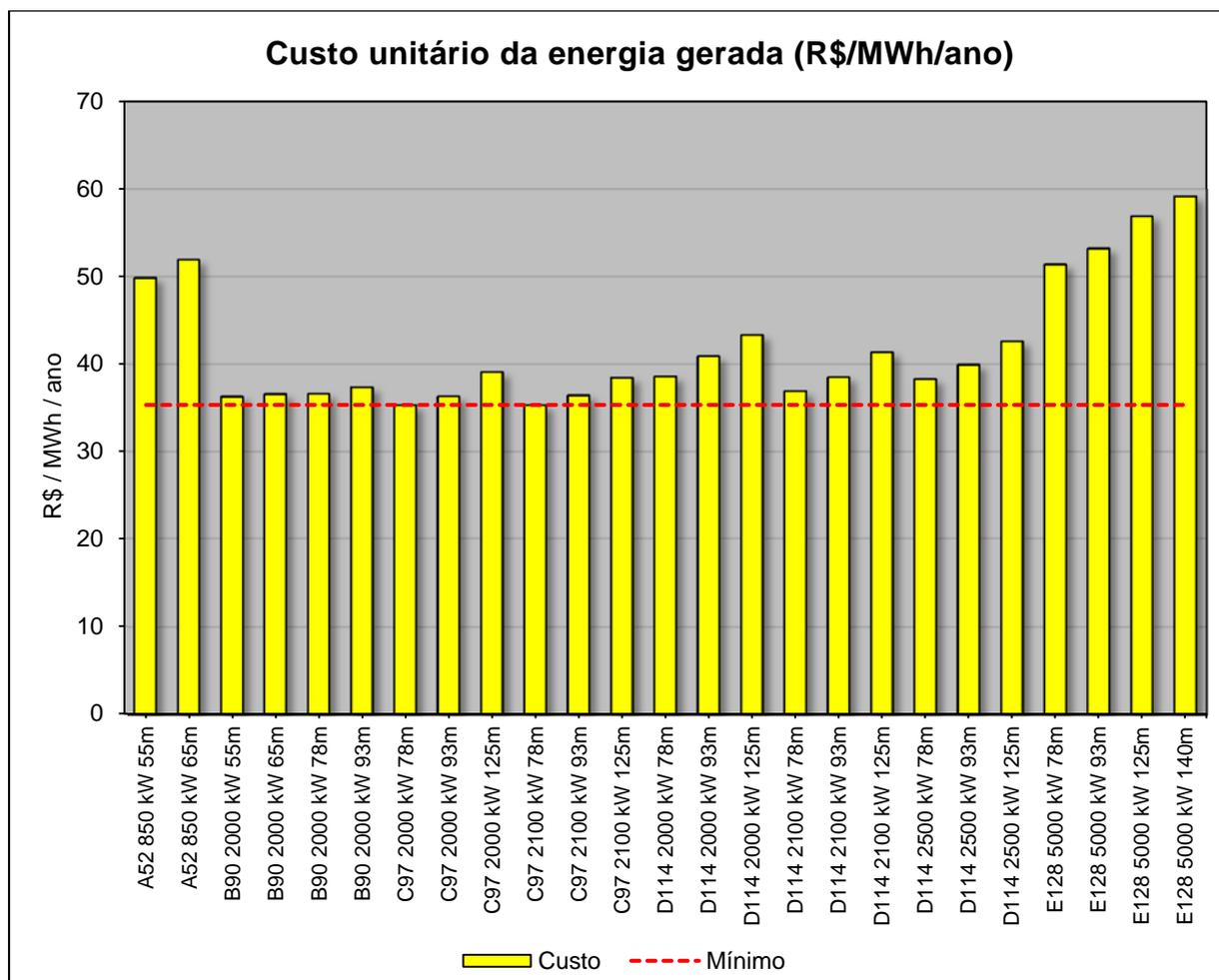


Figura 4.17 Custo unitário da energia gerada (R\$/MWh/ano).

4.5 COMPARAÇÃO ENTRE AS SITUAÇÕES HIPOTÉTICA E REAL DE PROJETO

Na Figura 4.18, a área circundada em vermelho representa o domínio utilizado para a disposição de turbinas neste estudo, ao passo que as áreas amarelas representam as áreas permissíveis para receber aerogeradores no caso real do projeto existente na região.

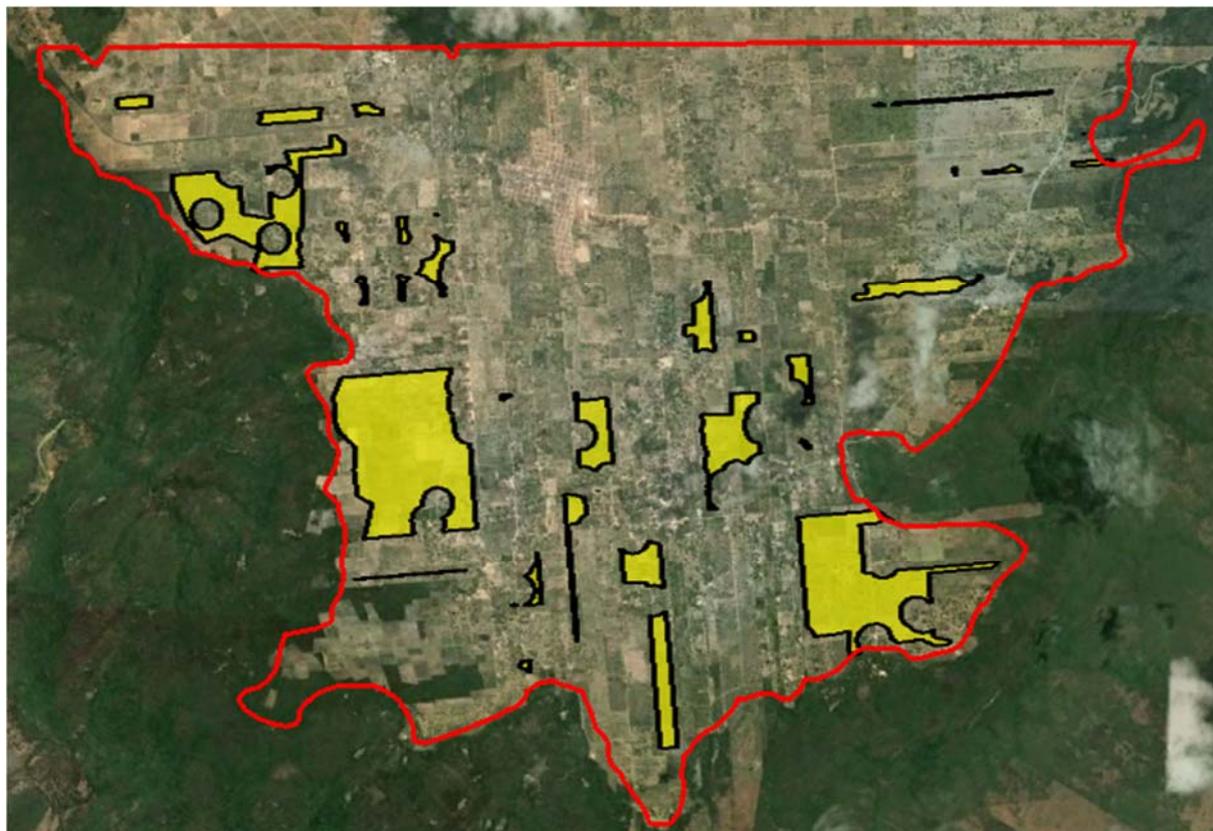


Figura 4.18 Delimitação da área do estudo e representam das áreas permissíveis para receber aerogeradores no caso real do projeto existente na região.

Desse modo, a Figura 4.19 mostra a disposição das 96 turbinas modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros definida como situação ótima do local e a Figura 4.20 apresenta um *layout* que atende a todos os limitantes de projeto elucidados, resultando em 45 turbinas modelo C97 2000 kW a 78 metros. A Tabela 4.4 mostra as características das duas configurações, a partir das quais se observa que, para 45 turbinas, a produção anual de energia é 53,3% menor do que para o caso de 96 turbinas, ao passo que o fator de capacidade permanece quase o mesmo, o que demonstra significativa diminuição de áreas de potencial eólico comprovado para que se atenda a todos os limitantes de projeto.

Tabela 4.4 Características das situações hipotética e real de projeto.

Nº de turbinas	Capacidade instalada (MW)	FC	P90 (MWh) - 20 anos
45	90	59,66%	470.350
96	192	59,82%	1.006.160



Figura 4.19 Layout do parque eólico de 96 turbinas modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros.

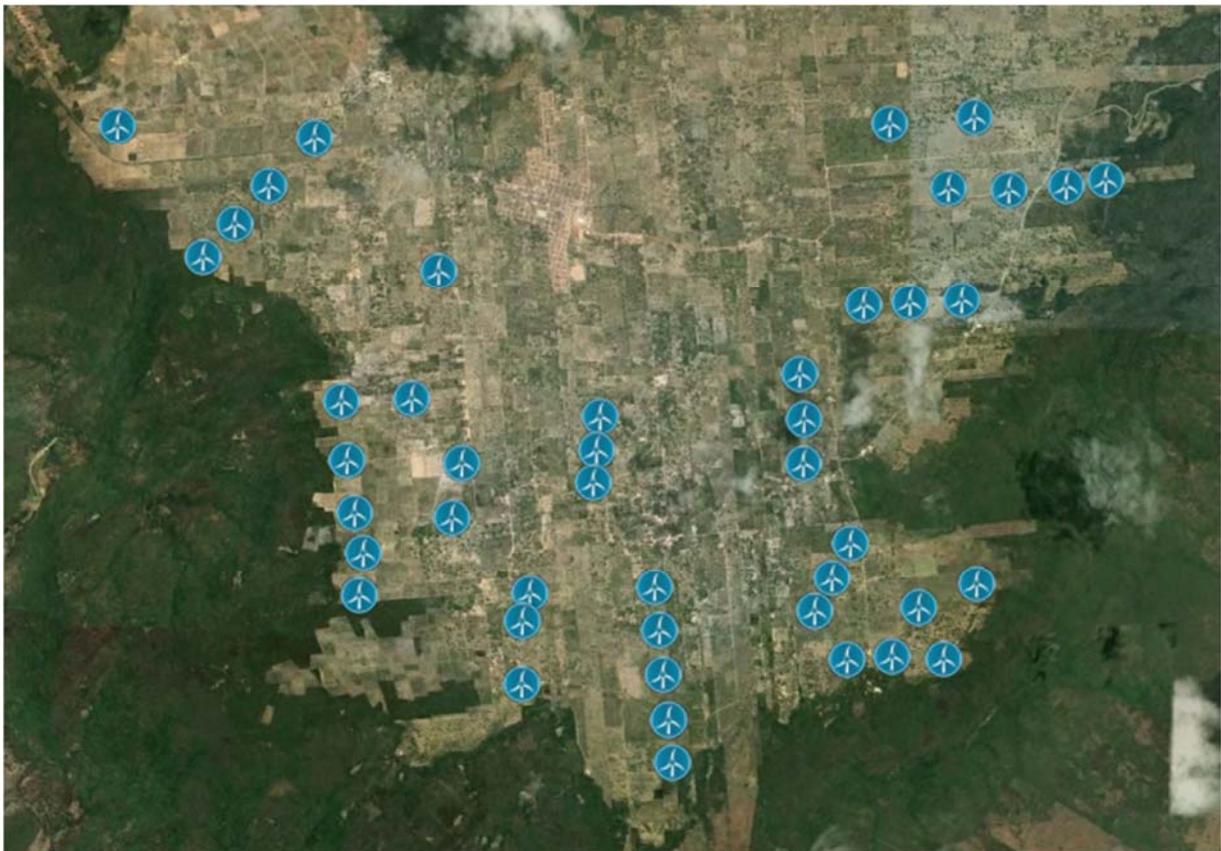


Figura 4.20 Layout do parque eólico de 45 turbinas modelo C97 2000 kW com torres de 78 metros.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo de caso permitiu o entendimento das interfaces de projeto do aproveitamento eólico para geração de energia elétrica inserido no contexto do aumento da representatividade da energia eólica na matriz energética brasileira. A análise de diferentes modelos de aerogeradores aplicados a uma situação real de projeto permitiu o desenvolvimento de alternativas associadas à otimização do aproveitamento do potencial eólico de acordo com a tecnologia de geração existente.

Foi observado o ganho de produção energética associado à utilização de modelos de maiores dimensões, e que, segundo análise do custo do MWh produzido, a adoção da situação que produz mais energia não significa a alternativa que apresenta a melhor relação custo-benefício. Ressalta-se que os instrumentos de coleta e processamento de dados foram capazes de fornecer os dados necessários para a avaliação do recurso eólico local e para as análises de produção energética.

Neste contexto, esta pesquisa mostrou-se importante no sentido de estabelecer um conjunto de etapas necessárias para a avaliação do recurso eólico para o projeto de implementação de um parque eólico.

5.2 VARIAÇÃO NA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA

Foi possível observar que a velocidade do fluxo de vento aumenta com a altura, assim como a intensidade de turbulência. Tal gradiente comprovou que posicionar turbinas eólicas em alturas maiores propicia o contato com um vento a maior velocidade, o que gera mais energia. Todavia, como a turbulência também é ascendente, essas flutuações aumentam as vibrações estruturais, e conseqüentemente, maiores cargas são aplicadas na turbina eólica, o que demanda um estudo específico para definir as condições de funcionamento da mesma. Por outro lado, a direção do vento tende a permanecer constante na camada limite superficial.

Os resultados obtidos na análise de um aerogerador isolado confirmaram as hipóteses primárias desse estudo, visto que a geração elétrica de um aerogerador aumentou conforme aumentou-se a altura do rotor e o diâmetro das pás que o compõem. Também foi observado que uma maior relação Diâmetro x Potência nominal está associada a um maior fator de capacidade observado.

Foi constatado que há uma influência da operação concomitante de aerogeradores na eficiência individual de cada máquina, conforme ilustrado pelas perdas energéticas por efeito esteira. A análise do fator de capacidade comprovou que um parque eólico apresentar o maior fator de capacidade não é suficiente para uma configuração ser mais vantajosa do ponto de vista de produção energética.

5.3 IMPACTO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

No estudo das alternativas de parques eólicos desenvolvido neste trabalho, verificou-se que o parque eólico de maior produção de energia elétrica é composto por turbinas de 5 MW de potência nominal e comprimento de pá de 64 metros, instaladas em torres de 140 metros de altura. Tal configuração não é viável atualmente no Brasil, visto que esse tipo de turbina não possui componentes fabricados no país e, principalmente em virtude da altura da torre, pois os atuais guindastes móveis não são capazes de içar as peças a 140 metros de altura. Desse modo, o custo para a construção de um parque eólico ao se considerar todas as interfaces de projeto, sobretudo no que diz respeito à entrega dos equipamentos desse modelo, E128 5000 kW 140 m, não é atrativo economicamente, uma vez que as turbinas comercializadas no mercado atual com potência nominal em torno de 2 MW já possuem uma cadeia produtiva estruturada.

O atual cenário da energia elétrica no Brasil exige a expansão da geração eólica para garantir o atendimento da crescente demanda energética. Para o caso da geração hidroelétrica, é realizado um inventário hidroenergético que estuda as melhores alternativas, que, aliado à tecnologia consolidada dos geradores elétricos, garante o melhor aproveitamento do curso d'água. Tal quadro não se aplica à realidade da geração eólica, uma que não há um estudo da melhor alternativa de aproveitamento do recurso eólico local. Realiza-se apenas um estudo de viabilidade econômica e de disponibilidade técnica para definição do tipo de turbina e do *layout* do parque eólico. Assim, um parque eólico composto de turbinas 2 MW com torre de 78 metros é mais atrativo economicamente do que um parque de turbinas de 5 MW com torres de 140 metros, mesmo que o potencial eólico não seja tão eficientemente explorado, conforme mostrado neste estudo de caso, menos 40,4% de energia gerada anualmente. Tendo em vista que um aerogerador tem uma vida útil de aproximadamente 20 anos, durante esse período o potencial de geração energética será subexplorado em comparação com a tecnologia disponível no mercado na época da construção do parque. No entanto, frente às condições de mercado atualmente oferecidas pelo governo, essa situação de exploração máxima da capacidade eólica do país é economicamente inviável.

Salienta-se que o conteúdo deste trabalho não é de crítica à metodologia de aquisição de energia elétrica no Brasil. O escopo foi provar que existe um impacto na geração elétrica em virtude da não utilização de modelos de maior tecnologia e mensurar esse *deficit* para um caso específico.

5.4 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente estudo propôs uma metodologia de análise de um sítio eólico e avaliação da produção energética de um local específico. Recomenda-se a aplicação da metodologia em outros locais, cuja características do vento sejam distintas.

Para análise de geração elétrica só foi considerado a composição de parque eólico por um tipo de turbina eólica, portanto um trabalho futuro pode vir a avaliar a operação conjunta de diferentes modelos de aerogeradores.

A comparação do parque eólico hipotético com a real de projeto revelou a diminuição significativa das áreas de alto potencial eólico devido a critérios ambientais e de aquisição de terreno, acarretando uma diminuição da energia produzida e disponibilizada no Sistema Nacional Interligado. Recomenda-se, portanto, para futuros trabalhos, a determinação do impacto de empreendimentos eólicos segundo a realidade do Brasil, visto que muito do embasamento teórico que orienta a legislação ambiental em voga é fundamentado na experiência internacional.

Para a questão logística, recomenda-se mapear e avaliar as rotas para transporte de componentes por vias fluvial e marítima. O transporte por cabotagem pode ser uma alternativa factível, mas demanda estudo da adequação das rotas fluviais às dimensões das embarcações, além da inviabilidade desse tipo de transporte em regiões de hidrografia pouco privilegiada.

No mercado eólico, o custo dos equipamentos pode sofrer variações devido a incentivos governamentais. Desse modo, um estudo de sensibilidade do custo de turbinas poderia avaliar a viabilidade econômica de um modelo, caso ocorresse um barateamento no seu preço.

Para este trabalho foi considerado apenas os custos de aquisição e montagem dos aerogeradores, recomenda-se, portanto, a composição de custo englobando outros elementos do sistema eólico, como conexão elétrica e abertura de estradas e acessos. Além dos gastos com investimentos, sugere-se a estimativa das variáveis que compõem o preço da energia produzida por um parque eólico, considerando subsídios, apoios por responsabilidade ambiental, juros e financiamentos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI, Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. Disponível em:

<http://www.abdi.com.br/Estudo_Backup/Mapeamento%20da%20Cadeia%20Produtiva%20a%20Ind%C3%BAstria%20E%C3%B3lica%20no%20Brasil.pdf> Acessado em Novembro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de energia elétrica do Brasil. 2ª edição. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>. Acessado em Junho de 2014.

Atlas eólico: Bahia. Salvador: SECTI:SEINFRA:CIMATEC/ SENAI, 2013. Disponível em:

<<http://www.seinfra.ba.gov.br/downloads/atlaseolicobahia2013.pdf>> Acessado em Agosto de 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Energia no Mundo – Matrizes Energéticas. Matrizes Elétricas. Indicadores. Edição de Outubro de 2013. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2014/Energia_no_Mundo_OIE_e_OIEE_-_Final.pdf>. Acessado em Novembro de 2014a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Leilões de energia elétrica - Ambientes de Contratação <http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html> Acessado em Abril de 2014b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>> Acessado em Junho de 2014c.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Brasília: MME/EPE, 2013. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2022.pdf>>. Acessado em Junho de 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Nacional de Energia 2030. Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. Acessado em Junho de 2014.

CARVALHO J.F. e SAUER I.L. (2013). *Um sistema interligado hidro-eólico para o Brasil*. Estudos Avançados, Universidade de São Paulo. São Paulo, v.27, n.77, p. 117-123.

CHAVES, C.P. (2010). *Inserção dos consumidores livres no setor elétrico brasileiro: desafios e oportunidades*. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

COSERN, Companhia Energética do Rio Grande do Norte. Potencial eólico do Rio Grande do Norte. Natal, 2003. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf>.

Acessado em Junho de 2014.

COSTA, L.M. e OLIVEIRA E.A.Q. (2004). *Análise da importância da energia Elétrica no crescimento econômico brasileiro*. VIII Encontro Latino Americano de Iniciação Científica e IV Encontro Latino Americano de Pós-Graduação – Universidade do Vale do Paraíba, São José dos Campos, págs. 837-839.

CUSTÓDIO, R.S. (2013). *Energia eólica para produção de energia elétrica*. 2ª edição. Rio de Janeiro: Synergia.

ELETROBRÁS (2008). Atlas Eólico de Alagoas. Disponível em: <http://www.eletronbras.com/ELb/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7B5D4ECDB0-0B45-498F-ACBF-4ECE55873E1D%7D&ServiceInstUID=%7BEB1F1DDA-8DEF-44B6-880D-28F13D844095%7D>>. Acessado em Setembro de 2014.

GARRAD HASSAN (2010). *Treinamento WindFarmer* – Grupo Rialma. Brasília, 07-09 de maio de 2010.

GARRAD HASSAN (2013). *WindFarmer Theory Manual*. Bristol: Garrad Hassan & Partners Ltda.

GARRAD HASSAN (2014). *WindFarmer User Manual Supplement*. Bristol: Garrad Hassan & Partners Ltda.

PINTO, M.O. (2013) *Fundamentos de energia eólica*. Rio de Janeiro: LTC.

PROVENTOS (2014). *Curso: Projeto e Certificação de Parques Eólicos*. Porto Alegre, 28-29 de julho de 2014.

SIMAS, M.S. (2012). *Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada*. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

WWEA. World Wind Energy Association. *Key Statistics of World Wind Energy Report 2013*. Disponível em:

<http://www.wwindea.org/webimages/WWEA_WorldWindReportKeyFigures_2013.pdf>.

Acessado em Junho de 2014.

<http://pt.wikipedia.org/wiki/Microrregi%C3%A3o_da_Serra_de_Santana>. Acessado em Junho de 2014.

APÊNDICE A – TORRE DE MEDIÇÃO DE VENTOS SERRA DE SANTANA RN01

Tabela A.1: Altura dos equipamentos de medição.

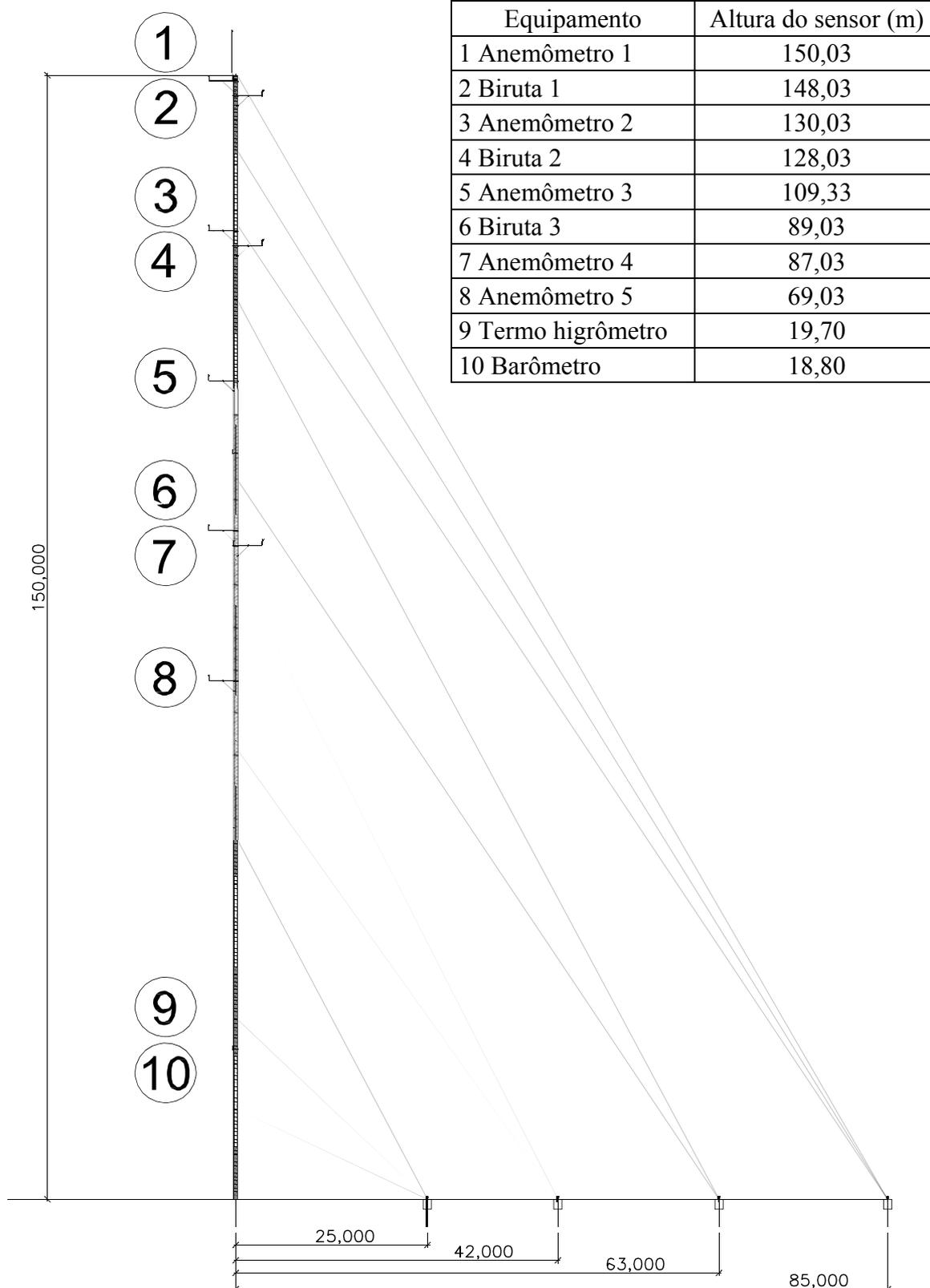


Figura A.1: Perfil da torre de medição de ventos Serra do Santana.

APÊNDICE B – MAPAS DE CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

B.1 VELOCIDADE DO VENTO

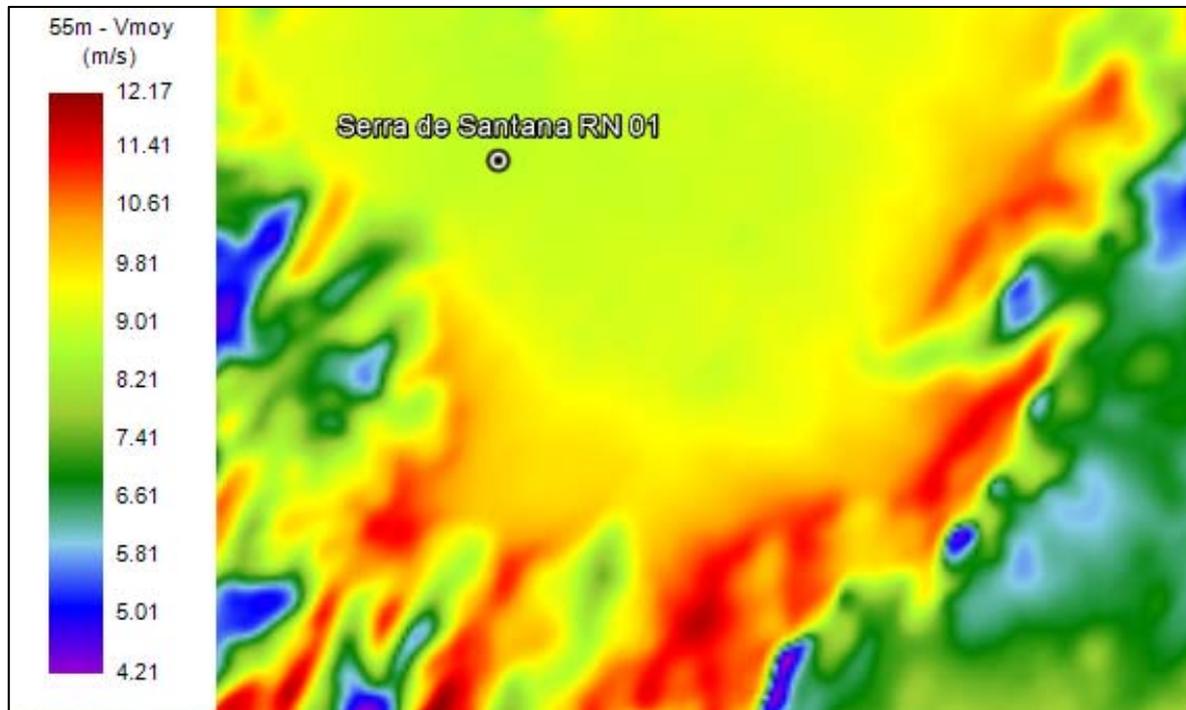


Figura B.1 Velocidade do vento a 55 metros de altura.

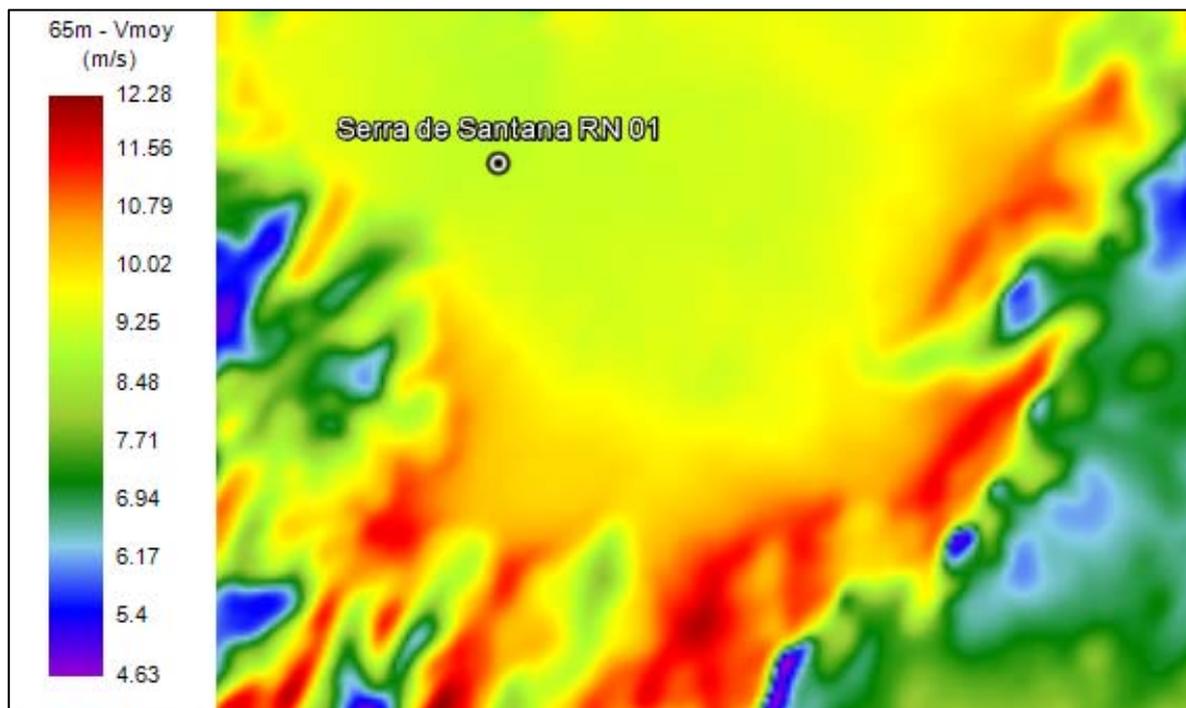


Figura B.2 Velocidade do vento a 65 metros de altura.

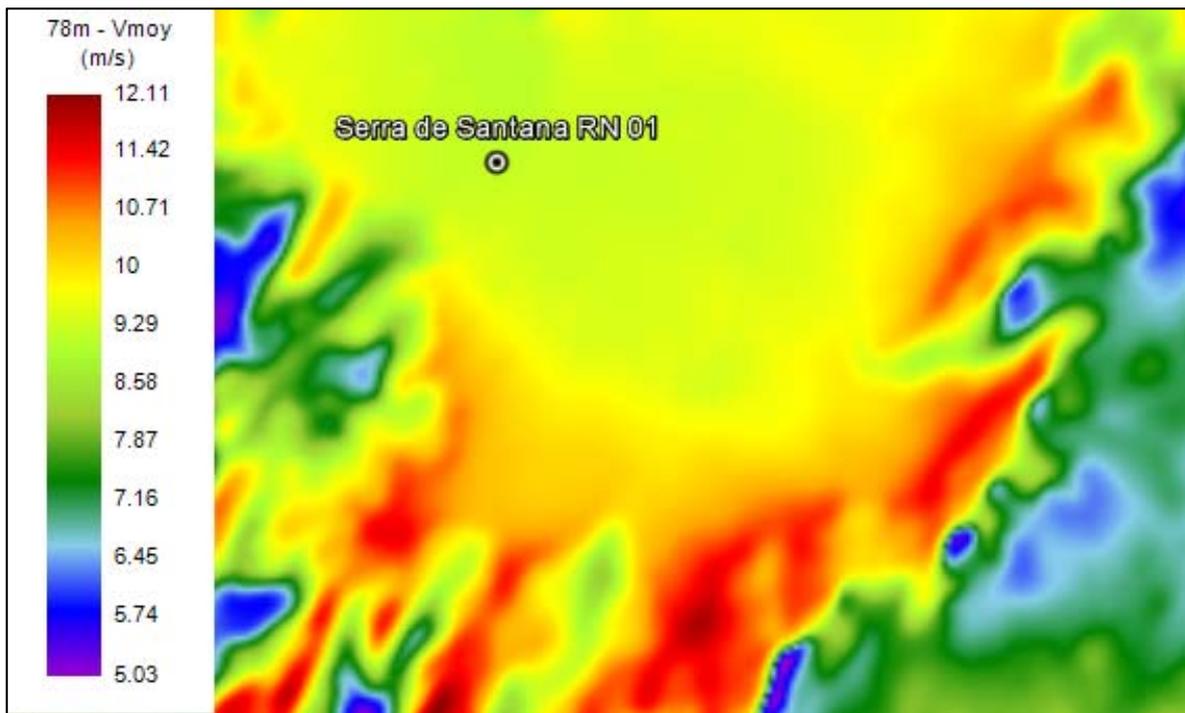


Figura B.3 Velocidade do vento a 78 metros de altura.

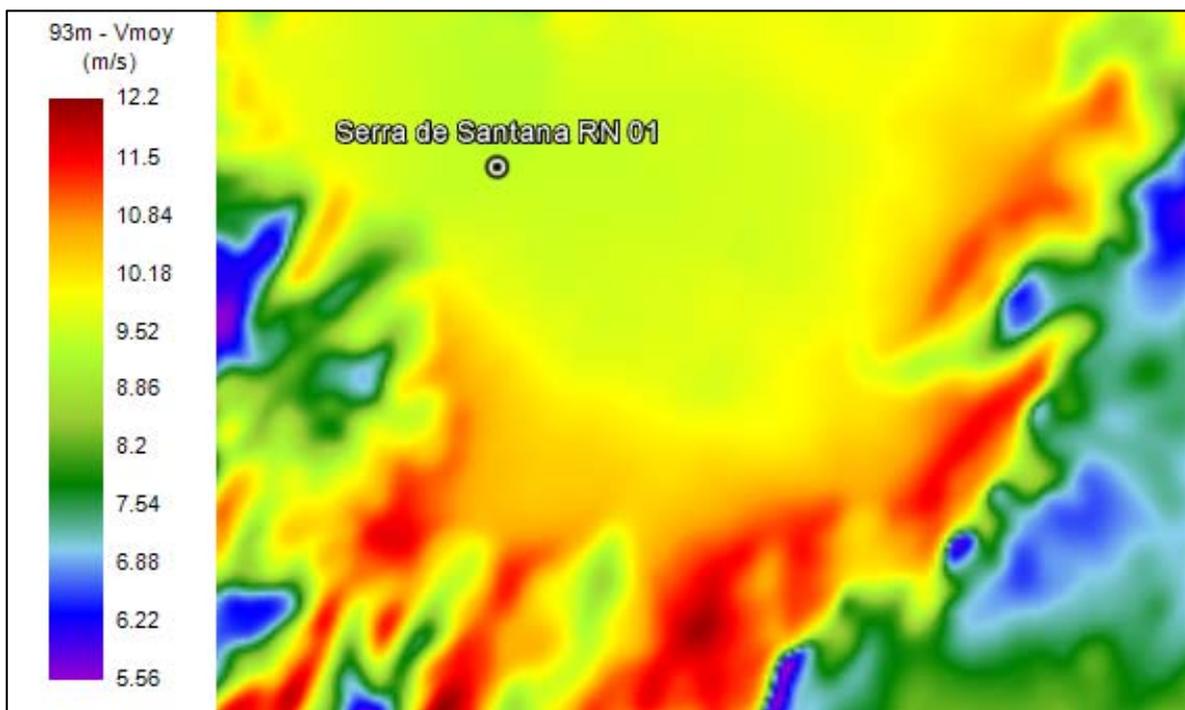


Figura B.4 Velocidade do vento a 93 metros de altura.

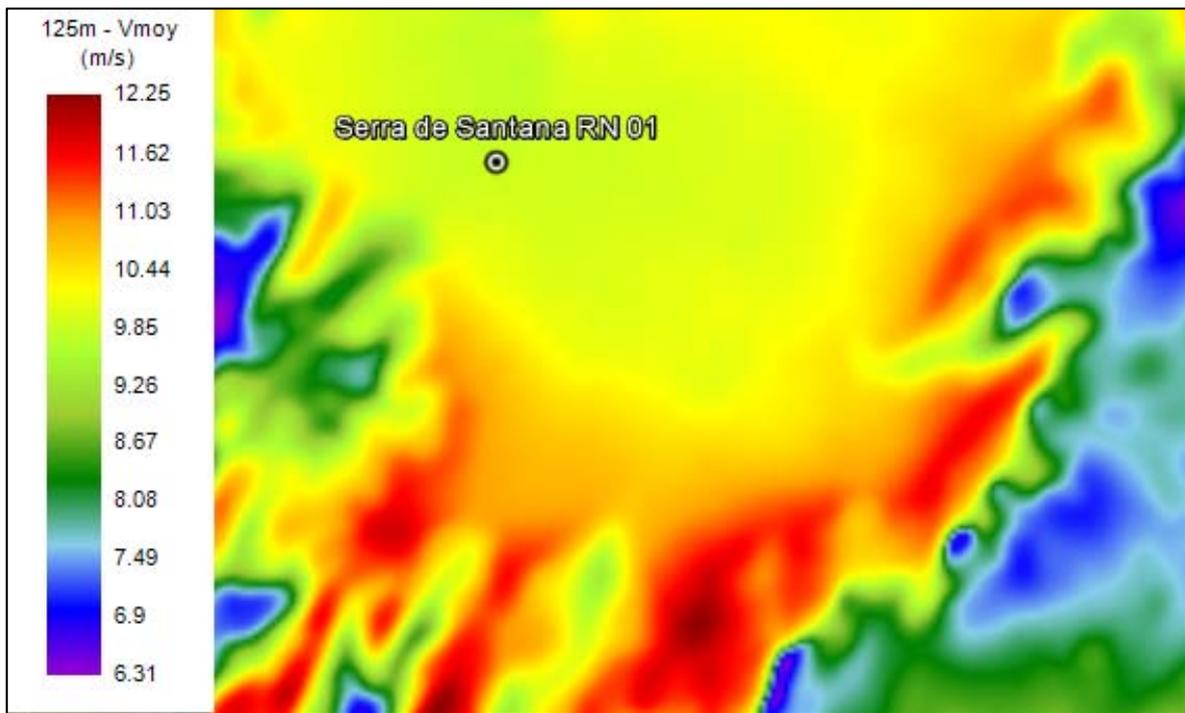


Figura B.5 Velocidade do vento a 125 metros de altura.

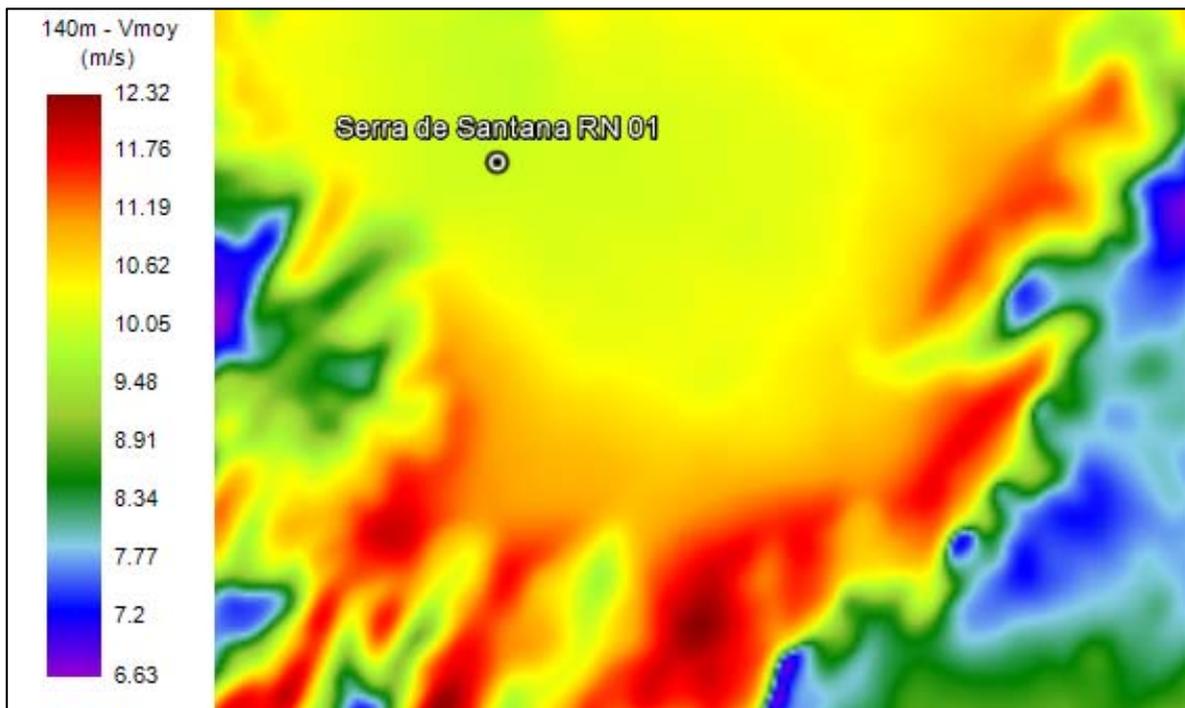


Figura B.6 Velocidade do vento a 140 metros de altura.

B.2 TURBULÊNCIA

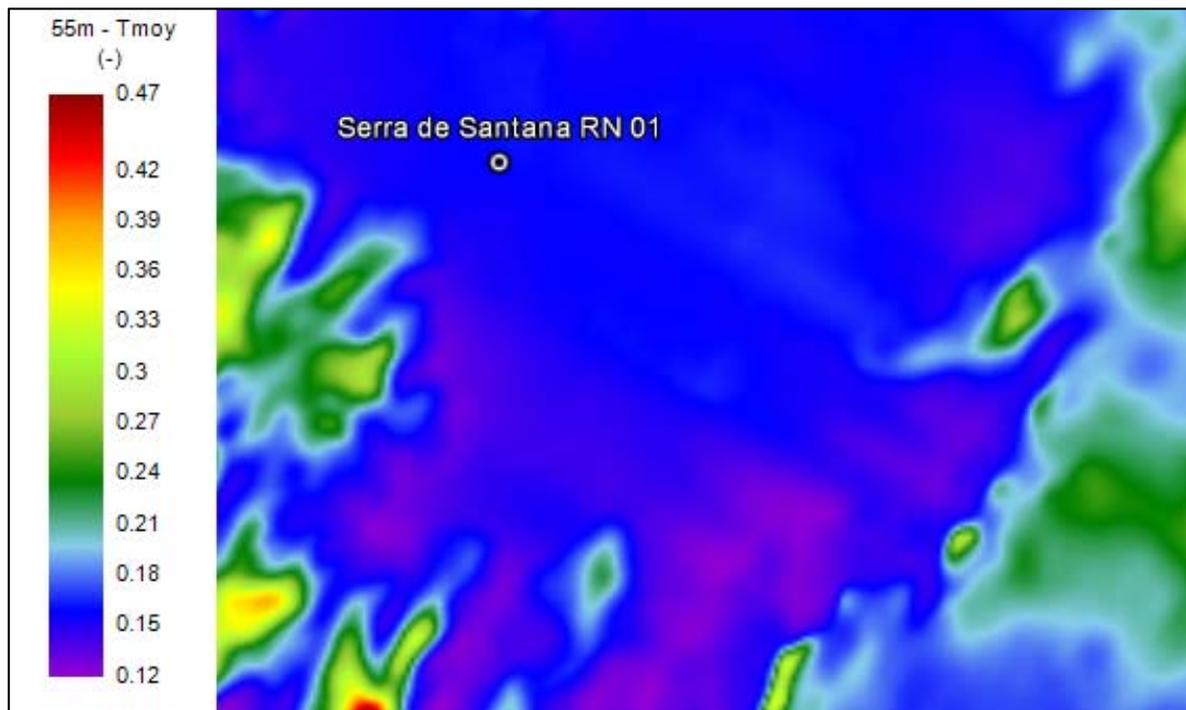


Figura B.7 Turbulência a 55 metros de altura.

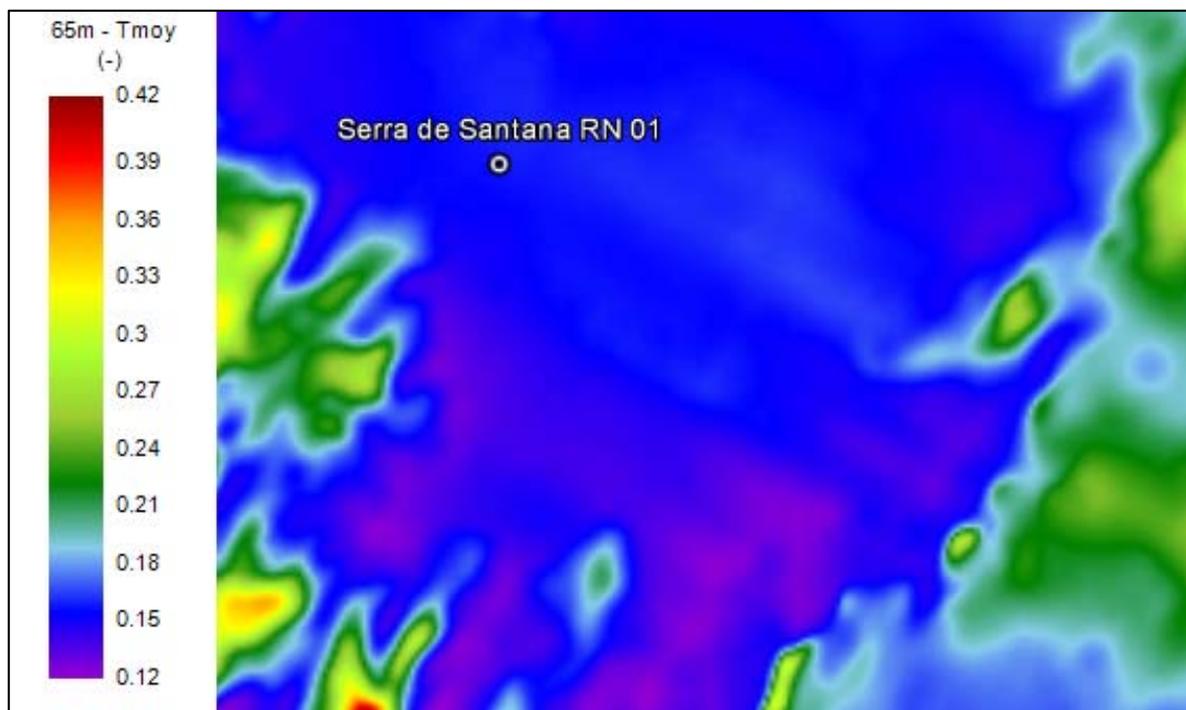


Figura B.8 Turbulência a 65 metros de altura.

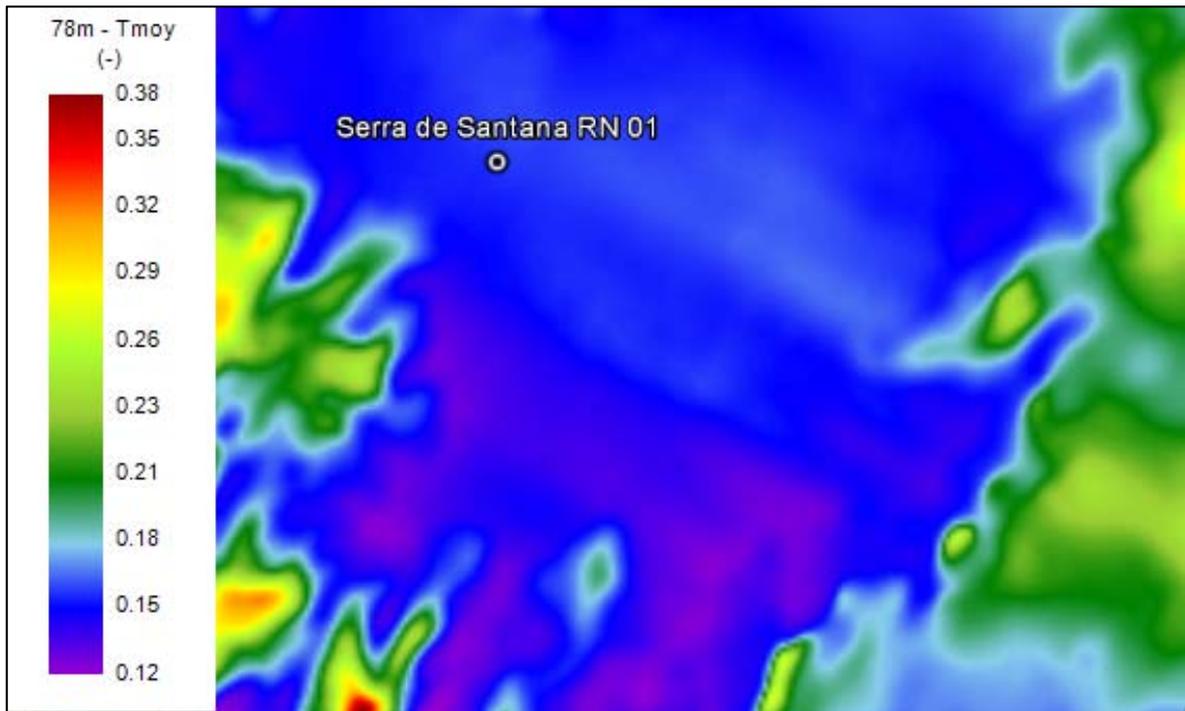


Figura B.9 Turbulência a 78 metros de altura.

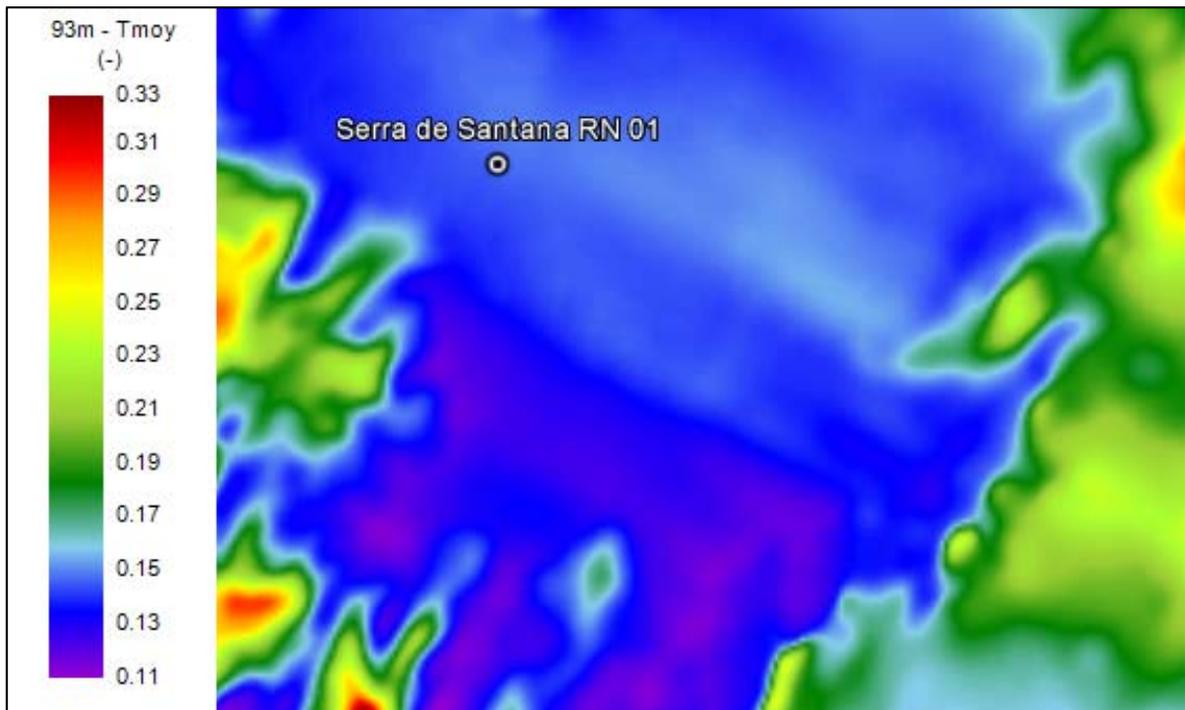


Figura B.10 Turbulência a 93 metros de altura.

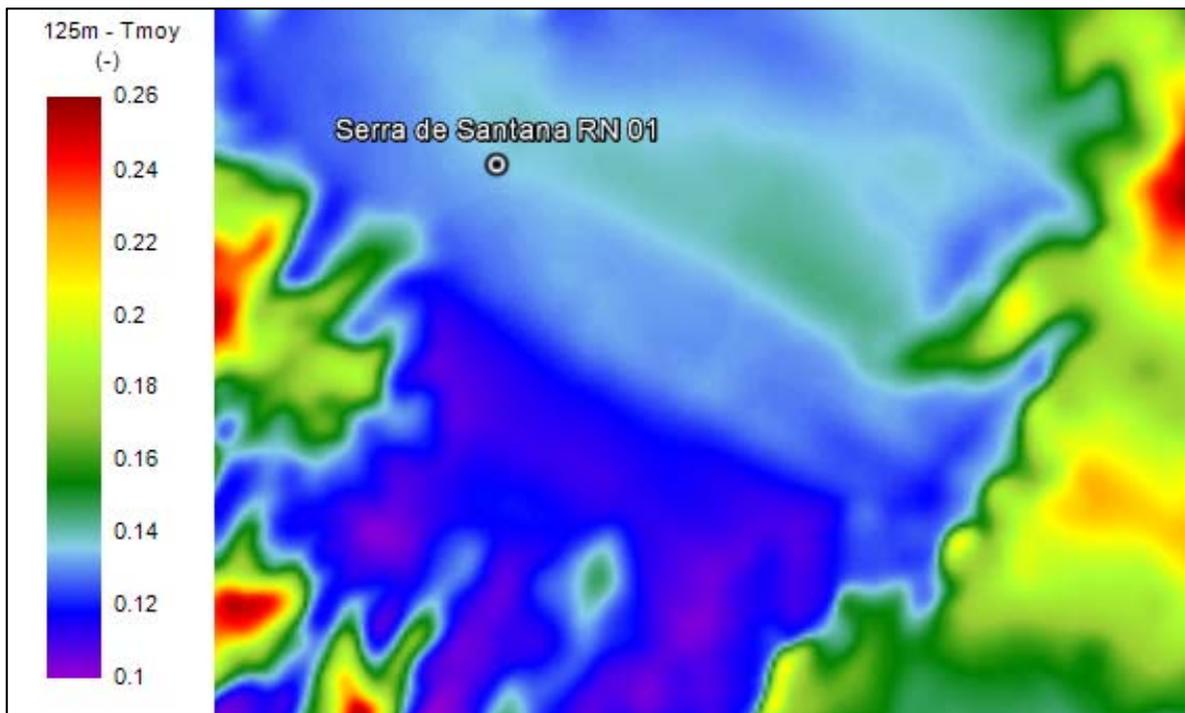


Figura B.11 Turbulência a 125 metros de altura.

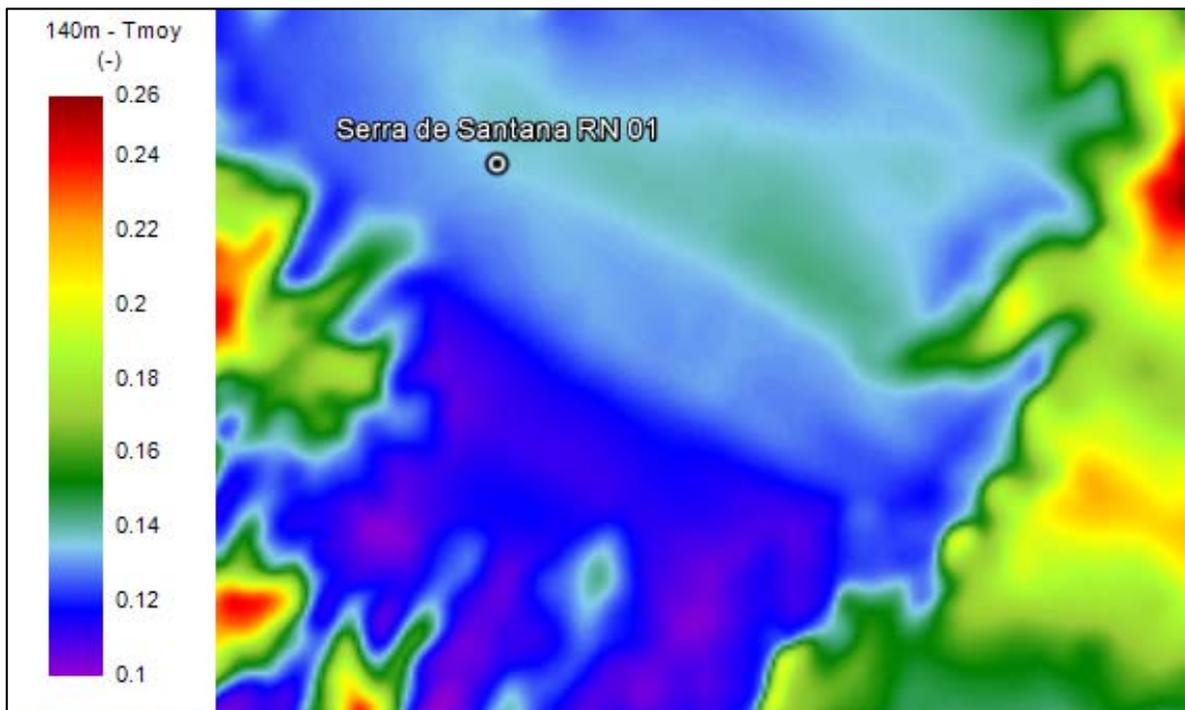


Figura B.12 Turbulência a 140 metros de altura.

B.3 SHEAR

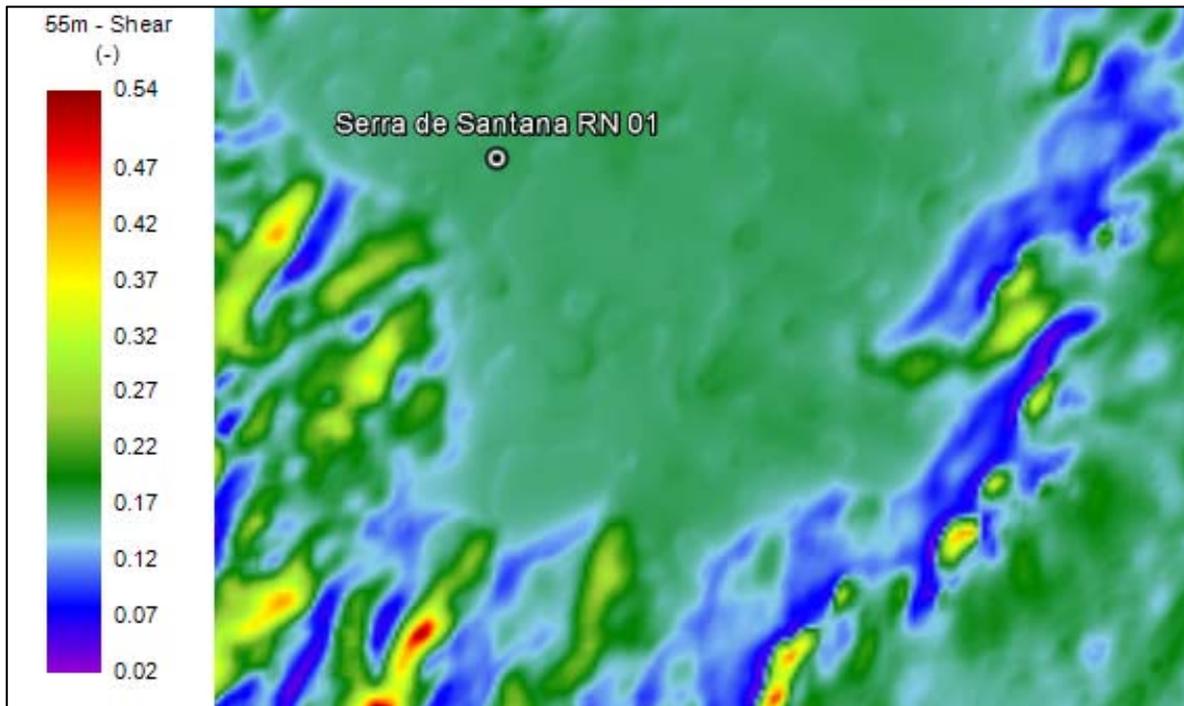


Figura B.13 *Shear* a 55 metros de altura.

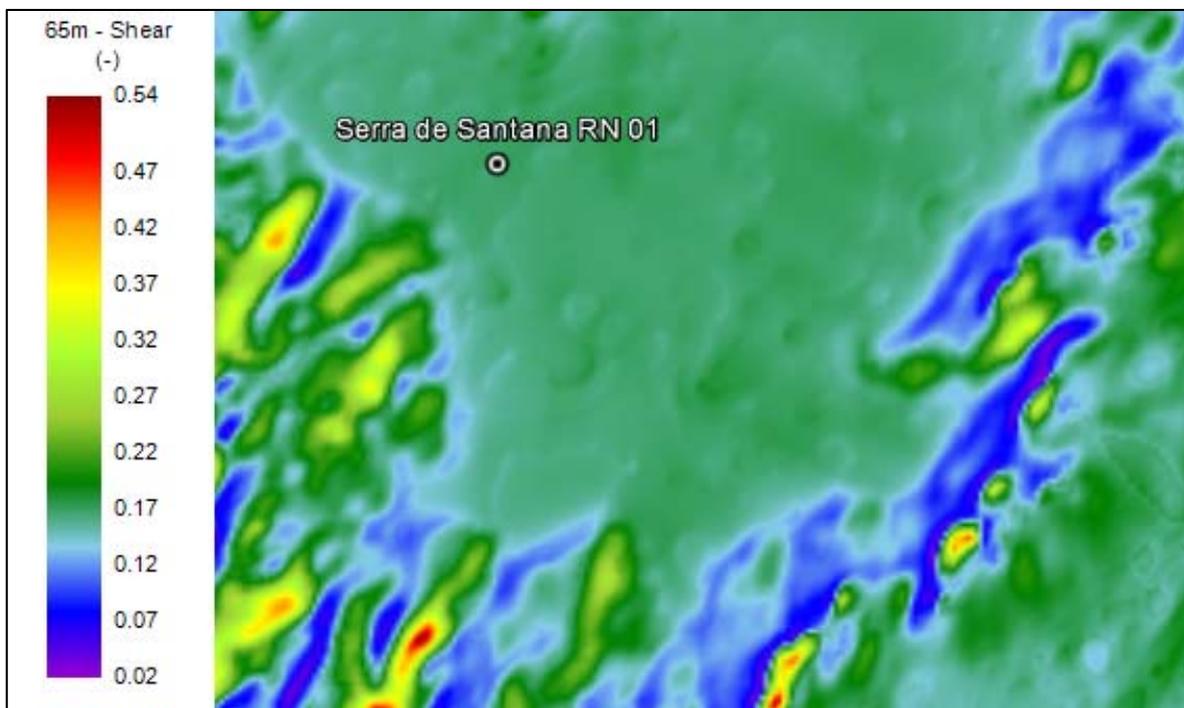


Figura B.14 *Shear* a 65 metros de altura.

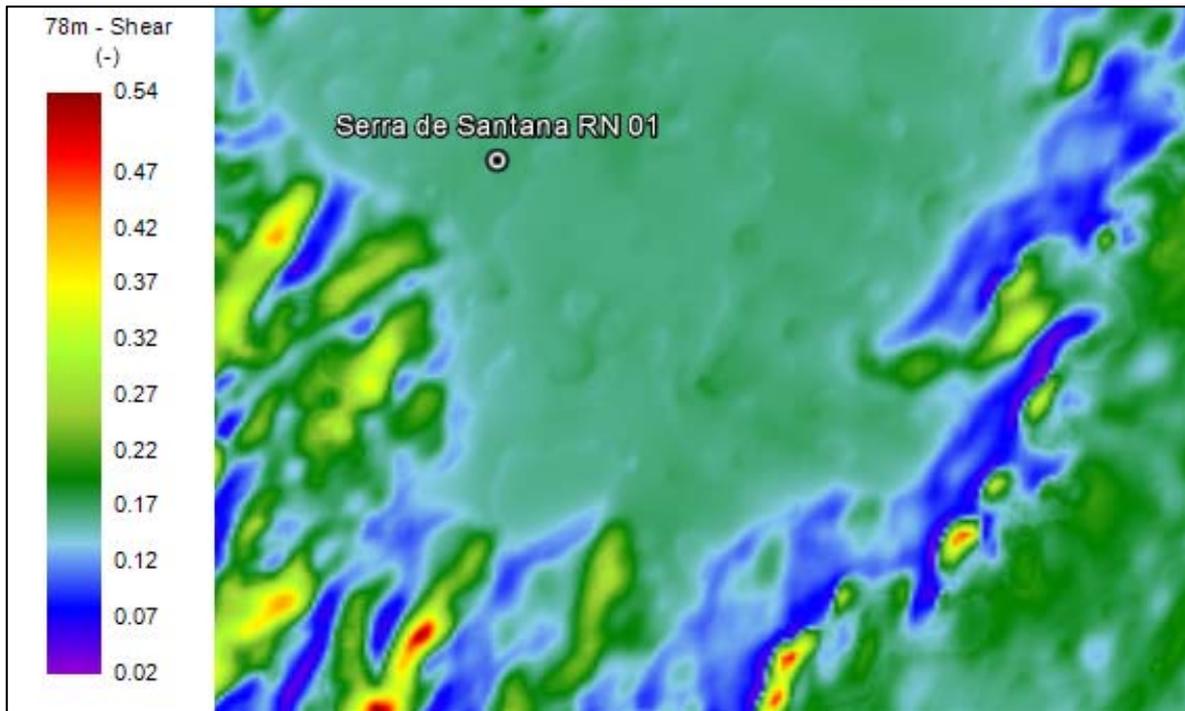


Figura B.15 *Shear* a 78 metros de altura.

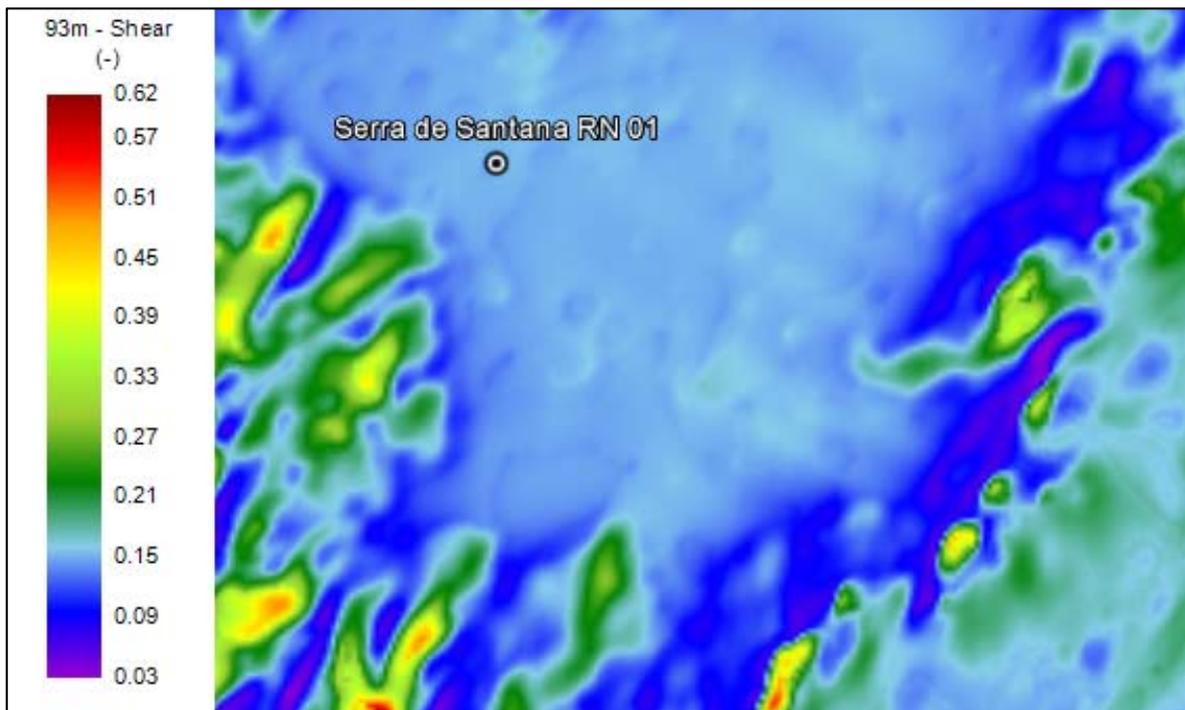


Figura B.16 *Shear* a 93 metros de altura.

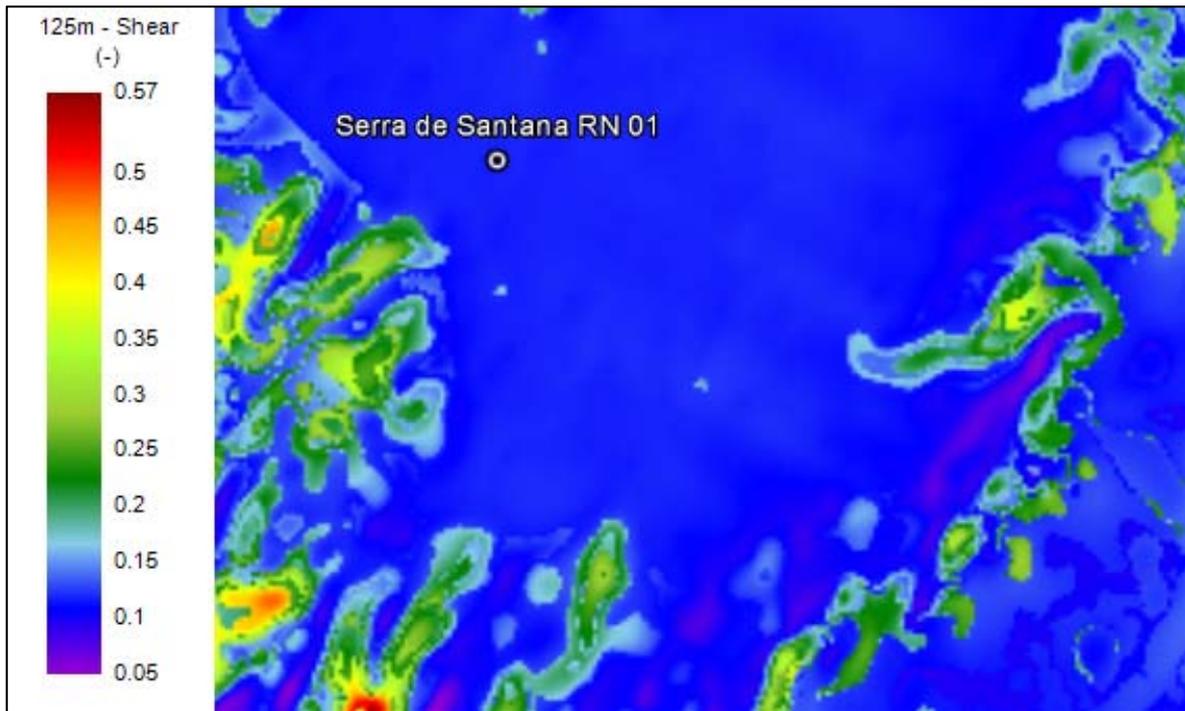


Figura B.17 *Shear* a 125 metros de altura.

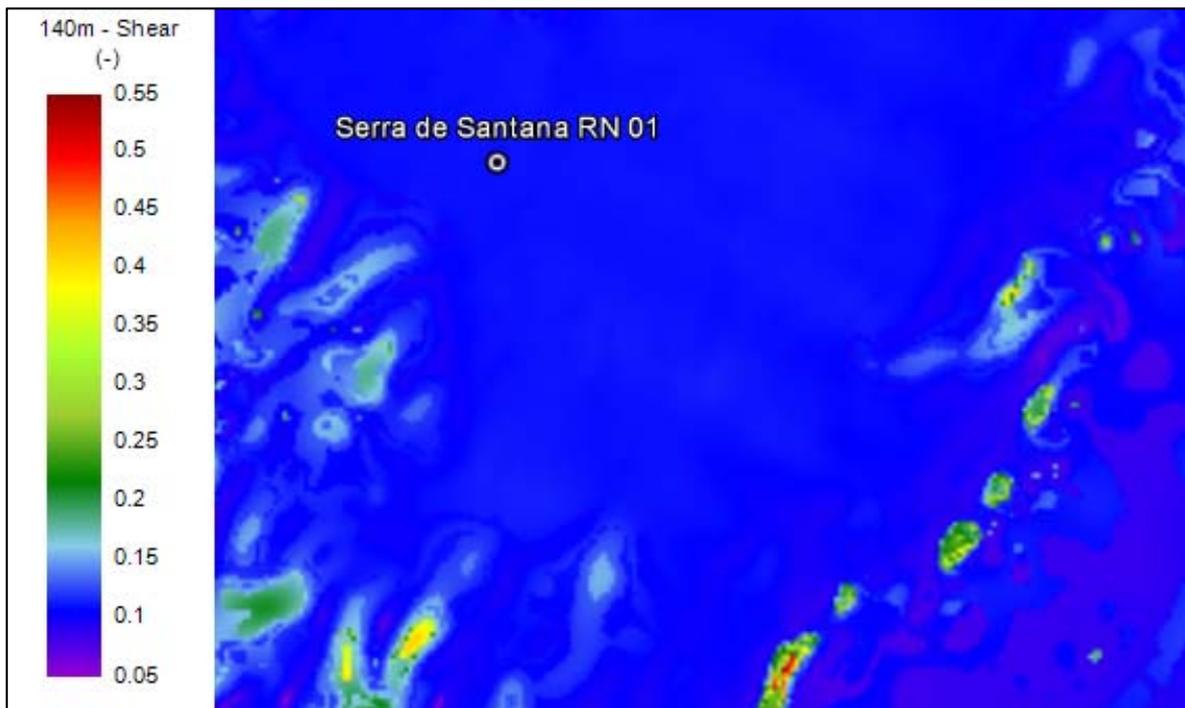


Figura B.18 *Shear* a 140 metros de altura.

APÊNDICE C – RESULTADOS DA MODELAGEM COMPUTACIONAL

C.1 AEROGERADOR ISOLADO

Tabela C.1 Resultados da modelagem de um aerogerador isolado.

Modelo	Prod. energética (GWh/ano)		Fator de capacidade (%)		Índice Diâmetro / Potência nominal
	P50	P90	P50	P90	
A52 850 kW 55m	3,5432	2,9785	47,55	39,97	61,18
A52 850 kW 65m	3,6990	3,1346	49,64	42,07	61,18
A52 850 kW 78m	3,8867	3,3228	52,16	44,59	61,18
A52 850 kW 93m	3,9593	3,3921	53,14	45,52	61,18
A52 850 kW 125m	4,2407	3,6817	56,91	49,41	61,18
A52 850 kW 140m	4,3175	3,7626	57,94	50,50	61,18
B90 2000 kW 55m	9,6640	8,3244	55,12	47,48	45,00
B90 2000 kW 65m	10,0178	8,6961	57,14	49,60	45,00
B90 2000 kW 78m	10,4459	9,1371	59,58	52,12	45,00
B90 2000 kW 93m	10,6191	9,3126	60,57	53,12	45,00
B90 2000 kW 125m	11,2348	9,9696	64,08	56,87	45,00
B90 2000 kW 140m	11,3982	10,1446	65,01	57,86	45,00
C97 2000 kW 78m	11,3089	10,0350	64,50	57,24	48,50
C97 2000 kW 93m	11,4737	10,2082	65,44	58,23	48,50
C97 2000 kW 125m	12,0393	10,8226	68,67	61,73	48,50
C97 2000 kW 140m	12,1888	10,9836	69,52	62,65	48,50
C97 2100 kW 78m	11,6600	10,3116	63,34	56,02	46,19
C97 2100 kW 93m	11,8359	10,4950	64,30	57,01	46,19
C97 2100 kW 125m	12,4438	11,1528	67,60	60,58	46,19
C97 2100 kW 140m	12,6045	11,3256	68,47	61,52	46,19
D114 2000 kW 78m	12,7022	11,5115	72,45	65,66	57,00
D114 2000 kW 93m	12,8422	11,6652	73,25	66,54	57,00
D114 2000 kW 125m	13,3048	12,1795	75,89	69,47	57,00
D114 2000 kW 140m	13,4288	12,3141	76,60	70,24	57,00
D114 2100 kW 78m	13,0349	11,7643	70,81	63,91	54,29
D114 2100 kW 93m	13,1884	11,9315	71,64	64,81	54,29
D114 2100 kW 125m	13,6985	12,4964	74,41	67,88	54,29
D114 2100 kW 140m	13,8346	12,6439	75,15	68,68	54,29
D114 2500 kW 78m	14,3960	12,8222	65,69	58,51	45,60
D114 2500 kW 93m	14,5966	13,0341	66,61	59,48	45,60
D114 2500 kW 125m	15,2830	13,7818	69,74	62,89	45,60
D114 2500 kW 140m	15,4650	13,9780	70,57	63,78	45,60
E128 5000 kW 78m	23,5789	20,3000	53,80	46,32	25,60
E128 5000 kW 93m	24,0012	20,7078	54,76	47,25	25,60
E128 5000 kW 125m	25,6166	22,3777	58,45	51,06	25,60
E128 5000 kW 140m	26,0563	22,8409	59,45	52,11	25,60

C.2 PARQUE EÓLICO

Tabela C.2 Resultados da modelagem de parque eólico.

Modelo	N° de turbinas		Cap. Instalada (MW)	Eficiência mínima individual (%)	Intensidade de turbulência (%)		Fator de capacidade (%)		Produção de energia (GWh/ano)	
	Máximo	Definido			Máxima	Média	PARK	Eddy Viscosity	P50	P90
A52 850 kW 55m	347	143	121,55	90,321	15,969	14,295	54,370	54,399	579,630	502,030
A52 850 kW 65m	347	153	130,05	90,056	15,680	14,085	55,580	55,659	634,520	551,850
B90 2000 kW 55m	119	92	184,00	90,540	15,931	14,449	59,309	59,456	959,000	843,510
B90 2000 kW 65m	119	98	196,00	91,434	15,670	14,174	60,685	60,893	1046,220	924,040
B90 2000 kW 78m	119	100	200,00	91,937	15,293	13,860	62,177	62,446	1094,800	971,290
B90 2000 kW 93m	119	100	200,00	91,480	14,160	12,926	62,478	62,663	1098,610	975,710
C97 2000 kW 78m	106	96	192,00	92,214	15,191	13,904	66,192	66,637	1121,560	1006,160
C97 2000 kW 93m	106	96	192,00	92,266	14,039	12,947	66,516	66,872	1125,510	1010,890
C97 2000 kW 125m	106	99	198,00	92,829	12,396	11,528	68,497	68,802	1194,180	1078,880
C97 2100 kW 78m	106	93	195,30	92,127	15,157	13,888	65,349	65,764	1125,880	1007,540
C97 2100 kW 93m	106	94	197,40	92,247	14,012	12,936	65,606	65,945	1141,110	1022,210
C97 2100 kW 125m	106	96	201,60	91,949	12,638	11,508	67,834	68,056	1202,710	1084,380
D114 2000 kW 78m	78	78	156,00	94,595	14,856	13,714	73,767	74,277	1015,730	928,150
D114 2000 kW 93m	78	78	156,00	94,399	13,755	12,754	73,959	74,419	1017,680	930,690
D114 2000 kW 125m	78	78	156,00	94,777	12,156	11,300	75,921	76,290	1043,260	959,030
D114 2100 kW 78m	78	78	163,80	94,279	14,876	13,729	72,237	72,732	1044,340	951,080
D114 2100 kW 93m	78	78	163,80	94,031	13,785	12,773	72,432	72,881	1046,470	953,880
D114 2100 kW 125m	78	78	163,80	94,356	12,179	11,315	74,515	74,841	1074,630	985,000
D114 2500 kW 78m	78	78	195,00	93,398	14,953	13,761	67,591	67,998	1162,340	1046,790
D114 2500 kW 93m	78	78	195,00	93,077	13,856	12,815	67,788	68,126	1164,520	1049,670
D114 2500 kW 125m	78	78	195,00	93,109	12,210	11,358	70,158	70,377	1203,010	1091,610
E128 5000 kW 78m	63	57	285,00	90,407	15,224	13,666	57,804	58,011	1449,300	1271,860
E128 5000 kW 93m	63	57	285,00	90,463	14,132	12,743	57,936	58,031	1449,810	1272,560
E128 5000 kW 125m	63	59	295,00	91,192	12,523	11,340	60,326	60,322	1559,920	1379,350
E128 5000 kW 140m	63	60	300,00	91,112	12,386	11,182	61,304	61,307	1612,240	1429,630

APÊNDICE D – QUANTIDADE MÁXIMA DE AEROGERDORES NO DOMÍNIO

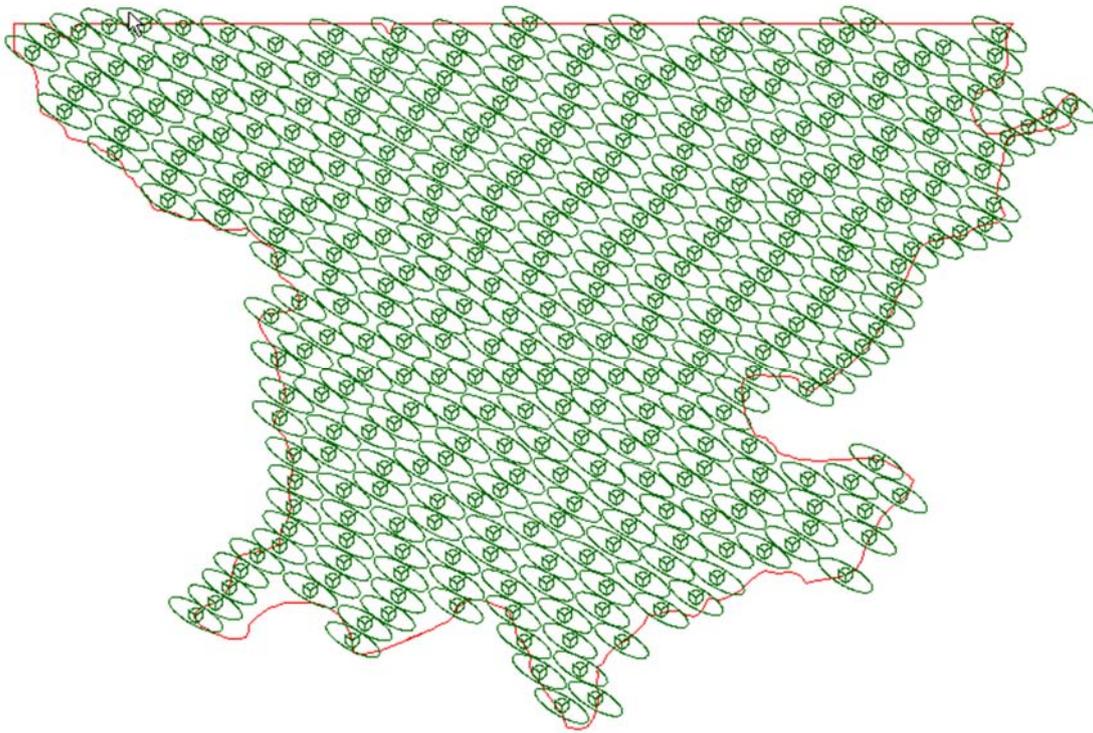


Figura D.1 Quantidade máxima de turbinas A52 (347 turbinas).

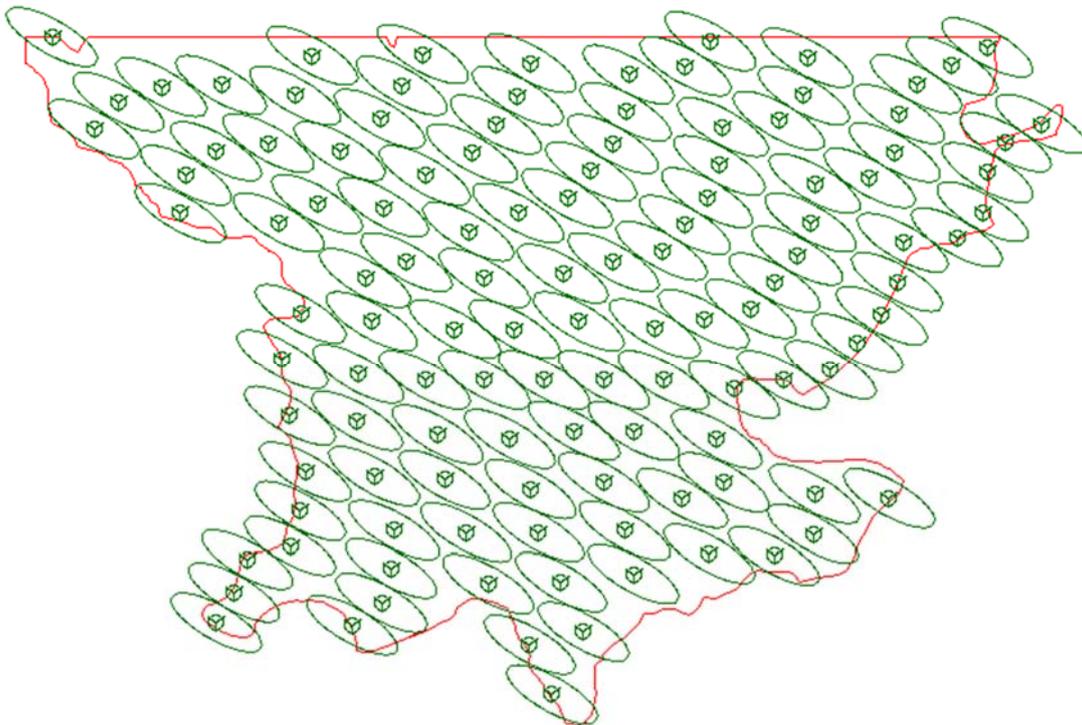


Figura D.2 Quantidade máxima de turbinas B90 (119 turbinas).

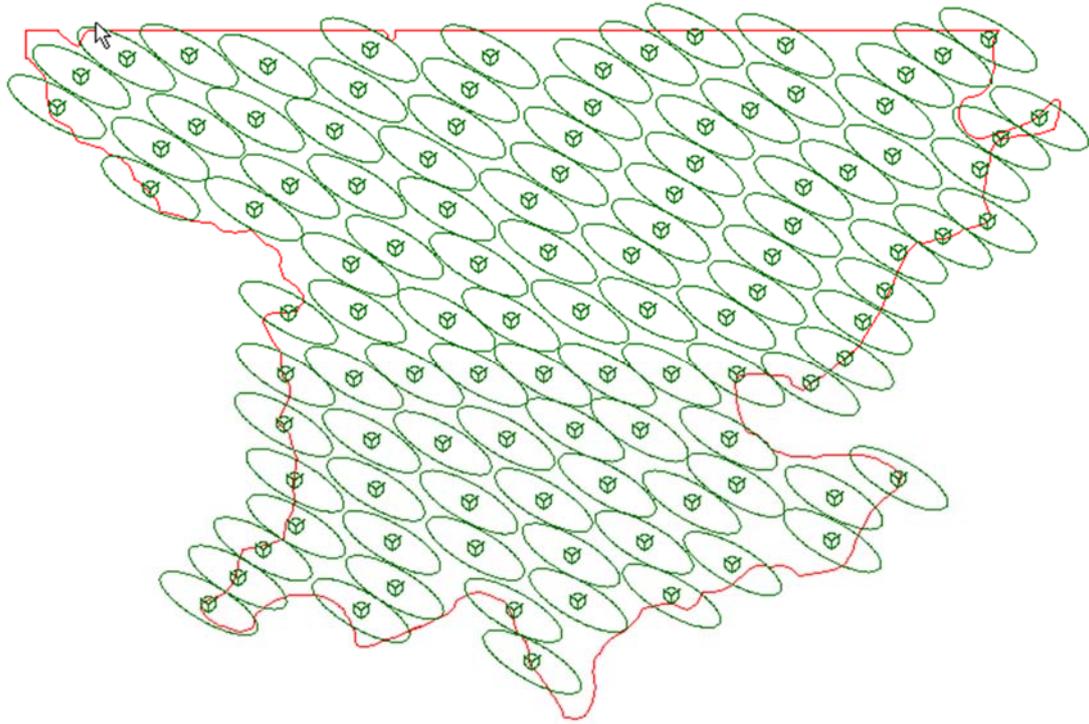


Figura D.3 Quantidade máxima de turbinas C97 (106 turbinas).

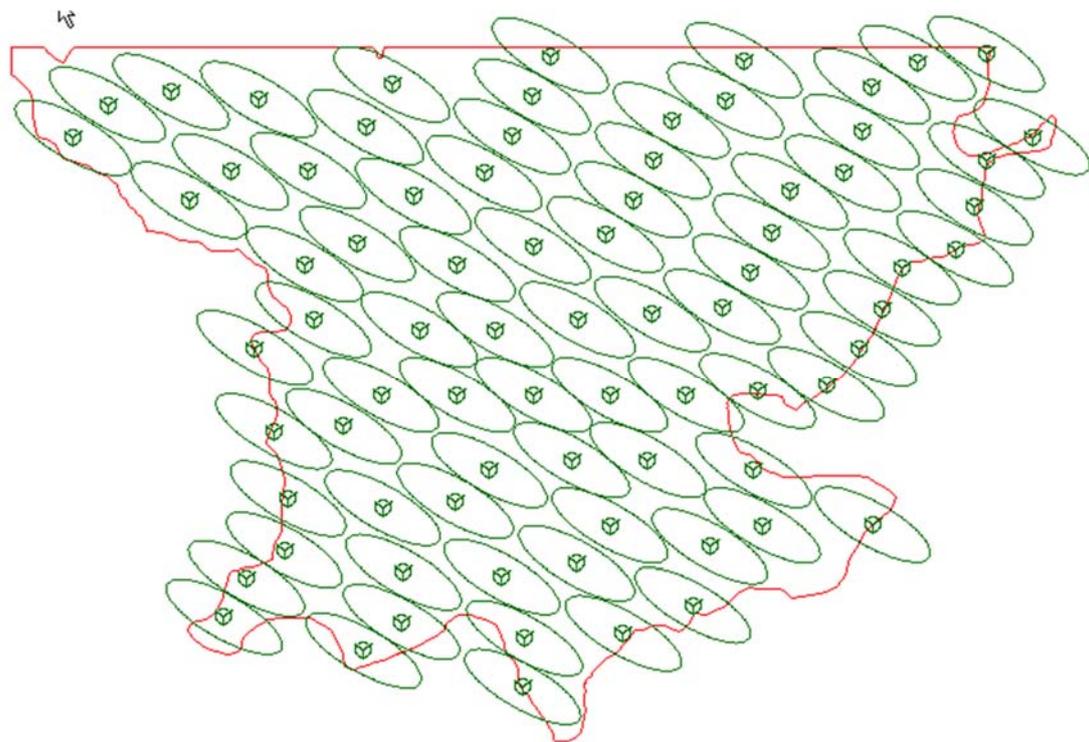


Figura D.4 Quantidade máxima de turbinas D114 (78 turbinas).

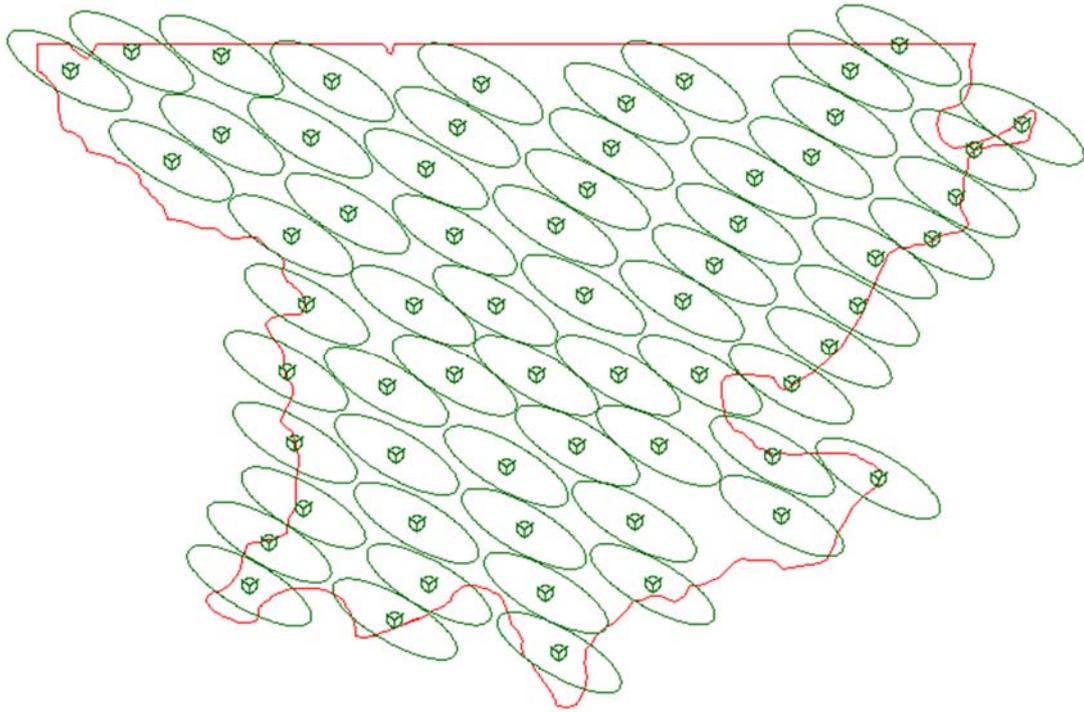


Figura D.5 Quantidade máxima de turbinas E128 (63 turbinas).

**APÊNDICE E – HISTOGRAMAS DE VELOCIDADES E AJUSTE PELA
DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL**

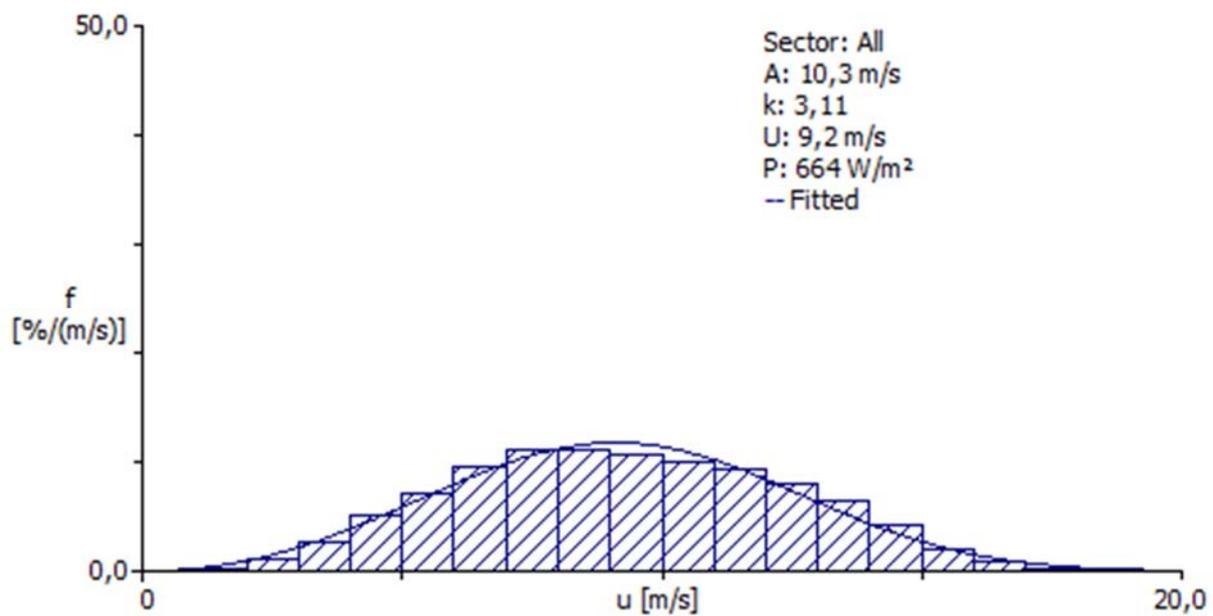


Figura E.1 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 70 metros.

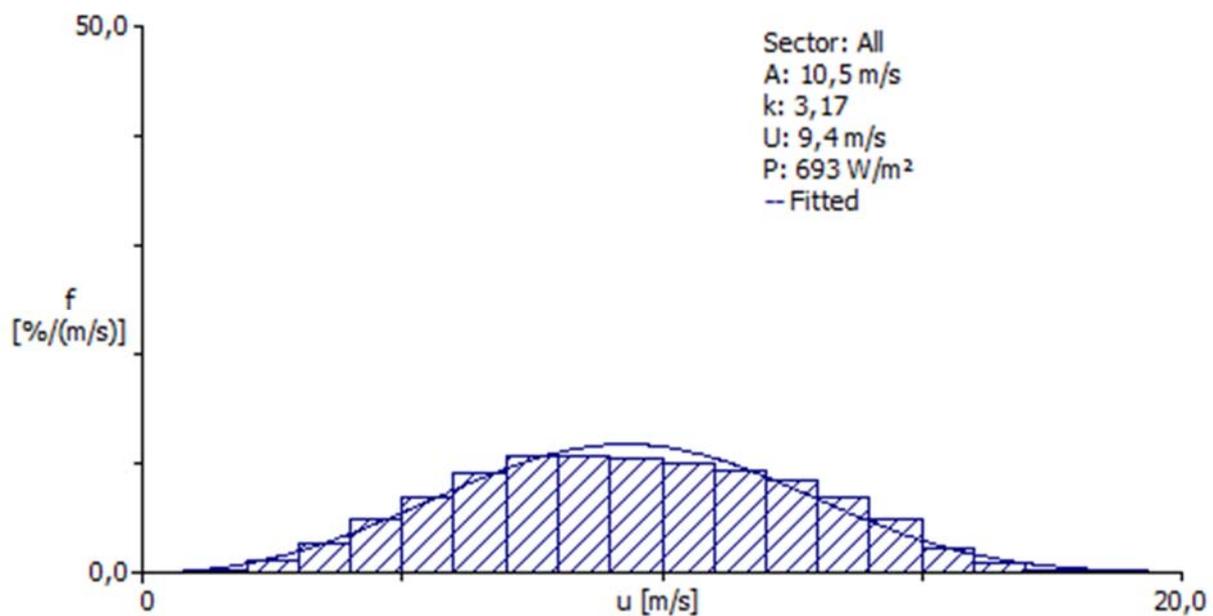


Figura E.2 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 90 metros.

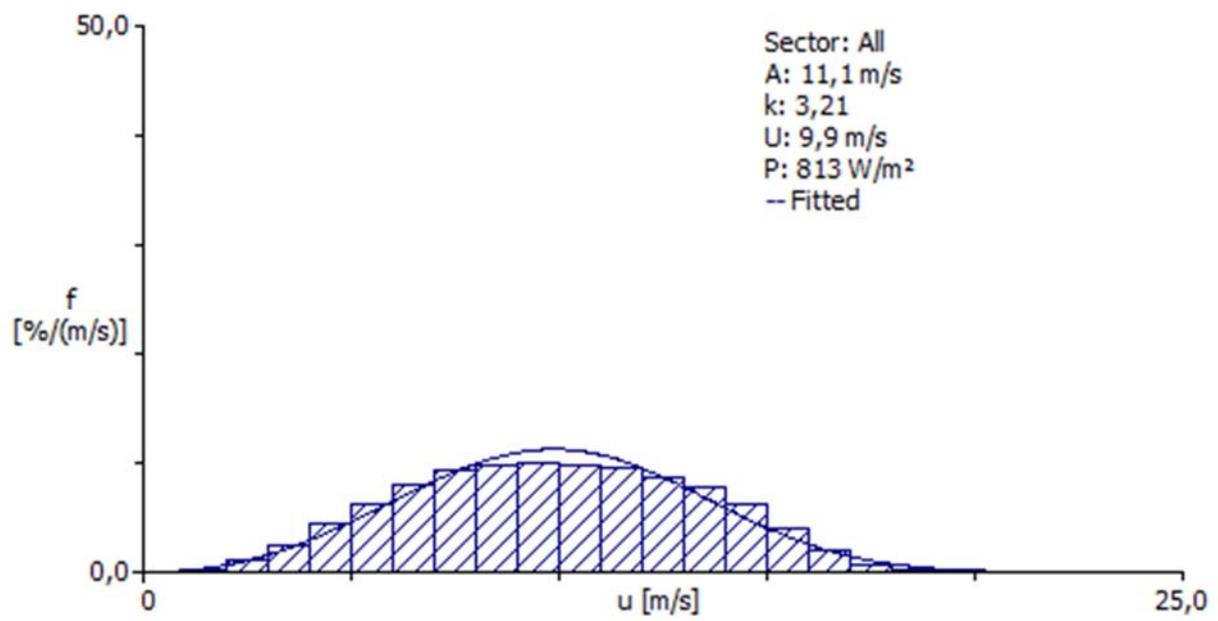


Figura E.3 Histograma de velocidades e ajuste pela distribuição de Weibull para altura de medição de 130 metros.

APÊNDICE F – ANÁLISE DO PARÂMETRO *SHEAR*

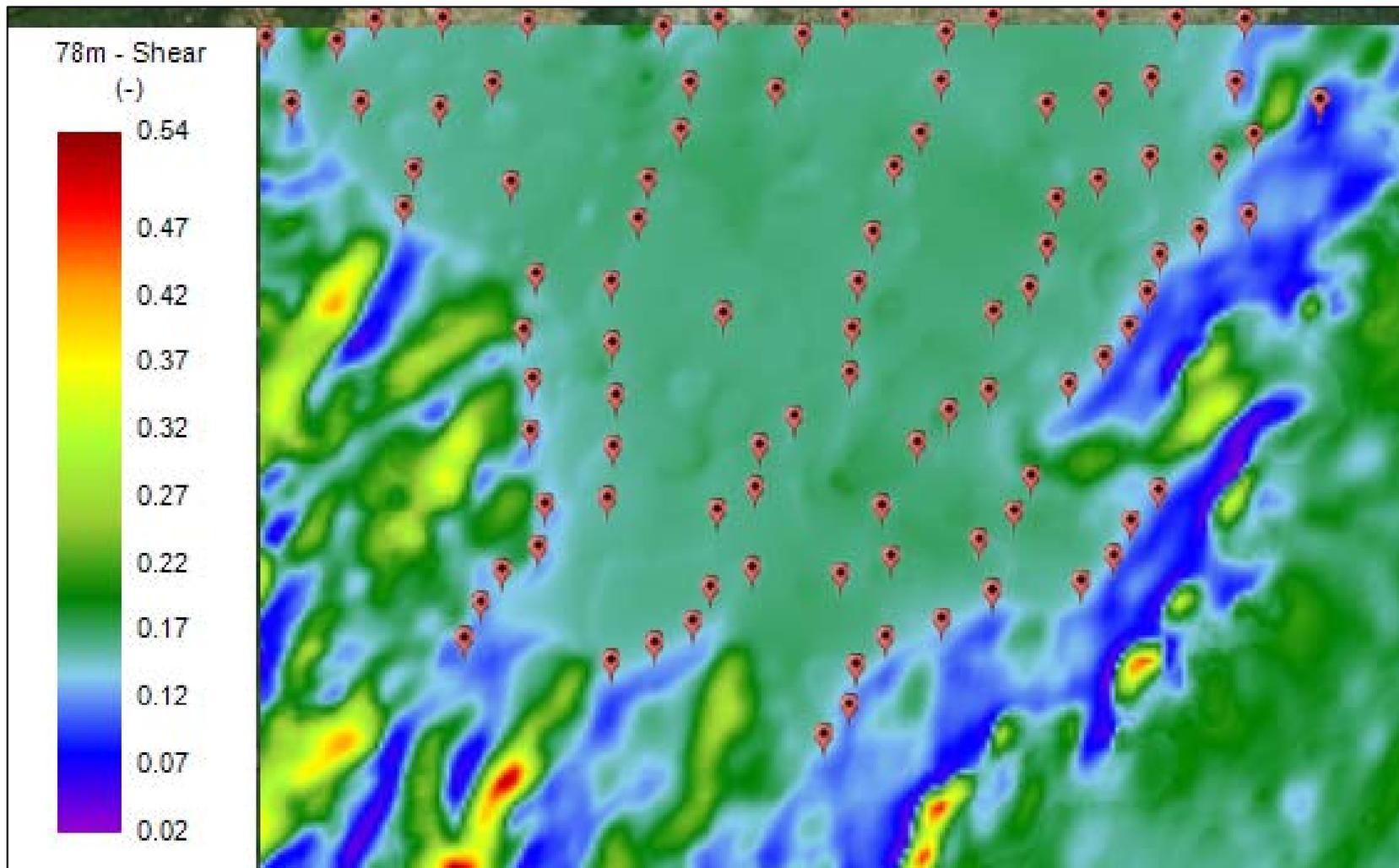


Figura F.1 *Shear* a 78 metros e layout com 96 turbinas tipo C97 2000 kW 78m.