



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica



## **ESTUDO DO ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO DE UMA REGIÃO UTILIZANDO O SOFTWARE CONTINUUM PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROJETO EÓLICO**

Eduardo Leal Ferraz Pereira

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Roney Leon Thompson

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
FEVEREIRO DE 2019

ESTUDO DO ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO DE UMA REGIÃO  
UTILIZANDO O SOFTWARE CONTINUUM PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM  
PROJETO EÓLICO

Eduardo Leal Ferraz Pereira

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO  
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovado por:

---

Prof. Roney Leon Thompson (Orientador)

---

Prof. Fernando Pereira Duda

---

Vanessa Gonçalves Guedes, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2018

PEREIRA, Eduardo L. Ferraz.

Estudo do escoamento atmosférico de uma região utilizando o software Continuum para implementação de um projeto eólico/ Eduardo Leal Ferraz Pereira – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2018.

X

Orientador: Roney Leon Thompson

Projeto de Graduação - UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Mecânica , 2018

1.Energia Eólica    2. Escoamento Atmosférico

“...que se pinte de povo, porque a Universidade

não é patrimônio de ninguém...”

Che

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a meus pais e minha família que sempre me apoiaram e construíram a base para que eu chegasse até aqui. Com minha mãe, Rita Leal, aprendi a fazer as coisas com paixão e que sempre temos que pensar como nossas ações afetam a sociedade e os outros ao nosso redor. Com meu

pai, Milton Pereira aprendi a confiar em mim mesmo e a fazer o que deve ser feito. Agradeço também a minha namorada Gabriela Celestino que me apoiou ao longo dessa jornada e que me mostrou que é possível endurecer sem perder a ternura.

Agradeço aos meus camaradas de partido que me ensinaram muito do que sei e me mostraram o poder do coletivo. Pessoas que abrem mão do lazer, descanso e ambições pessoais para construir uma outra sociedade, mais justa e humana. Me ensinaram a fazer as coisas com alegria, mesmo nos momentos mais difíceis pois pela alegria vivemos, pela alegria lutamos e a tristeza nunca estará ligada ao nosso nome. Me mostraram também nossas ideias e lutas são indestrutíveis quando não terminam em nós mesmo.

Por fim, agradeço a todos os trabalhadores que fazem a UFRJ e a Escola Politécnica serem gigantes, que fazem dessa Universidade ser viva, que apesar das adversidades segue em frente. Agradeço ao meu orientador, Roney Leon Thompson, que apesar do acúmulo de tarefas aceitou me orientar; a pesquisadora do Cepel, Vanessa Gonçalves Guedes que sempre foi solícita e paciente em sua orientação e ao estudante de Engenharia Mecânica Daniel Davy B. Freitas que não mediu esforços para ajudar um colega engenheiro e foi fundamental neste processo.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia Mecânica.

ESTUDO DO ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO DE UMA REGIÃO  
UTILIZANDO O SOFTWARE CONTINUUM PARA  
IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROJETO EÓLICO

Eduardo Leal Ferraz Pereira

Fevereiro/2019

Orientador: Roney Leon Thompson

Curso: Engenharia Mecânica

O debate sobre a questão energética tem ocupado cientistas e engenheiros em todo o mundo e por esses motivos o investimento e a atenção sobre as fontes de energia conhecidas como renováveis ou de fluxo tem crescido nas últimas décadas. Para garantir a economicidade e melhorar a eficiência de um projeto eólico é muito importante a realização de uma aprofundada avaliação do potencial eólico da região. Este trabalho apresentou e realizou as etapas de uma avaliação do potencial eólico, possibilitou a comparação entre dois softwares com distintas metodologias e modelos de funcionamento, bem como soma ao conjunto dos trabalhos que podem servir como referência para a utilização deste novo *software*, o Continuum.

*Palavras-chave: Energia Eólica; escoamento atmosférico; Continuum*

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirement for the degree of Mechanical Engineer.

SIMULATION OF ATMOSPHERIC FLOW OVER COMPLEX TERRAIN USING  
CONTINUUM SOFTWARE TO DEVELOP NA EOLIC PROJECT

Eduardo Leal Ferraz Pereira

February/2019

Advisor: Roney Leon Thompson

Course: Mechanical Engineering

The energy debate has occupied scientists and engineers all around the world and because of that the investment amount and the attention onto alternative renewables has increased dramatically. To guarantee the viability and improve performance of an Eolic project it is very important to perform a Eolic potential analyses of the region. This work presents and perform all the applicable steps to conclude these analyses, and compare the results with those found using other software for the same conditions and data, also become an important reference for Continuum usage.

*Keywords: Eolic energy; Atmosferic flow; Continuum*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Peso da energia renovável no total de energia consumida por setor (REN21, 2018).....	4
Figura 2: Crescimento da capacidade global de geração das energias renováveis (REN21, 2018).....	5
Figura 3: Mapa histórico da capacidade instalada no Brasil (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, ABEEÓLICA, 2018) .....	6
Figura 4: Circulação atmosférica (AMARANTE, 2001) .....	8
Figura 5: Dínamo de Brush .....	10
Figura 6: Esquema simplificado de um aerogerador (PAVINATTO, 2005) .....	12
Figura 7: Massa de ar através da turbina.....	13
Figura 8: Principais forças atuando nas pás (PAVINATTO, 2005).....	14
Figura 9: Curva de potência típica de um aerogerador .....	16
Figura 10: Região de interesse escolhida (fonte: Google Earth).....	19
Figura 11: Legenda de conversão de uso de solo para rugosidade (Continuum) .....	25
Figura 12: Região de esteira entre aerogeradores (RAMOS, 2016) .....	27
Figura 13: Localização das torres anemométricas dos projetos cadastrados pela EPE de 2009 a 2018 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)....	30
Figura 14: Esquema padrão de torre anemométrica (PAVINATTO, 2005) .....	32
Figura 15: Mapa do Rio Grande do Sul da série Era-Interin .....	34
Figura 16: Distribuição de Weibull (RAMOS, 2016) .....	37



Figura 17: Rosa de frequência dos ventos .....	38
Figura 18: Tensões sobre um elemento de fluido na direção x (FOX, 2014) .....	42
Figura 19: Volume de controle (WALLS, 2015)(a) .....	43
Figura 20: Exemplo de cálculo da exposição do terreno (WALLS, 2015)(a) .....	46
Figura 21: Resumo das equações do modelo Continuum (WALLS, 2015)(a) .....	48
Figura 22: Coeficientes UW e DW (WALLS, 2015)(a).....	49
Figura 23: Exemplo de relação log-log para determinação dos coeficientes (WALLS, 2015)(a).....	51
Figura 24: Topografia do Terreno 2D (Global Mapper) .....	57
Figura 25: Topografia do terreno 3D (Global Mapper) .....	57
Figura 26: Mapa de cobertura terrestre (Global Mapper) .....	58
Figura 27: Mapa de rugosidade terrestre (Global Mapper) .....	59
Figura 28: Dados de vento utilizados para a criação de torres de medição sintéticas (RAMOS, 2016) .....	60
Figura 29: Estações sintéticas, MERRA e estações de medição (RAMOS, 2016).....	61
Figura 31: Sobreposição distribuição de Weibull das estações de medição (Continuum) .....	62
Figura 32: Curva de potência Gamesa 2.1k 114RD (Continuum) .....	63
Figura 33: Layout aerogeradores (RAMOS, 2016).....	64
Figura 34: Relações log-log a jusante (Continuum) .....	65

Figura 35: Relações log-log a montante não crítica (Continuum) .....	66
Figura 36: Relações log-log a montante crítica (Continuum) .....	67
Figura 37: Pontos intermediários entre Trans_B_02 e Aerogerador 26 (Continuum) .....	70
Figura 38: Velocidade do vento nos nós intermediários (Continuum) .....	70
Figura 39: Sobreposição distribuição de Weibull dos aerogeradores (Continuum) .....	71
Figura 40: Sobreposição rosa dos ventos (Continuum) .....	72
Figura 41: Estatística das turbinas (Continuum) .....	73
Figura 42: Valor P50, P90 e P99 de velocidade do vento nos aerogeradores (Continuum) .....	74
Figura 43: Mapa de velocidades do vento (Continuum) .....	75
Figura 44: Estatísticas do mapa de velocidades gerado (Continuum) .....	76

## LISTA DE TABELA

Tabela 1: Erro quadrático médio por preditor.....	68
Tabela 2: Erro quadrático médio por alvo .....	68
Tabela 3: Erro médio da análise Round Robin.....	69

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Motivação .....	1
1.2	Contexto Econômico .....	3
1.3	Caracterização da fonte (Vento) .....	7
1.4	História dos aerogeradores .....	9
1.5	Princípio de funcionamento dos aerogeradores .....	11
2.	PROCESSO DE AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO.....	18
2.1	Escolha da região de interesse.....	18
2.2	A influência do terreno no escoamento atmosférico .....	20
2.2.1	Topografia.....	22
2.2.2	Rugosidade Superficial .....	23
2.2.3	Modelagem física do escoamento atmosférico.....	25
2.2.4	Obstáculo e Esteira .....	26
2.3	Obtenção e características dos dados de vento .....	28
2.4	Tratamento e avaliação dos dados de vento .....	34
2.4.1	Distribuição de Weibull .....	35
2.4.2	Rosa setorial de frequência .....	37
2.4.3	Intensidade de turbulência (IT) .....	38
2.5	Modelagem computacional do escoamento atmosférico .....	39
2.5.1	Fundamentação teórica do modelo Continuum .....	41
2.5.2	Aplicação do modelo Continuum .....	49

2.5.3	Efeito esteira causado pelos aerogeradores.....	53
3.	ESTUDO DE CASO .....	56
3.1	Topografia.....	56
3.2	Rugosidade.....	58
3.3	Dados de vento.....	59
3.4	<i>Layout</i> do parque eólico e escolha do modelo dos aerogeradores.....	62
3.5	Análise do Modelo .....	64
3.6	Estimativa da velocidade e produção energética nos aerogeradores 69	
4.	CONCLUSÃO .....	76
5.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77

## 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo apresentar e aplicar a metodologia de avaliação do potencial eólico de uma região com orografia complexa, uma cadeia montanhosa localizada no estado do Ceará, utilizando o software Continuum para modelar e simular o escoamento atmosférico e comparar os resultados obtidos com outro estudo que fez a utilização de um software do tipo *Computational Fluid Dynamics* (CFD).

Para isso o primeiro capítulo revisa e apresenta todo o contexto que envolve a energia eólica, caracteriza a fonte deste tipo de energia e apresenta um resumo de sua história e princípio de funcionamento dos principais equipamentos utilizados no processo de conversão.

O segundo capítulo descreve e analisa o processo de avaliação do potencial eólico e os principais fatores que influenciam na produção energética. Este capítulo também apresenta a região de interesse e o funcionamento e aspectos teóricos do software Continuum e de outros tipos de software existentes, como CFD e os chamados modelos lineares.

O terceiro capítulo resume o passo a passo realizado no estudo de caso, identificando as fontes de dados utilizadas, a análise dos resultados obtidos e a comparação com o estudo de referência.

O quarto capítulo traz a conclusão do trabalho, apresentando possibilidades de trabalhos futuro.

### 1.1 Motivação

O debate sobre a questão energética tem ocupado cientistas e engenheiros em todo o mundo. Seja pela necessidade cada vez maior de atender à crescente demanda energética, seja pela preocupação com as mudanças

climáticas e com as emissões de CO<sub>2</sub> ou mesmo pela vontade de diminuir a dependência ao petróleo e em consequência aos países que dominam esse mercado fato é que a busca por novas fontes para a geração de energia, principalmente elétrica, tem aumentado em todo o mundo.

Por esses motivos o investimento e a atenção sobre as fontes de energia conhecidas como renováveis ou de fluxo tem crescido nas últimas décadas. Por exemplo segundo o relatório anual de 2018 da Renewable Energy Policy Network for the 21st century (REN21), em 2017 a capacidade de geração de energia de base renovável teve o seu maior crescimento histórico, aumentando em quase 9% em relação a 2016. Este aumento foi puxado em grande parte pelas fontes de energia de base solar e eólica que tem cada vez mais ganhado competitividade e passado por inovações contínuas.

Ao analisarmos a matriz elétrica do Brasil vemos que esta é composta majoritariamente por energia de base hídrica, esta característica especial torna ainda mais interessante a geração de energia proveniente de fontes eólicas pois este tipo de fonte pode contribuir para a estabilização sazonal da oferta de energia devido a complementariedade entre as fontes hídricas e eólicas. Outro fator importante a ser analisado é o grande potencial eólico e boa qualidade dos recursos presentes em determinadas regiões do país, como por exemplo o Nordeste.

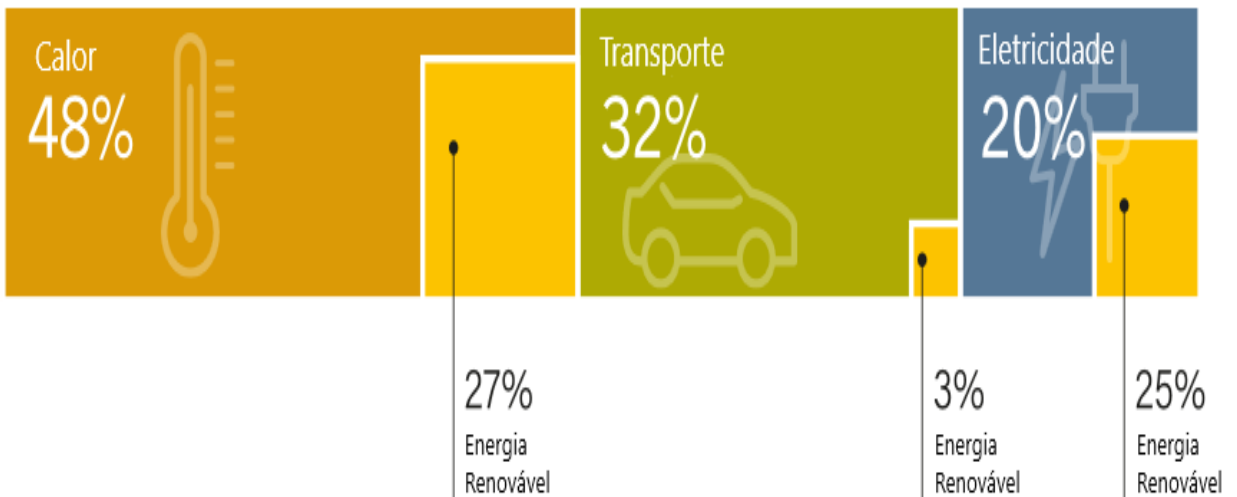
Atualmente para a geração de energia de base eólica em larga escala são utilizadas as chamadas fazendas eólicas e um fator central que deve ser analisado na fase de projeto dessas fazendas é a qualidade do recurso disponível para ser explorado, ou seja, o quanto esse recurso pode gerar de energia. A análise deste fator é realizada com o intuito de aumentar as chances de sucesso do projeto; para isso é necessário um grande número de medições e durante um longo tempo. Todo este processo, de medição, avaliação e certificação, possui uma longa duração e um alto custo, tornando ainda mais necessário realizar uma boa escolha da localidade onde serão investidos este tempo e dinheiro.

Para estimar o fator de capacidade de uma área e decidir se será ou não compensador investir, é realizada a modelagem do escoamento atmosférico dessa região. Nessas modelagens utilizam-se como dados de entrada séries históricas de longo prazo de reanálise e dados de topografia e cobertura do terreno, porém os métodos utilizados para realizar essa modelagem, ou são pouco acurados ou possuem um elevado custo computacional e financeiro. Neste trabalho realizaremos esta modelagem utilizando o software Continuum Candalia e compararemos os resultados obtidos com outros métodos aplicados atualmente.

## **1.2 Contexto Econômico**

A geração de energia de fontes renováveis tem crescido em todo o mundo, porém esse crescimento é desigual em diferentes setores. Além disso, ainda estamos longe de conseguir garantir uma transição completa das fontes não renováveis para as fontes renováveis. A Figura 1 ilustra este cenário; Nela podemos ver a parcela de energia renovável no total de energia consumida em 2015, dividido em três setores. Fica evidente a grande dificuldade de substituição das fontes não renováveis principalmente nos setores de transporte e de geração de calor; O setor onde tem ocorrido os maiores desenvolvimentos nesta direção é o de geração de energia elétrica.

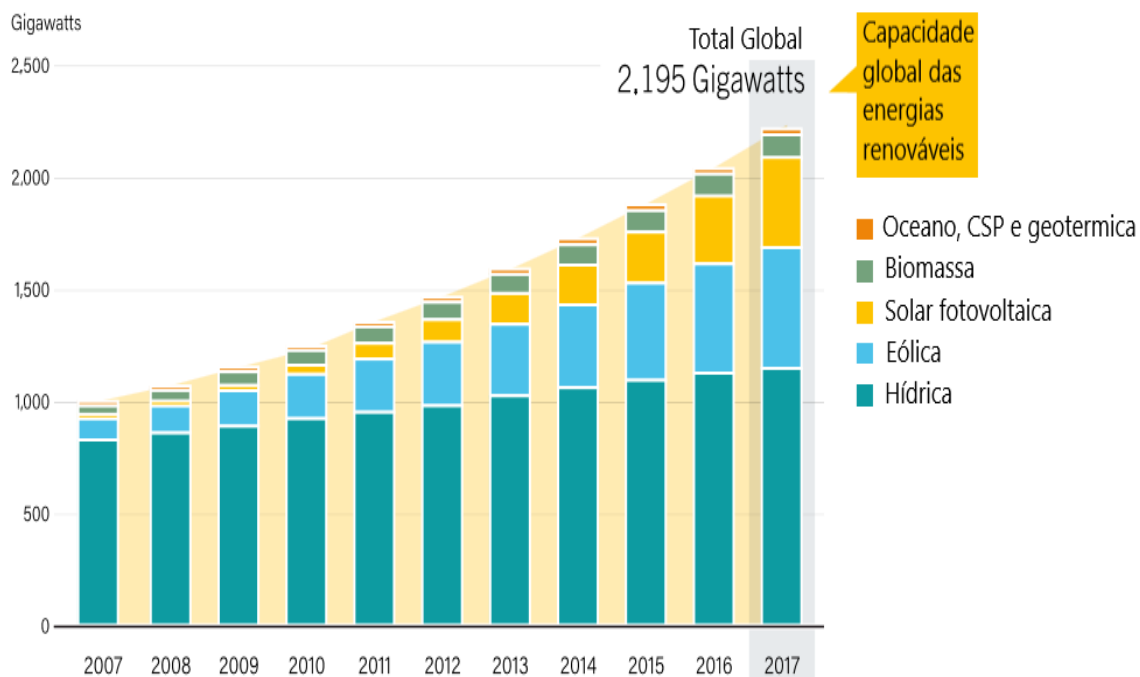




**Figura 1: Peso da energia renovável no total de energia consumida por setor (REN21, 2018)**

Outro dado que mostra como o crescimento das fontes renováveis é expressivo, mesmo em comparação com as fontes não renováveis, é o que diz que as fontes renováveis de energia elétrica foram responsáveis por aproximadamente 70% de adição de capacidade global de geração ligadas à rede em 2017.

Este mesmo documento mostra que em dezembro de 2017 a capacidade total de geração chegou a aproximadamente 2.195 GW, o suficiente para prover por volta de 26,5% da demanda de energia elétrica global, sendo a energia eólica responsável por 5,6%. A Figura 2 mostra o crescimento histórico, desde 2007, da capacidade global de geração de energia elétrica de base renovável. Nela podemos destacar o crescimento da energia de base solar fotovoltaica e eólica. Estas duas modalidades de energia foram as que mais cresceram, em termos proporcionais, nos últimos anos. A energia eólica por exemplo cresceu aproximadamente 573% no período de 2007 até 2017 e 10% em 2017, chegando a 539 GW de potência instalada. Este fato se deve em grande parte a diminuição dos custos associados a essa forma de energia.



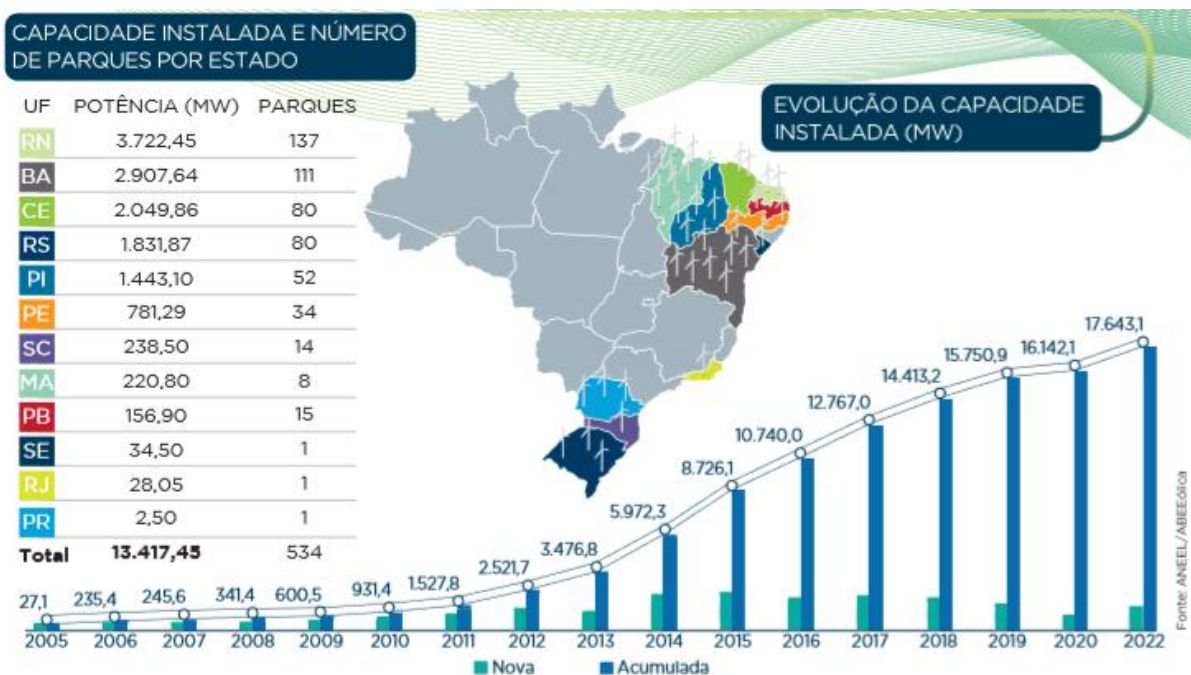
**Figura 2: Crescimento da capacidade global de geração das energias renováveis (REN21, 2018)**

Segundo o relatório da IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, IRENA) entre os anos de 2010 a 2017 o custo médio global da eletricidade de base eólica caiu 23% e está agora em torno de USD 0,06/kWh. Neste mesmo período o fator de capacidade médio global aumentou de 27% para 30%. O montante total de novos investimentos nas energias renováveis chegou a 330 bilhões de dólares, sendo 107 bilhões de dólares para energia eólica.

O Brasil por sua vez, possui um grande potencial eólico, estimado em 2001, utilizando turbinas de 50 m, em 143 GW pelo Atlas do potencial eólico brasileiro (AMARANTE, 2001), porém esse potencial pode ser ainda maior se levarmos em conta a altura das turbinas utilizadas atualmente que já passam dos 100 m. Nesse relatório destacamos a região nordeste como a região de maior potencial eólico, onde se encontram 53% do potencial total, por este motivo esta região também possui a maior potência instalada atualmente.

Segundo dados do relatório mensal da ABEEólica de fevereiro de 2018 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, ABEEÓLICA, 2018) o

Brasil possui um total de 13,42 GW de potência instalada, sendo 84% deste total localizados na região nordeste. Na Figura 3 podemos ver que o crescimento histórico da capacidade de geração instalada no Brasil segue a tendência de crescimento global, além disso vemos que as regiões de maior desenvolvimento dos projeto eólicos tem sido principalmente as regiões Nordeste e Sul.



**Figura 3: Mapa histórico da capacidade instalada no Brasil (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, ABEEÓLICA, 2018)**

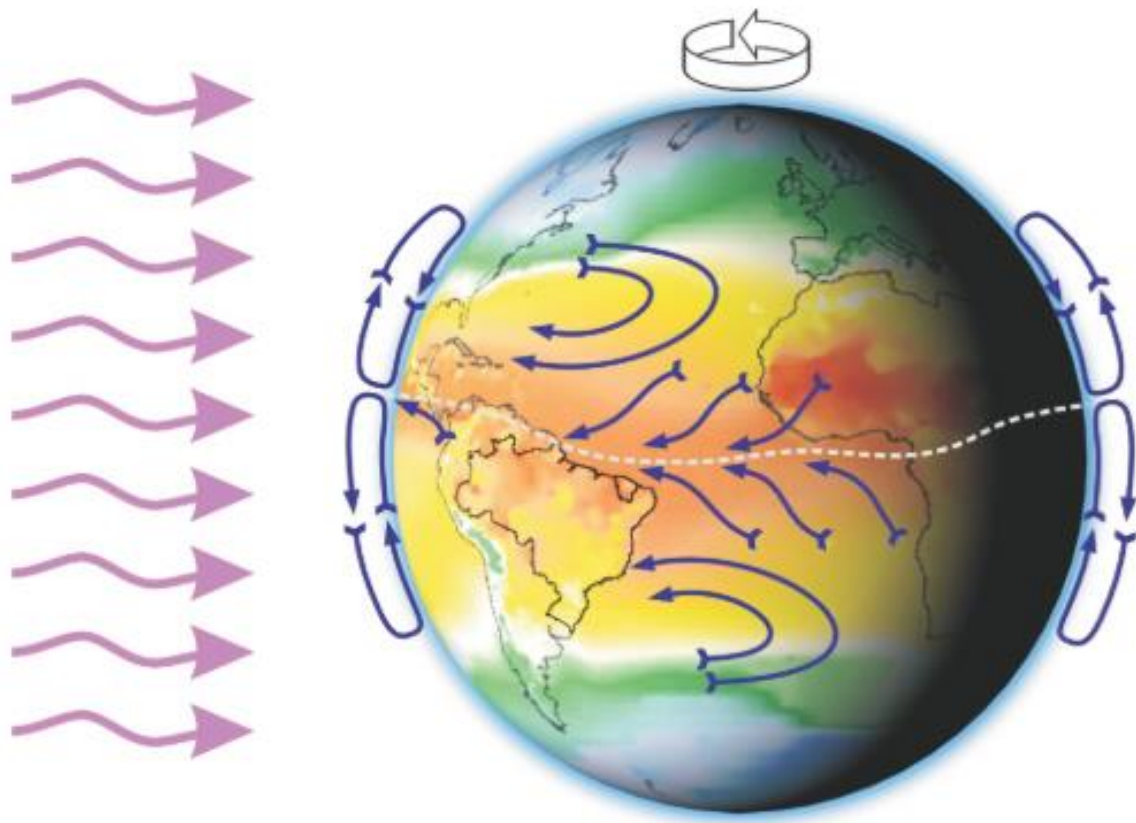
Se compararmos os indicadores do Brasil com o resto do mundo vemos que o peso da energia eólica dentro da matriz energética é maior que a média global, por exemplo segundo este mesmo relatório em dezembro de 2017 a energia eólica contribuía com 8,1% da capacidade total de geração de energia elétrica instalada e o Brasil possuía, em 2017, uma capacidade instalada que era a 8ª maior do mundo. Outro ponto que realça a economicidade dos projetos eólicos brasileiros é que em 2017 o fator de capacidade médio no Brasil foi de 43% muito acima da média global; além disso os baixos preços dos leilões, média de USD 0,03/kWh, fez com que a energia eólica se tornasse a forma de energia mais competitiva para adição de capacidade de geração à rede.

É importante ressaltar o papel que a indústria de energia eólica tem no desenvolvimento econômico do país empregando aproximadamente 190.000 pessoas e com 80% da sua cadeia de fornecedores composta por indústrias nacionais. O que podemos concluir de todos esses dados é que a energia eólica é uma energia madura e com confiança e competitividade comprovadas e que encontra no Brasil um grande potencial ainda a ser aproveitado.

### **1.3 Caracterização da fonte (Vento)**

A energia eólica é proveniente do aquecimento não uniforme da Terra pelo Sol. O Sol ao aquecer a Terra não o faz de forma homogênea gerando gradientes térmicos na atmosfera, que por sua vez geram gradientes de pressão, que fazem com que o fluido atmosférico entre em movimento. Na escala global esta diferença no aquecimento da superfície terrestre ocorre devido a inclinação do eixo de rotação da Terra, e por consequência dos raios solares em relação a superfície, ou seja, o aquecimento é maior na região equatorial que nas regiões polares, esta diferença causa uma movimentação de ar chamada circulação geral média. Estima-se que aproximadamente 2% da energia solar que chega a Terra é convertida em energia eólica.

Outro importante mecanismo que atua na formação dos ventos é a força de Coriolis. As forças de Coriolis, ocasionadas pela rotação da Terra, fazem com que as massas de vento que estão se locomovendo no sentido polo-equador se movam em rotas curvas. Além disso a força centrífuga afeta os ventos movimentando-os em trajetórias curvilíneas, e originando os ciclones e anticiclones. Na Figura 4 podemos ver um esquema simplificado que ilustra os a movimentação da atmosfera causada pelos mecanismos explicados acima.



**Figura 4: Circulação atmosférica (AMARANTE, 2001)**

Um modelo utilizado para a análise da circulação atmosférica é o de dividi-la em três células por hemisfério: a célula tropical, a célula temperada e a célula polar. Esse modelo é complicado na prática pela influência de efeitos sazonais e geográficos.

Na escala local outros fatores mais específicos influenciam na formação dos ventos estes fatores geram ventos mais individualizados. Alguns mecanismos de geração desses ventos podem ser citados como, por exemplo, a diferente composição da superfície terrestre e seus respectivos albedos. Próximo a superfície terrestre um fator que se torna importante para a análise dos ventos é o atrito superficial que tende a frear as massas de ar atmosférico.

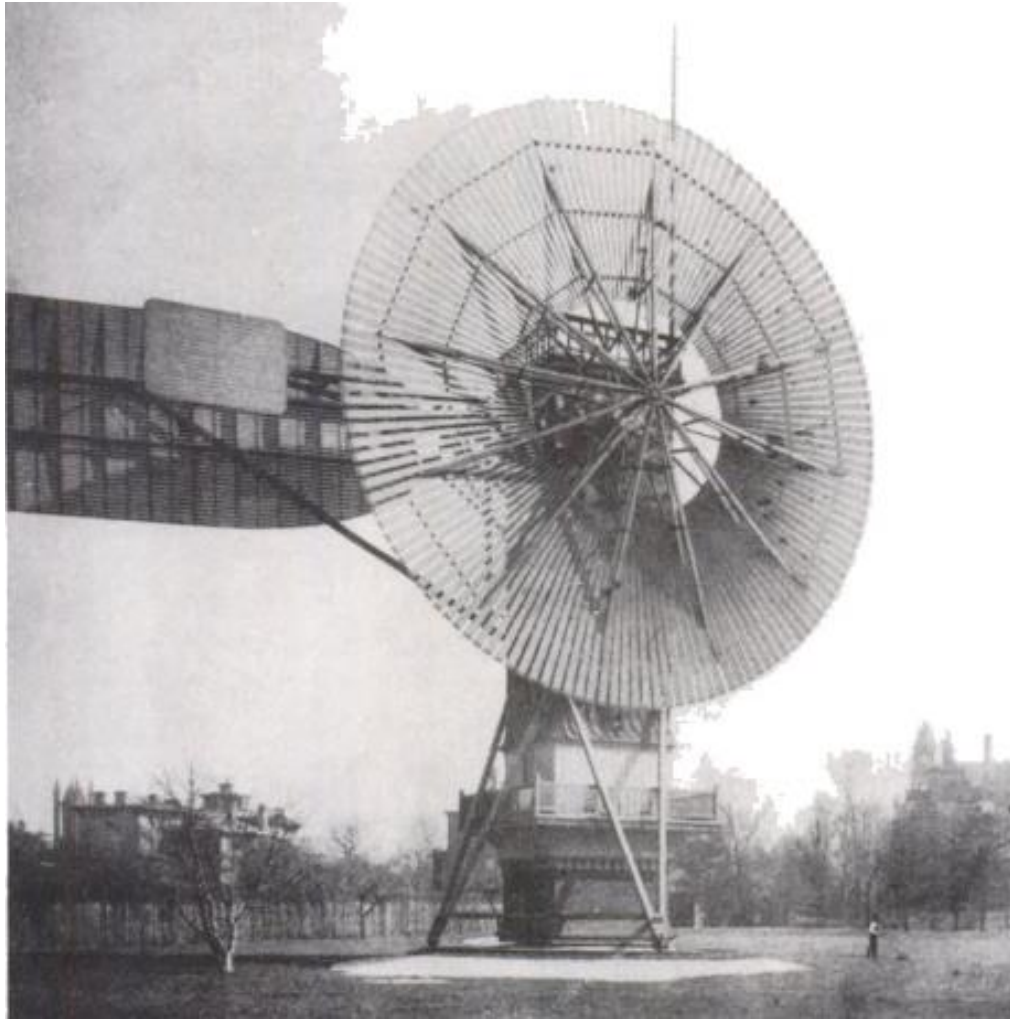
Para a análise do potencial eólico é importante saber o regime dos ventos da região em estudo, ou seja, o comportamento estatístico do vento em um certo

período; para isso precisamos conhecer a variação da velocidade do vento no tempo e espaço.

#### **1.4 História dos aerogeradores**

A utilização do vento para geração de movimento não é algo novo. Há muitos anos a humanidade utiliza os ventos para impulsionar navios, para a moagem de grãos ou mesmo na irrigação. Por exemplo, por volta de 4000. A.C. os egípcios usavam barcos com velas quadradas para subir o rio Nilo, existem relatos que o Rei da Babilônia, Hammurabi, planejava utilizar cata-ventos para impulsionar a irrigação por volta de 1700 A.C., além disso, Hero de Alexandria descreve um cata-vento simples de eixo horizontal com quatro pás utilizado durante o século 3 A.C. para impulsionar um instrumento musical.

A primeira utilização da energia dos ventos para a geração de eletricidade se deu em 1888 quando o inventor norte-americano, Charles Francis Brush, construiu um dínamo de eixo horizontal com 18 metros e pesando 36 toneladas., a imagem a seguir, Figura 5, ilustra o dínamo de Brush, este equipamento pode ser considerado o precursor dos aerogeradores atuais– na imagem ainda é possível notar sua dimensão considerável comparando-a com o tamanho do indivíduo ao lado dela. Ainda hoje o principal equipamento de uma fazenda eólica é o aerogerador, este é o equipamento responsável por transformar a energia cinética dos ventos em energia elétrica.



**Figura 5: Dínamo de Brush**

No século XX, com o avanço da rede elétrica e se utilizando das inovações geradas pela indústria aeronáutica, o uso de geradores para a geração de energia elétrica cresceu. Após a I Guerra Mundial, em 1933, o engenheiro soviético, V. N. Krasnovsky dirigiu a construção do que pode ser considerado o primeiro aerogerador de larga escala da história. Contando com um eixo horizontal e 3 pás, a configuração mais utilizada atualmente, este aerogerador possuía um rotor de 30 metros de diâmetro, uma torre de 25 metros de altura e girava a 30 rotações por minuto, com uma potência instalada de 100 kilowatts. Este projeto também foi pioneiro pois os engenheiros soviéticos resolveram um dos maiores problemas que impediam o uso prático de geradores de larga escala

– como integrá-los à rede elétrica central, mas não teve prosseguimento devido a eclosão da II Guerra Mundial.

### **1.5 Princípio de funcionamento dos aerogeradores**

Desta época até os dias atuais muitos outros desafios foram vencidos e inovações tecnológicas realizadas, os aerogeradores atuais atingem cada vez maiores alturas, possuem maiores diâmetros e seguem passando por inovações constantes.

Em linhas gerais, os aerogeradores modernos são constituídos essencialmente por uma turbina eólica, gerador elétrico, multiplicador mecânico e pelos sistemas de conexão elétrica e controle. A turbina eólica é o elemento que transforma a energia cinética dos ventos ( $E$ ) em energia mecânica de rotação e por sua vez é composta pelo hub e pelas pás, geralmente três.

O multiplicador mecânico é utilizado para compatibilizar a velocidade de rotação entre a turbina eólica e o gerador elétrico, alguns modelos de aerogeradores não utilizam este componente. O gerador elétrico por sua vez é responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica, esta energia passa por um transformador e é então conectada à rede elétrica. Os aerogeradores mais sofisticadas ainda possuem sistemas de controle eletrônico e de proteção elétrica que garantem com que este opere dentro das condições projetadas. A Figura 6 mostra o esquema simplificado de um aerogerador com seus componentes principais, bem como o fluxo de energia e as sucessivas conversões que esta passa.



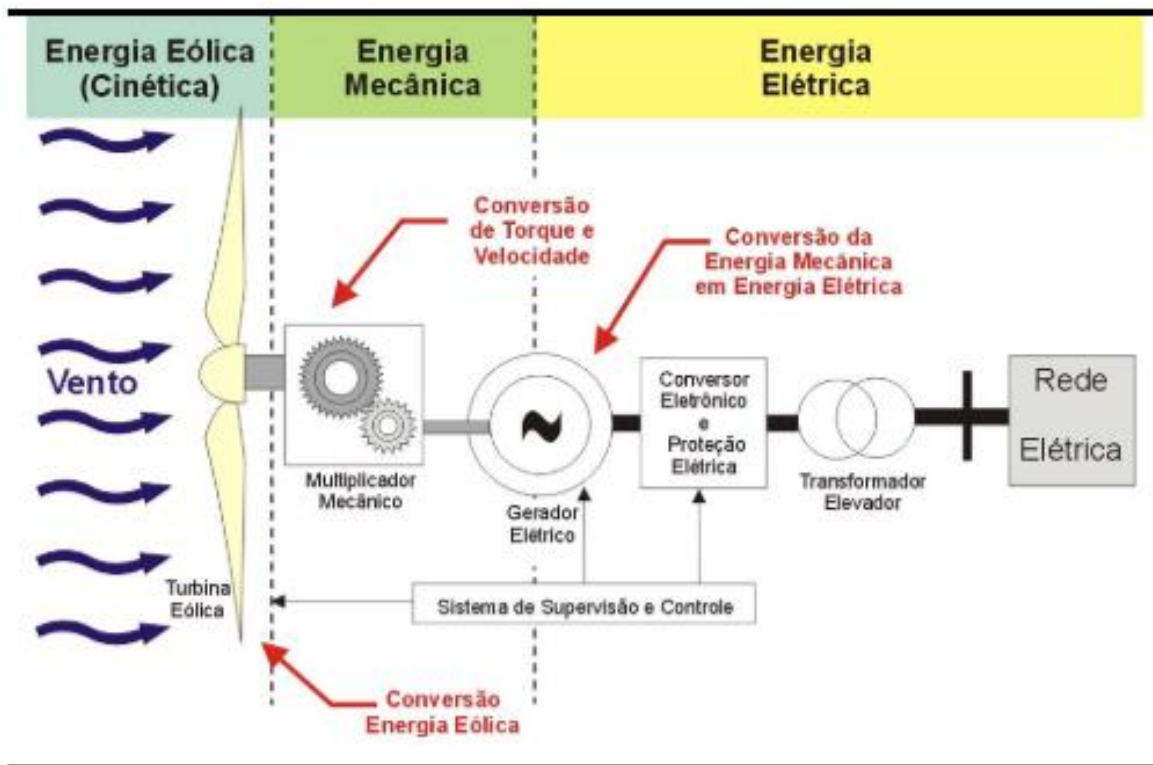


Figura 6: Esquema simplificado de um aerogerador (PAVINATTO, 2005)

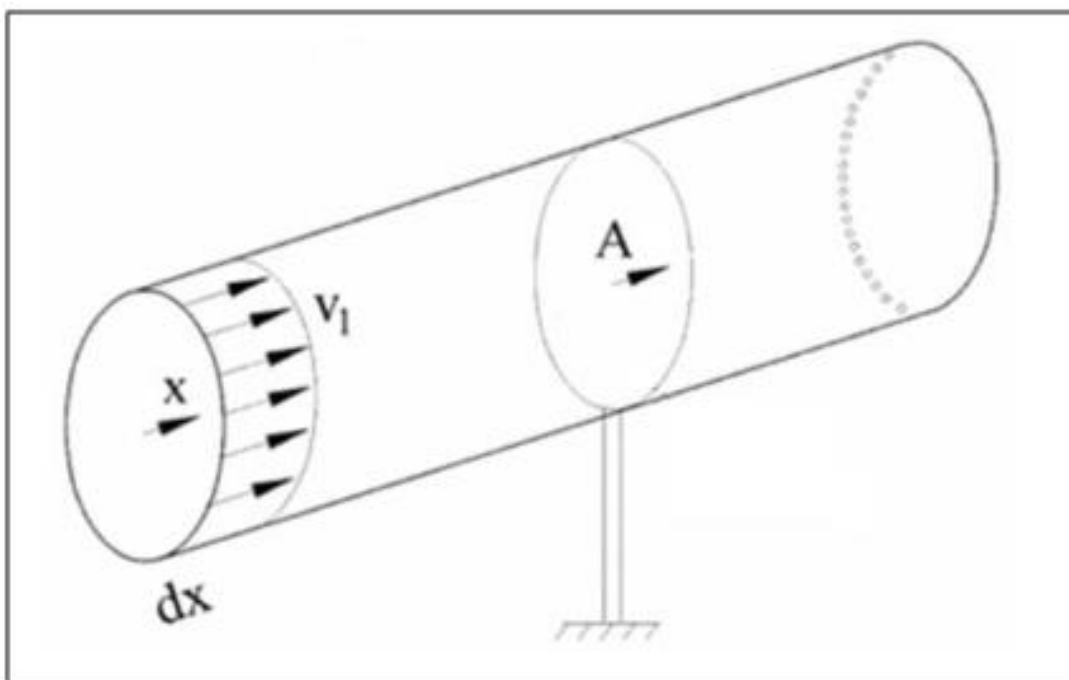
A energia cinética dos ventos ( $E$ ) [J] de uma massa de ar pode ser calculada como:

$$E = \frac{1}{2} \rho A x v^2 \quad (1.1)$$

Onde:  $\rho$  é a massa específica do ar [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];  $A$  é a área orientada formada pelo plano das pás [ $\text{m}^2$ ];  $v$  é a velocidade do vento [ $\text{m}/\text{s}$ ]; e  $x$  é a largura da massa de ar.

A potência ( $P$ ) [W] desta mesma massa de ar que atravessa a área da turbina (Figura 7) em um dado instante de tempo pode ser calculada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1.2)$$



**Figura 7: Massa de ar através da turbina**

Podemos perceber pela equação 1.2 a grande influência que a velocidade do vento tem na potência, além disso como o parâmetro  $A$  depende da turbina escolhida é interessante definir a potência por unidade de área, ou seja, a densidade de potência ( $DP$ ) [ $W/m^2$ ].

$$DP = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (1.3)$$

Este parâmetro é mapeado e pode ser encontrado na literatura, podendo servir para escolher uma região de interesse para um possível parque eólico.

Para entender como essa energia existente na massa de ar é convertida em energia de rotação precisamos analisar as principais forças atuantes nas pás da turbina, que pode ser modelada como um aerofólio. A Figura 8 mostra a pá de uma turbina eólica, bem como os ângulos de ataque ( $\alpha$ ) e de passo ou pitch ( $\beta$ ). O ângulo de pitch é definido como o ângulo entre o plano de rotação da turbina e a corda da pá, sendo um fator dimensional específico de cada modelo de turbina. A velocidade resultante do vento ( $v_r$ ) [ $m/s$ ] é obtida pela subtração vetorial da

velocidade do vento incidente ( $v_w$ ) [m/s] com a velocidade da pá ( $v_p$ ) [m/s]. O ângulo de ataque é definido como o ângulo entre a corda da pá e a direção da velocidade resultante, logo é uma função das velocidades do vento e da pá.

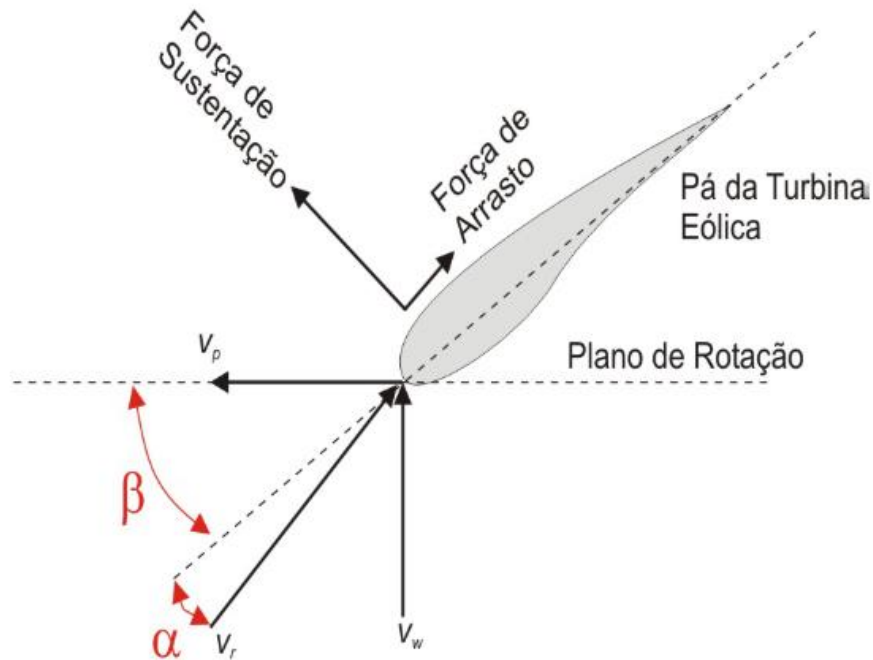


Figura 8: Principais forças atuando nas pás (PAVINATTO, 2005)

Um outro fator importante de ser introduzido é o fator lambda ( $\lambda$ ), definido como a velocidade tangencial da ponta da pá sobre a velocidade do vento incidente.

$$\lambda = \frac{R\omega}{v_w} \quad (1.4)$$

onde,  $R$  é o raio da turbina eólica [m] e  $\omega$  é a velocidade angular da turbina eólica [rad/s].

Há um limite para o quanto de energia cinética pode ser convertida em energia de rotação da turbina, pois se a velocidade do vento após a turbina diminuir demais o vento fluirá de volta pela turbina. Para levar em conta este efeito podemos introduzir um fator chamado coeficiente de potência ( $C_p$ ) que pode ser definido como a potência convertida sobre a potência total. O físico

alemão Albert Betz ao analisar a conversão de energia de fluxo de uma hélice chegou à conclusão que o maior valor possível para  $C_p$  é de 0,59, este fator é chamado de Coeficiente de Betz ( $C_{pBetz}$ ).

Para casos práticos o  $C_p$  depende das características aerodinâmicas da turbina, que podem ser caracterizadas pelos fatores  $\lambda$  e  $\beta$ , e geralmente é calculado através de aproximações numéricas.

Outra fonte de perda de potência no processo é pela própria eficiência interna do aerogerador, dado por  $\eta$ . Logo, levando em conta todos os fatores a potência aproveitada é dada por:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho C_p \eta A v^3 \quad (1.5)$$

Através dessa análise é possível traçar curvas de potência teórica para cada modelo de aerogerador, estas curvas são construídas pelos fabricantes e validadas em testes de campo, seguindo a norma IEC 61400-12. Com essa curva é possível prever a produção de energia de uma turbina eólica, sem precisar considerar os detalhes técnicos de seus vários componentes. Na Figura 9 podemos ver a forma de uma curva de potência típica de um aerogerador, onde destacamos 3 pontos importante, velocidade mínima ( $V_m$ ), é a velocidade do vento em que a turbina começa a gerar energia; Velocidade nominal ( $V_n$ ), é a velocidade do vento em que a turbina atinge sua energia nominal, isso muitas vezes significa atingir a potência máxima; Velocidade de corte ( $V_c$ ), é a velocidade do vento que a turbina eólica desliga para evitar danos.

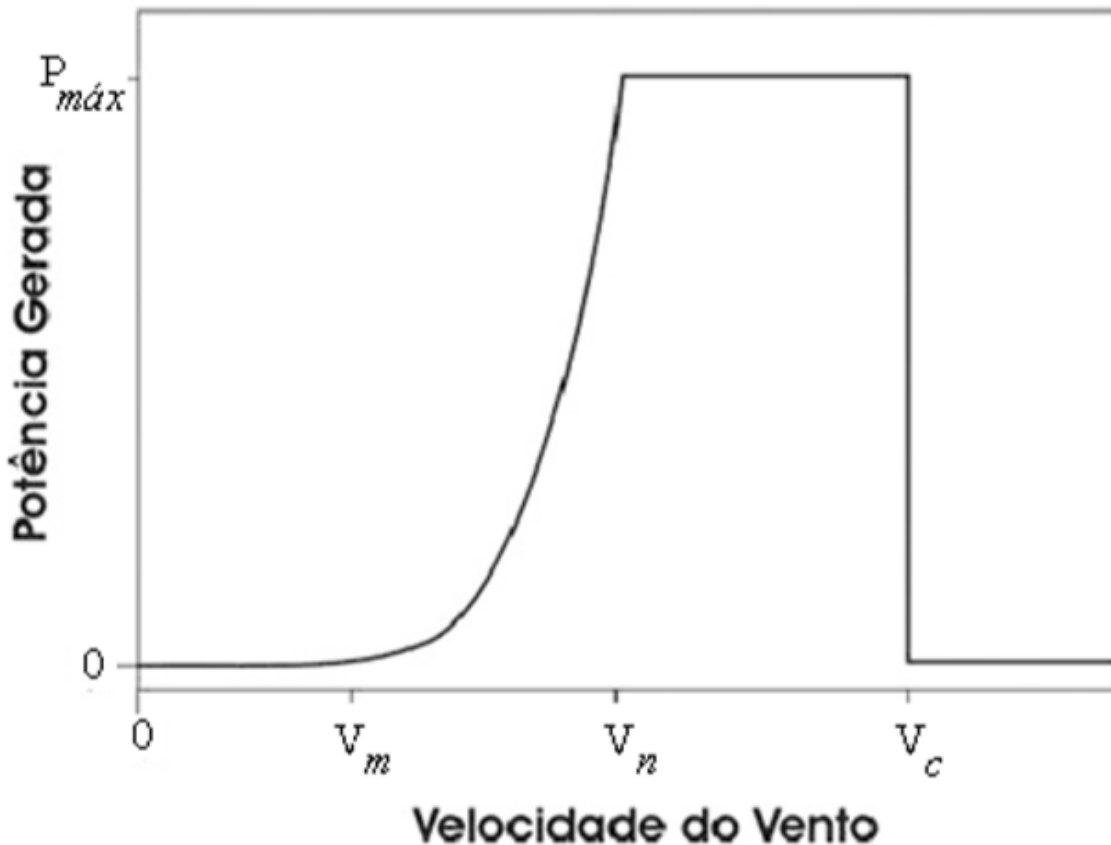


Figura 9: Curva de potência típica de um aerogerador

Com a curva de potência do aerogerador e os dados estatísticos da velocidade do vento é possível calcular a energia anual gerada (EAG) [kWh]. Para cada velocidade deve-se multiplicar a potência gerada nesta velocidade pela frequência de ocorrência dessa velocidade no tempo ( $f(v)$ ). Após fazer esse processo para todas as velocidades deve-se multiplicar o resultado pelo número de horas do ano padrão, 8760. Este processo pode ser resumido na equação:

$$EAG = [\sum f(v)P(v)] * 8760 \quad (1.6)$$

Com o cálculo da EAG podemos calcular o fator de capacidade do parque eólico que pode ser definido como a relação entre a energia elétrica de

fato gerada e a capacidade de produção do parque. O fator de capacidade geralmente é calculado em relação ao ano pela equação:

$$F_c = \frac{EAG}{P_a * 8760} \quad (1.7)$$

Como mostrado na seção 1.2 o fator de capacidade é um dos parâmetros mais utilizados para medir e comparar a eficiência de operação de um parque eólico.

## **2. PROCESSO DE AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO**

Para garantir a economicidade e melhorar a eficiência de um projeto eólico, como demonstrado no primeiro capítulo, é muito importante a realização de uma aprofundada avaliação do potencial eólico da região. É importante ressaltar que este processo não se restringe à análise do vento da região, mas engloba o estudo de todos os fatores que influenciam no projeto eólico.

O primeiro passo para a avaliação do potencial eólico é a definição da região de interesse. Neste processo são analisados, entre outros, os seguintes pontos:

- O terreno, mapeamento da topografia e rugosidade da região e como estas influenciam no escoamento.
- A medição e análise estatística do vento na região com o intuito de diminuir as incertezas relacionados a fonte de energia.
- As restrições para o projeto de diversas naturezas, sejam elas legais, ambientais ou técnicas.
- A modelagem do escoamento atmosférico na região e com esta modelagem é feita a estimativa da produção energética do parque eólico.

Neste capítulo vamos escolher a região de interesse, descrever algumas formas para obter e tratar os dados de terreno e de vento e apresentar o processo de modelagem do escoamento atmosférico, bem como debater os diversos tipos de modelos existentes e as características de cada um.

### **2.1 Escolha da região de interesse**

A escolha da região de interesse é um passo fundamental para a realização do projeto eólico. Segundo o Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos Eólico-elétricos (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO - LACTEC, 2007) essa escolha “deve ter o suporte de ferramentas como dados e mapas de vento, imagens de satélite e modelos

topográficos e uma base cartográfica georreferenciada com vias de acesso, sistema elétrico, limites de áreas de preservação ambiental, etc.”

O Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE, 2001), os Atlas Eólicos dos estados ou o Sistema de informações georreferenciadas do setor elétrico (SIGEL) são algumas ferramentas que podem ser utilizadas para ajudar na escolha da região de interesse e permitem mapear regiões de potencial interesse que então serão analisadas mais profundamente de acordo com os critérios de avaliação específicos.

A escolha final da região de interesse pode ser baseada em diversos critérios de avaliação, como no interesse de uma localidade específica, seja um estado ou nos arredores de uma cidade, de características específicas do regime de ventos ou do terreno ou mesmo de acordo com questões econômico e sociais, como por exemplo a ausência de grandes cidades ou aeroportos nos arredores, ou a facilidade de conexão com a rede elétrica entre outros.



**Figura 10: Região de interesse escolhida (fonte: Google Earth)**



Como um dos objetivos deste trabalho é comparar a modelagem do escoamento atmosférico realizada utilizando o software *Continuum* com a feita com softwares de modelagem CFD, como por exemplo o *WindSim*, e também avaliar como o *Continuum* se comporta na modelagem de regiões com orografia complexa foi escolhida a região mostrada na Figura 10, que possuiu uma cadeia montanhosa localizada no Ceará. Esta região foi modelada utilizando o *WindSim* no Estudo do Escoamento Atmosférico de uma Região com Orografia Complexa via Análise CFD para Implementação de um Projeto Eólico (RAMOS, 2016). Os dados e resultados obtidos nesse estudo servirão de base de comparação para este trabalho.

## **2.2A influência do terreno no escoamento atmosférico**

Como em outros tipos de escoamento, a superfície sobre à qual o escoamento atmosférico se desenvolve tem uma grande influência sobre o mesmo. Em alguns casos, dependendo da inclinação do terreno, pode-se até mesmo inviabilizar a instalação de um aerogerador em um determinado ponto, criando assim uma restrição física para o projeto.

Em 1975, Jackson e Hunt, desenvolveram um modelo teórico de escoamento sobre uma pequena colina. Este modelo apresenta uma solução analítica da equação de Navier-Stokes supondo um escoamento adiabático, de camada limite turbulenta, com rugosidade superficial constante, atmosfera neutra e supondo um perfil logarítmico. Este modelo mostra que nessas condições a velocidade de um escoamento subindo uma colina aumenta e que o seu máximo ocorre perto do topo da colina, além disso mostra que as mudanças na velocidade do vento e no cisalhamento estão relacionadas principalmente ao tamanho e forma da colina e a rugosidade da superfície.

Baseado neste modelo podemos considerar que o terreno, para efeito de análise do escoamento atmosférico, pode ser avaliado de acordo com esses dois parâmetros principais: a topografia, ou relevo, e a rugosidade superficial. Nesta

subseção vamos definir cada um desses parâmetros, apresentar sua influência no escoamento e descrever as ferramentas e metodologias utilizadas para a determinação dos mesmos.

### 2.2.1 Topografia

No caso de terrenos complexos a modelagem do escoamento atmosférico se torna ainda mais importante para aumentar as chances de sucesso de um projeto eólico, pois nestes tipos de terreno as condições do vento podem mudar muito em curtas distâncias. A topografia é um parâmetro importante a ser analisado em projetos de engenharia, para o caso do estudo de escoamentos atmosféricos a topografia determina o contorno, dimensão e posição relativa de uma área de interesse.

Para os modelos utilizados para calcular o escoamento a topografia funciona como dado de entrada das condições de contorno e podem ser de vários tipos. As formas de obtenção de dados podem ser separadas em dois grandes grupos, o sensoriamento remoto e as medições em campo. Estas formas de obtenção de dados não são concorrentes e opostas entre si, mas ao contrário, muitas vezes são complementares, cada uma possui suas vantagens e desvantagens. Por exemplo pode-se usar o sensoriamento remoto para realizar um estudo inicial da região e posteriormente realizar medições em campo para obter dados mais detalhados de certas regiões para mitigar incertezas de projeto.

Uma forma muito comum de sensoriamento remoto é a utilização dos dados de sistemas de satélite que permite a fácil e rápida obtenção de dados topográficos de grandes áreas. Os sistemas de satélite utilizam métodos passivos de medição como métodos fotográficos, de vídeo ou de varredura para registrar a radiação eletromagnética refletida ou emitida pelos corpos terrestres, correlacionando estes registros com valores de altimetria. Estas medições podem abranger toda a superfície terrestre ou apenas uma região específica e ainda possuir diferentes resoluções de medição diferente, que podem ser expressas normalmente em metros ou em segundos de arco. Existem vários bancos de dados de topografia gerados pelo sensoriamento remoto a partir de sistemas de satélites, alguns dos mais utilizados são o SRTM, ASTER GDEM e NED, estes bancos de dados possuem resoluções que variam de algumas dezenas a centenas de metros.

Dentro deste grupo, uma tecnologia que tem cada vez mais ganhado espaço neste tipo de atividade é o mapeamento digital a laser. Seu princípio de funcionamento está baseado na tecnologia LIDAR (Light Detection and Ranging), e funciona através da emissão de feixe infravermelho em direção à superfície terrestre, por um sensor localizado em uma aeronave. Estes feixes ao encontrar com a superfície são refletidos por obstáculos (construções, vegetação ou o próprio terreno) e captados novamente pelo sensor, o tempo de duração deste processo é medido e junto com as informações da posição e altitude da aeronave, obtidas por GPS (Global Position System) e IMU (Inertial Measurement Unit), torna-se possível determinar a posição tridimensional de pontos na superfície. A precisão do sistema é de 15 cm na altimetria e 50 cm na planimetria. (ZANDONÁ, LINGNAU, *et al.*, 2005)

Por sua vez a obtenção de dados topográficos através da medição em campo é mais demorada e geralmente abrange uma área menor, porém possui uma resolução, que varia em torno de alguns centímetros, e confiabilidade maiores que os dados de sensoriamento remoto. Estas medições só podem ser realizadas por um topógrafo qualificado de acordo com a norma NBR 13133 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). (ANTUNES, 1995)

O *software* Continuum aceita como dados de entrada de topografia dois formatos de arquivo, arquivos do tipo GeoTIFF ou do tipo XYZ. Estes arquivos devem abranger uma área radial de pelo menos 12 quilômetros ao entorno de cada estação de medição.

### **2.2.2 Rugosidade Superficial**

A rugosidade superficial terrestre pode ser vista como o parâmetro que descreve o impacto da superfície terrestre na diminuição da velocidade do vento e na absorção de sua quantidade de movimento. A rugosidade varia de acordo com o uso do solo da região, e assim como no caso da topografia pode ser obtida por medição direta em campo ou através do sensoriamento remoto.

De forma geral as técnicas de obtenção dos dados de rugosidade são similares às utilizadas para obtenção dos dados de relevo. No caso do sensoriamento remoto uma técnica muito utilizada é a conversão dos dados de uso do solo, obtidos via sistema de satélites, em dados de rugosidade. Este processo é realizado inicialmente segmentando as imagens geradas pelos satélites em um mapa de uso do solo onde cada padrão de cor está relacionado com um tipo de uso do solo, depois utilizando uma legenda de conversão é possível relacionar que cada padrão de cor presente no mapa de uso do solo a um valor que descreve a rugosidade. (RAMOS, 2016)

No caso da rugosidade existem alguns bancos de dados de uso do solo gerados a partir de sistemas de satélites que cobrem parte ou todo o globo terrestre. Além de serem usados para a modelagem do escoamento eólico estes bancos de dados também são utilizados em várias outras aplicações como por exemplo o controle de desmatamento. Alguns dos bancos de dados mais utilizados são o Corine, ESA CCI, ESA GlobCover, VCF e NLCD. Cada banco de dados utiliza padrões de cor próprio para representar diferentes tipos de uso do solo e, portanto, necessita-se de diferentes legendas de conversão para obter os dados de rugosidade.

O *software* Continuum aceita dados de entrada de uso do solo de dois formatos de arquivo, arquivos do tipo GeoTIFF ou do tipo Map, além disso deve-se configurar a legenda de conversão a ser utilizada. Este *software* utiliza como parâmetro para caracterizar a rugosidade o comprimento de rugosidade ( $z_0$ ), este parâmetro tem uma característica de não depender da altura de referência e é amplamente utilizado em projetos eólicos. O *software* Continuum possui três legendas de conversão embutidas, a North America NALCMS, EU Corine 2006 LC e a US NLCD, além de permitir que sejam importadas outras legendas definidas pelo usuário. Na Figura 11 podemos ver um exemplo da legenda de conversão para a base North America NALCMS.

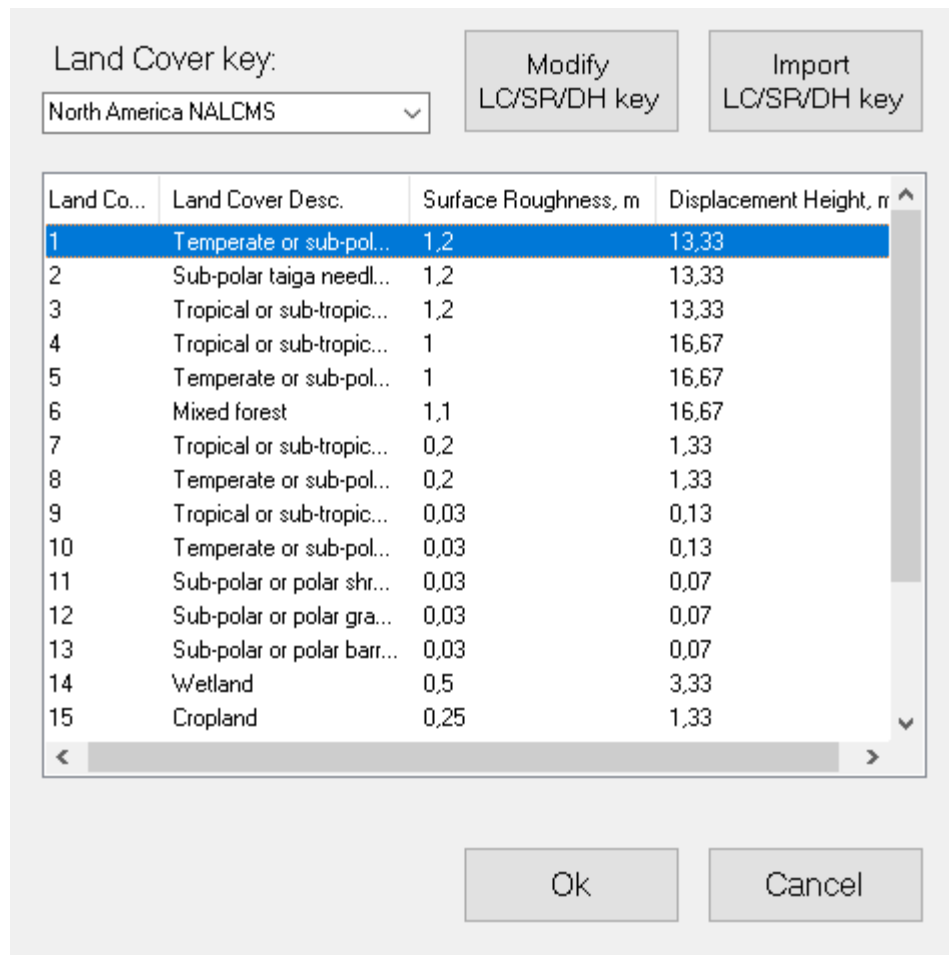


Figura 11: Legenda de conversão de uso de solo para rugosidade (Continuum)

### 2.2.3 Modelagem física do escoamento atmosférico

O escoamento da porção da atmosfera mais próxima à superfície é fortemente influenciado pela interação com a superfície terrestre. A ação da superfície gera, nesta massa de ar, tensões cisalhantes devido a efeitos viscosos entre o fluido e a superfície e também forças de empuxo devido ao gradiente térmico presente entre a massa de ar e a superfície. Além disso, como já citado

no capítulo anterior, outros efeitos, como a aceleração de Coriolis e os movimentos atmosféricos de grande escala, ajudam a definir o vento localizado em cada ponto.

Observou-se que esta tensão cisalhante entre a superfície e o ar resulta em uma força horizontal contrária ao movimento da massa de ar e que diminui de magnitude com o aumento da distância para a superfície. A magnitude desta força decresce até um ponto em que os efeitos viscosos perdem a relevância se comparados com outros efeitos presentes no escoamento atmosférico, a curva formada pelo conjunto dos pontos em que esta mudança ocorre se chama camada limite atmosférica ou planetária.

Além desta região denominamos a atmosfera livre, região onde o gradiente de pressão é o principal efeito que comanda o escoamento, e o vento circula ao longo de curvas isóbaras. Nesta região a velocidade do vento cresce linearmente até atingirem uma região denominada tropopausa (RAMOS, 2016).

A altura e forma da camada limite não é constante, podendo variar ao longo do tempo e do espaço. Estas características são influenciadas por diversos fatores, entre estes a rugosidade da superfície, a velocidade do vento e a topografia possuem um grande impacto. Por isso o cuidadoso estudo dessas condições se torna ainda mais importante.

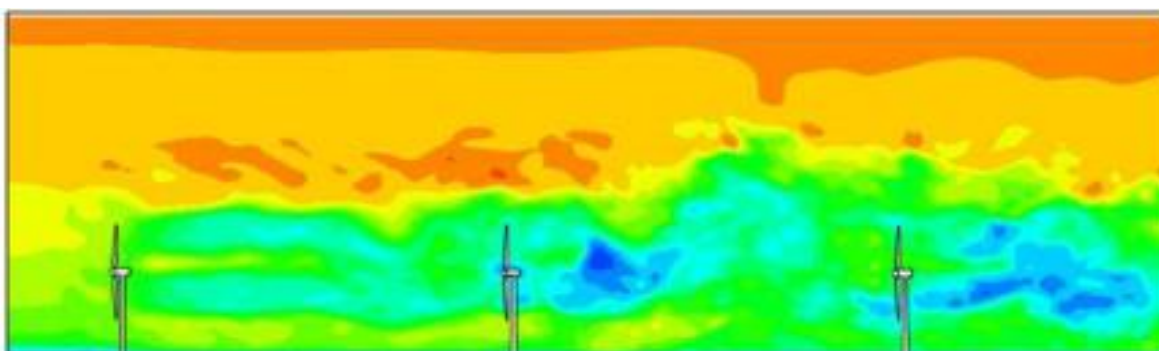
#### **2.2.4 Obstáculo e Esteira**

Um obstáculo pode ser entendido como qualquer forma de barreira física que interaja com uma massa de ar em movimento causando perturbações que, após percorrida uma distância, são dissipados pelos efeitos de amortecimento. É importante ressaltar que os aerogeradores utilizados para a geração de energia podem ser considerados como um obstáculo e sua influência ao escoamento deve ser levada em consideração.

Um efeito causado pela presença de obstáculos que é de grande interesse ao desenvolvimento de projetos eólicos é o efeito esteira. Na região de esteira a

vorticidade aumenta e a pressão diminui, tendo como efeito no aerogerador a diminuição da eficiência e o aumento da vibração. A vorticidade pode ser interpretada como uma medida da rotação de um elemento de fluido conforme ele se move no campo de escoamento (FOX, 2014).

As regiões de esteira devem ser avaliadas e localizadas com a intenção de serem evitadas na fase de definição do *layout* eólico (arranjo horizontal dos aerogerados na área de interesse). Esta região possui um *déficit* de velocidade e aumento da intensidade de turbulência, e é importante avaliar na etapa de definição do *layout* eólico as regiões de esteira criadas pela presença dos aerogeradores e sua influência em outros aerogeradores da área do projeto. A Figura 12 ilustra a região de esteira criada por aerogeradores, nesta imagem o gradiente de cor indica a variação da média de velocidade horizontal do vento, onde vermelho seria a média mais intensa e azul a média menos intensa. (RAMOS, 2016)



**Figura 12: Região de esteira entre aerogeradores (RAMOS, 2016)**

Uma questão importante de ser esclarecida é sobre quando considerar um determinado objeto como um obstáculo. Por exemplo, uma floresta pode atuar tanto como rugosidade do terreno ou como obstáculo. O principal elemento que deve ser tido como referencial para definir este tipo de situação é o aerogerador. A consideração de um objeto como uma dessas duas situações dependerá da altura do objeto e de sua distância da área do projeto. O Continuum possui dois modelos para avaliar a perda ocorrida pelo efeito da esteira de um aerogerador em outro.



## 2.3 Obtenção e características dos dados de vento

Os dados de vento são uma entrada necessária para qualquer ferramenta de análise computacional do escoamento para cálculo de produção energética de parques eólicos e são os principais geradores de incertezas no processo de avaliação do potencial eólico de uma região. Por este motivo a garantia da confiabilidade das medições utilizadas em projetos eólicos é de suma importância para criar um ambiente de negócios saudável.

Os dados de vento observados são obtidos pela medição direta desta grandeza através de equipamentos instalados *in loco*, sendo a torre anemométrica mais utilizada atualmente para obtenção de informações do perfil de velocidade em função da altura e outros parâmetros meteorológicos (pressão, temperatura, umidade). Existem outras opções que podem ser utilizadas, como medição com LIDAR ou SODAR. Cada equipamento possui vantagens e desvantagens específicas que devem ser avaliadas durante o desenvolvimento do projeto eólico.

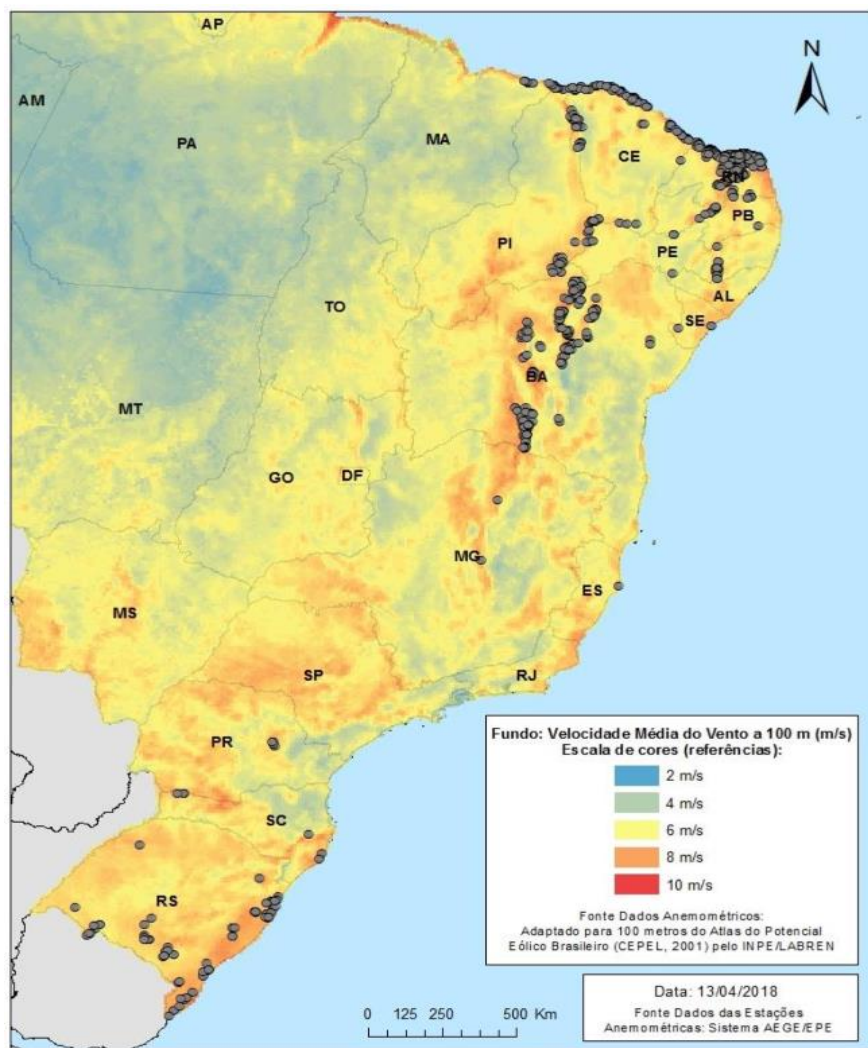
Atualmente é exigido pela empresa de pesquisa energética (EPE) que os projetos eólicos desenvolvidos no Brasil cumpram o Art. 6º, da II da Portaria do Ministério de Minas e Energia nº102/2016. Este documento estabelece as condições para Cadastramento e Habilitação Técnica dos projetos e exige a “apresentação de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas, sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a trinta e seis meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento.” (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Com o passar do tempo e o desenvolvimento contínuo do setor eólico no país, os requisitos para os projetos eólicos e, conseqüentemente, para a obtenção de dados de vento tem se tornado cada vez mais rigorosa. A crescente

participação da fonte eólica nos leilões de energia teve como consequência a instalação de mais de 700 estações anemométricas para medição do vento de 2009 até 2018.

A localização destas estações pode ser vista na Figura 13 abaixo, onde podemos perceber a concentração de torres nas regiões nordeste e sul, regiões onde, como mostrado no capítulo 1, possuem o maior potencial de geração instalado. Também é possível ver que as estações de medição se encontram, em sua maioria, em regiões de maior velocidade do vento.

A instalação de equipamentos de medição em alturas próximas à do cubo do aerogerador tem sido cada vez mais uma tendência. Este procedimento é indicado por reduzir as incertezas da extrapolação vertical da velocidade do vento, sendo considerado uma boa prática nas medições por torres anemométricas, porém requer uma prévia definição da altura do cubo do aerogerador algo que nem sempre é feito.



**Figura 13: Localização das torres anemométricas dos projetos cadastrados pela EPE de 2009 a 2018 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)**

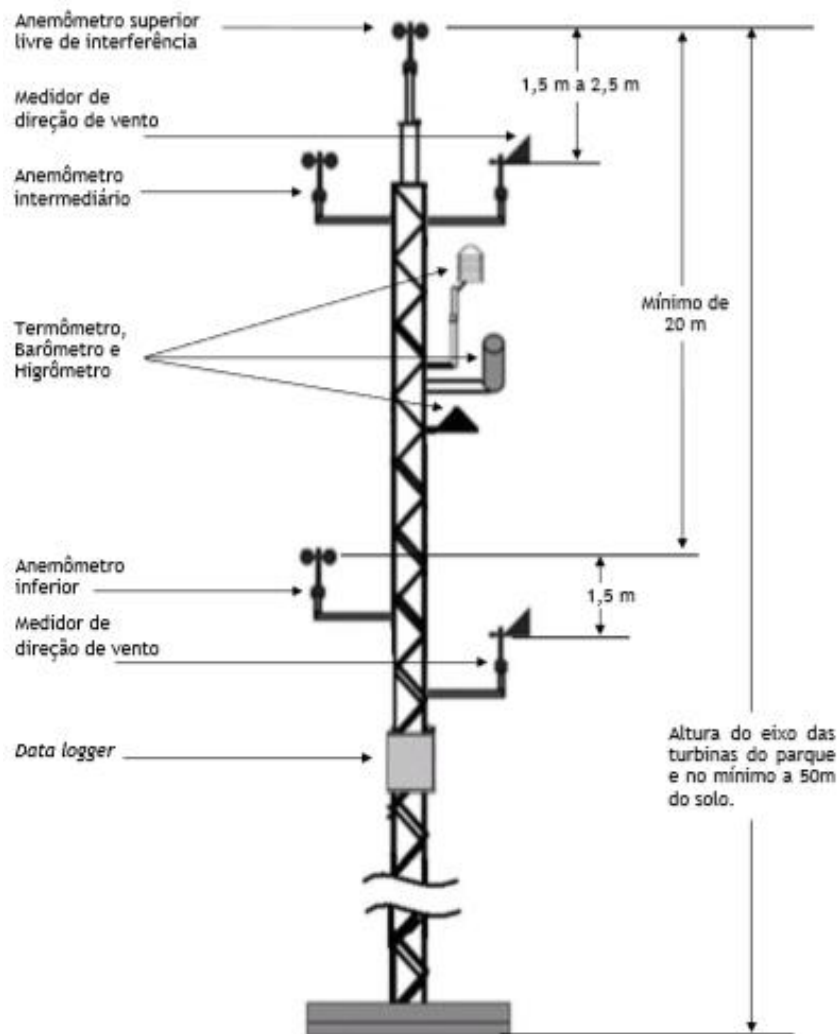
Por abranger uma área grande, os dados gerados pelas estações de medição podem ser compartilhados por diferentes empreendimentos desde que a região em que será desenvolvido o projeto esteja dentro de um raio aceitável em torno da torre de medição. Este raio aceitável pode ser tomado como sendo de até dez quilômetros em torno da estação anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e de até seis quilômetros, no caso de terrenos complexos, é importante ressaltar a necessidade de todos os aerogeradores do projeto estejam dentro desse limite (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Segundo a Rede de Medição de Instituições de Energia Eólica Européia (MEASNET) o critério de representatividade das medições é dado pela Tabela 1. Para terrenos de complexidade média o valor do raio aceitável deve ser obtido pela interpolação desses dois valores, assim como, para terrenos de complexidades mais elevados o raio aceitável será menor que o apresentado na tabela.

**Tabela 2: Raio aceitável de medição** (MEASURING NETWORK OF WIND ENERGY INSTITUTION, 2016)

Tipo de terreno	Altura mínima de medição	Raio aceitável da medição
Terreno Simples	$\frac{2}{3}$ de altura do hub	10 Km
Terreno Complexo	$\frac{2}{3}$ de altura do hub	2 Km

A Figura 14 apresenta um esquema de uma torre anemométrica padrão com seus diversos componentes e funções. Os elementos cujo posicionamento é mais crítico neste esquema são os anemômetros e os sensores de direção. A Empresa de Pesquisa Energética em sua nota técnica DEA 08/14, Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos, especifica os requisitos que devem ser cumpridos pelas estações de medição para a garantia da qualidade dos dados de vento. Entre outros requisitos esta nota técnica especifica que a estação de medição deve conter pelo menos, um registrador de medições, três anemômetros de concha, dois medidores de direção dos ventos, um medidor de umidade do ar, um medidor de pressão barométrica e um termômetro. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - RECURSOS ENERGÉTICOS, 2014)



**Figura 14: Esquema padrão de torre anemométrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - RECURSOS ENERGÉTICOS, 2014)**

Outro tipo de dado de vento existente é a chamada série de reanálise, que não derivam de medições diretas no local do projeto e por isso, possui uma incerteza associada maior que as medições diretas.

Estas séries são geradas a partir de dados meteorológicos, de satélites, radiossondas, boias oceânicas ou outras fontes que meçam diversas grandezas físicas. Esses dados são inseridos em modelos numéricos de previsão meteorológica que geram estimativas para cada ponto da malha global utilizada por esse modelo, sendo necessário avaliar se a resolução da malha utilizada atende às necessidades do projeto.

Atualmente existem diversas séries geradas por diferentes modelos sendo as mais utilizadas, a série *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications* (MERRA) criada pela NASA, a série ERA-Interim criada pelo Centro Europeu de Previsão do Tempo de média escala (ECMWF) e a série *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR) criada pelo Centro Nacional de Previsão do Meio Ambiente (NCEP).

Devido à incerteza ser maior neste tipo de dados de vento, sua utilização é mais comum em avaliações preliminares do potencial eólico e no MCP (Medir-Correlacionar-Prever), sendo normalmente realizadas posteriores medições em campo para diminuir as incertezas do projeto. Neste trabalho foram utilizados dados da série MERRA, devido ao fato de não existirem dados de torres anemométricas na região de interesse, o processo de obtenção de dados será melhor explicado no próximo capítulo, o estudo de caso.

Os métodos MCPs são referenciados na literatura para estimar as condições de longo prazo onde existem dados de vento de curto prazo. Estes métodos são aplicados para tentar capturar as variações que ocorrem de ano a ano nos recursos eólicos, mudança esta que dificilmente são capturadas pelas campanhas de medição que, como citado anteriormente, duram por volta de trinta e seis meses. (MIGUEL, 2016)

Na Figura 15 temos o exemplo do mapa do Rio Grande do Sul com a malha de dados da série Era-Interim onde a distância entre cada ponto, ou seja, a resolução da malha é de 79 quilômetros. Cada ponto desse possui dados de vento associados.

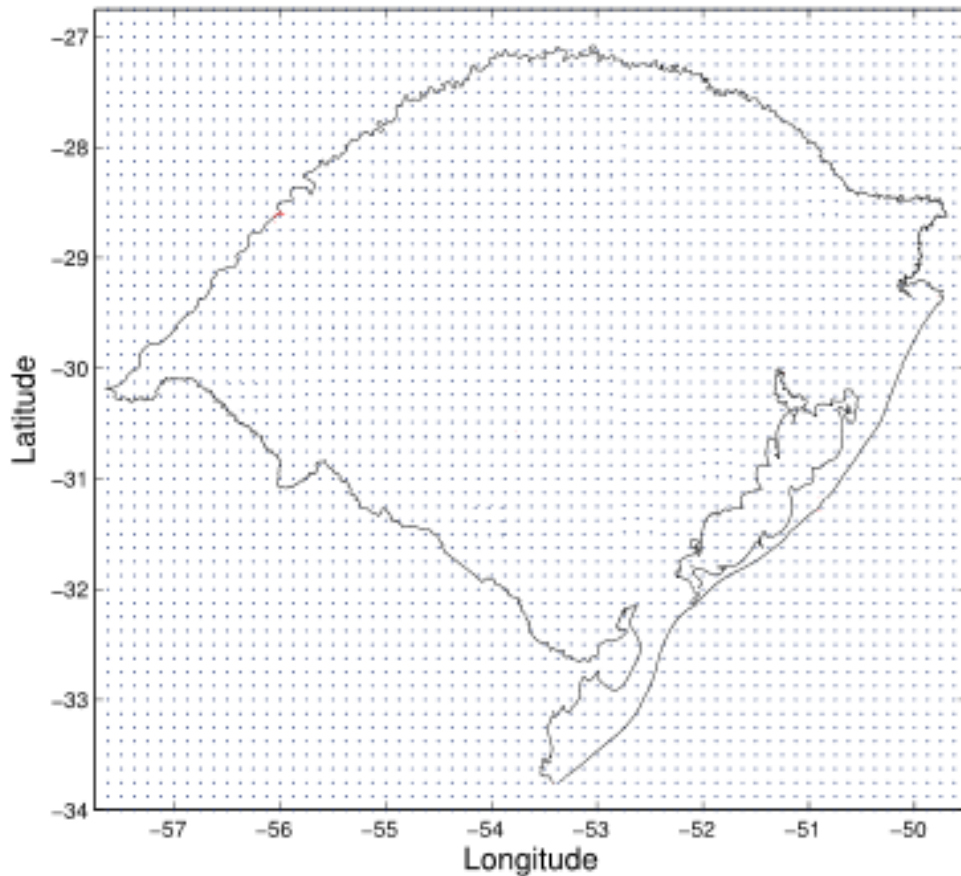


Figura 15: Mapa do Rio Grande do Sul da série Era-Interim

## 2.4 Tratamento e avaliação dos dados de vento

Os dados de vento obtidos, sejam advindos de medições ou de séries de reanálise, são medidas estatísticas, ou seja, tem a forma de médias, desvios padrões, máximos e mínimos. As medidas de vento são então integralizadas em uma série temporal, que para atender ao requisito do documento da EPE, devem possuir intervalo máximo de 10 minutos entre cada medição.

Apesar de possuir uma precisão maior, os dados obtidos através de medição necessitam ser avaliados e corrigidos antes de serem utilizados, pois existem erros que podem ocorrer. Esses erros surgem em decorrência do próprio processo de medição, por exemplo: os sensores de velocidade e direção podem travar e não medir os valores reais ou mesmo danos a outros componentes das torres anemométricas podem ocorrer.

Por isso a importância de avaliar e remover esses erros para que não comprometam toda a série de dados sendo utilizada. Além disso, é possível realizar o “preenchimento” da série, ou seja, completar os buracos na série que existam em função falta de medição ou mesmo que tenham sido gerados no processo anterior de remoção dos erros, no caso das medições realizada para cadastramento em leilões da EPE o preenchimento não é permitido e o requisito de aceitação é que os dados tenham um índice de perda de dados menor que dez por cento. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Este processo pode ser realizado comparando a série em questão com outros dados de vento de regiões próximas. Além disso esta comparação também permite determinar se ambas as séries estão no mesmo regime climático e se os dados medidos estão consistentes com as expectativas. É importante ressaltar que, para que este processo possa ser realizado, as duas séries temporais em comparação devem possuir um intervalo de tempo coincidente entre os dados medidos e os de longo prazo.

No tratamento de dados, ocorre a criação de alguns parâmetros que melhor descrevem a física do escoamento e são utilizados para comparar o recurso disponível entre regiões e são dados de entrada dos softwares de cálculo de produção energética. Os parâmetros mais importantes são a intensidade de turbulência, a rosa setorial de frequência e a distribuição de Weibull que serão descritos a seguir.

#### **2.4.1 Distribuição de Weibull**

Ao longo do tempo a velocidade do vento varia e assume valores aleatórios de forma contínua, portanto uma informação importante que precisa ser filtrada da série histórica é a frequência em que a velocidade do vento em função da direção ou não. A forma mais utilizada de mostrar essa informação é representando os dados de velocidade do vento em forma de histogramas e de funções de densidade de probabilidade. A distribuição de Weibull é a função de



densidade de probabilidade que mais se ajusta ao comportamento da velocidade do vento e esta função pode ser calculada pela equação abaixo.

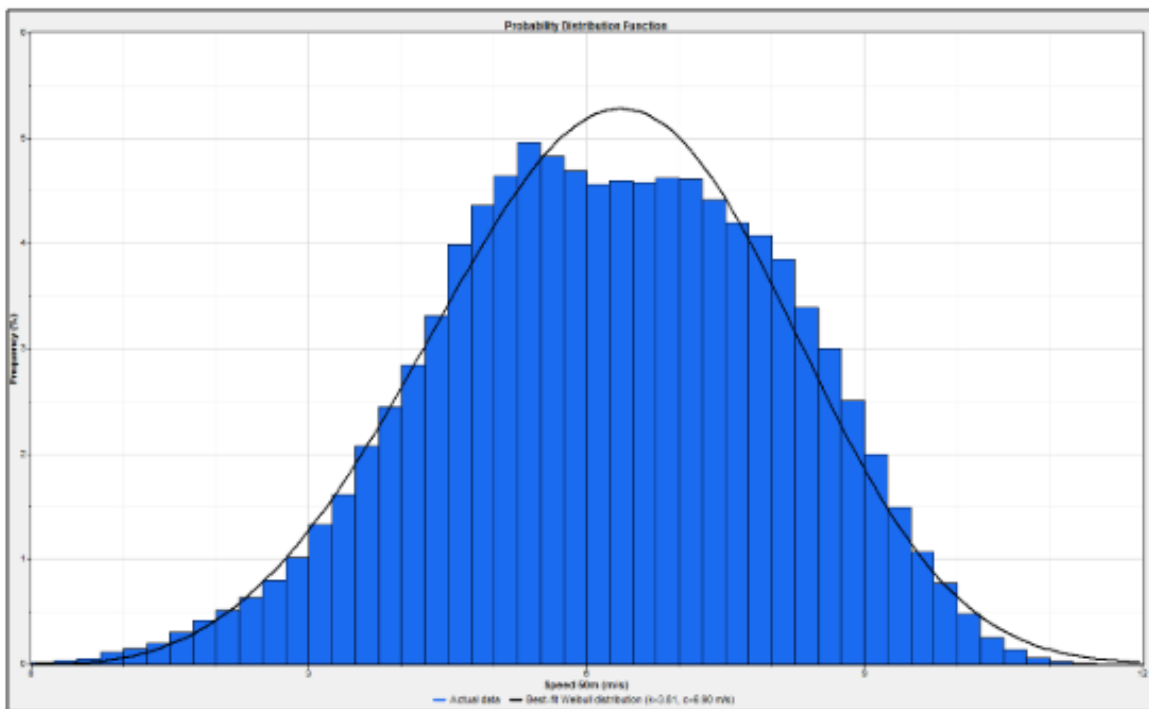
$$f(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (2.0)$$

Onde  $k$  e  $c > 0$ .

Na equação acima o parâmetro  $k$ , conhecido como fator de escala, é um adimensional e indica o quão uniforme é a distribuição dos valores de velocidade e o parâmetro  $c$ , conhecido como o fator de forma, possui dimensão de velocidade e qualifica a distribuição (VANESSA GONÇALVES GUEDES, 1999).

Vários métodos podem ser utilizados para estimar esses parâmetros a depender dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise, entre eles podemos destacar a análise por mínimos quadrados para a distribuição observada, o método de velocidades de vento média e quartis e o método da correlação de  $k$  com velocidade média. neste caso deve-se colocar as referências originais (Justus(1978),Lysen(1982), Rohatgi(1987), Troen & Petersen(1989), Araújo(1997).

A Figura 16 ilustra o histograma da série temporal – das médias de velocidade horizontal – extraída da série de reanálise MERRA e a função de Weibull que realizou o melhor ajuste para essa distribuição. Apesar de usualmente a distribuição de Weibull ser independente da direção do vento analisado é possível criar distribuições para cada direção escolhida.



**Figura 16: Distribuição de Weibull (RAMOS, 2016)**

### 2.4.2 Rosa setorial de frequência

Outra informação importante para avaliar os dados de vento é a direcionalidade do escoamento, ou seja, como é a distribuição da direção do vento horizontalmente em cada ponto de medição. Como a velocidade do vento é uma variável vetorial usa-se a rosa setorial de frequência para representar a frequência de ocorrência desta variável em determinada direção, independente da intensidade desse vetor. Para criar esta representação agrupam-se os dados de direção do vento medidos pelos sensores de direção em setores e geralmente apresentam a divisão em 12, 16 ou 24 setores.

A Figura 17 representa a rosa de frequência da direção do vento horizontal, a 50 metros de altura, da mesma série de reanálise do MERRA que foi representada, na seção anterior, pela distribuição de Weibull. Como pode-se ver, esta rosa de frequência está dividida em 16 setores, sendo cada um preenchido na cor verde de acordo com a frequência de vento naquele setor.

Quanto mais distante do centro da rosa maior a frequência de aparecimento daquele sentido de vento, os valores de frequência de aparecimento são representados pelos círculos concêntricos.

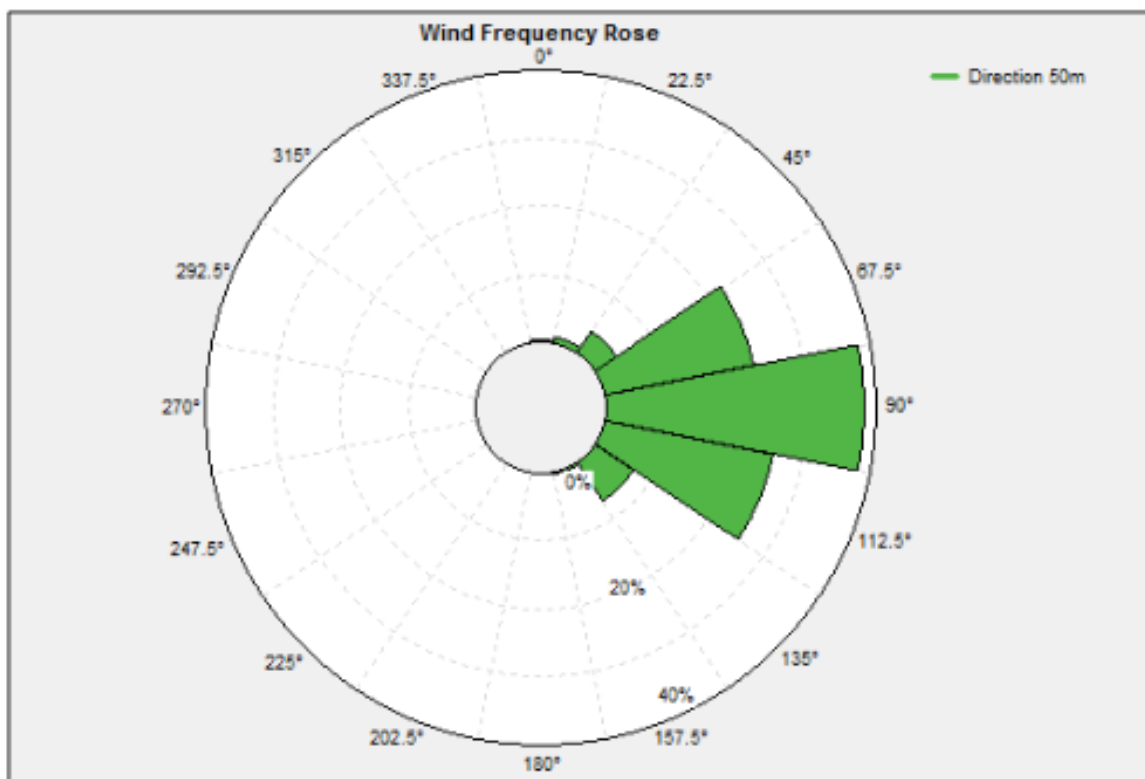


Figura 17: Rosa de frequência dos ventos

### 2.4.3 Intensidade de turbulência (IT)

A intensidade de turbulência é definida como sendo a razão entre o desvio padrão ( $\sigma$ ) com a velocidade média do escoamento ( $U$ ) é um importante parâmetro para a escolha da classe do aerogerador. Este parâmetro sofre influência de todos os fatores que modificam o escoamento, como a rugosidade, topografia e estabilidade atmosférica, variando de valores entre 6%, em mar aberto, e 20% a depender da rugosidade. (RAMOS, 2016)

$$IT = \left(\frac{\sigma}{U}\right) \quad (2.0.1)$$

## 2.5 Modelagem computacional do escoamento atmosférico

Utilizando as informações obtidas de algumas torres de medição é possível, com a modelagem do escoamento atmosférico, extrapolar estas informações para obter informações de todos os pontos do parque eólico, algo que não seria possível de ser obtido através da medição direta. Além disso esta modelagem é usada para estimar a produção energética anual e otimizar o *layout* do parque eólico, por isso é necessário garantir um modelo que represente a realidade da fazenda eólica caso contrários todas as análises e decisões posteriores serão afetadas pelos erros anteriores.

Em áreas com terrenos complexos esse tipo de recurso se torna ainda mais importante pois nesse tipo de terreno o regime de ventos pode mudar significativamente em uma curta distância, logo um pequeno erro no posicionamento dos aerogeradores pode ter um grande impacto na produção energética. Hoje em dia existem três tipos principais de modelos de escoamento atmosférico usados na indústria eólica para realizar esse tipo de avaliação, os modelos lineares, o mass-consistent model e os modelos que usam CFD (Computational Fluid Dynamics).

Os modelos lineares são baseados no modelo de Jackson e Hunt, apresentado anteriormente, e possuem uma complexidade menor se comparado com os modelos CFD, eles são usados para produzir uma estimativa mais rápida, porém produzem resultados com um erro significativo, principalmente se aplicados a regiões com terrenos complexos. Castro G. em sua tese de doutorado mostra que o erro na estimação da Energia Anual Gerada (EAG) utilizando modelos numéricos lineares em terrenos complexos é elevado recomendando o uso de CFD, devido ao comportamento não linear da camada limite atmosférica (CLA) (CASTRO, 2007).

Além disso, o modelo linear possui duas “fortes” suposições que levam a um aumento do erro agregado nesse tipo de modelagem, que é a suposição de atmosfera neutra e de escoamento apenas sobre pequenas colinas. A atmosfera neutra supõe que o potencial de temperatura virtual é constante com a altura e que não há convecção, essa condição também permite eliminar o termo gravitacional da equação de Navier-Stokes porém tal condição só ocorre em uma fração pequena do tempo e ocorre durante a transição de condições estáveis (noturnas) e instáveis (diurnas). (STULL, 1988)

O modelo mass-consistent, como por exemplo o utilizado pelo Openwind, consiste em encontrar um vetor de campo de velocidade que minimize o valor do requisito funcional,  $J$ , onde:

$$J = \iiint [\alpha_1(u - u_0)^2 + \alpha_2(v - v_0)^2 + \alpha_3(w - w_0)^2] dx dy dz \quad (2.02)$$

Este vetor de campo de velocidade também é limitado pelo princípio de conservação de massa ou da continuidade. O processo de resolução deste modelo utiliza uma abordagem matemática que remove a necessidade de utilizar equações de transporte, como por exemplo as equações de Navier-Stokes, resultando em pouco poder computacional necessário. (RAMOS, GUEDES, *et al.*, 2017)

Os modelos CFD por sua vez, em sua maioria, baseiam seus modelos físicos nas equações Médias de Reynolds (RANS - Reynolds Averaged Navier Stokes), que são obtidas ao expressar as grandezas das equações de Navier-Stokes, supondo o escoamento incompressível, na forma de um termo médio e um termo flutuante e realizar a média da equação. Este tipo de abordagem leva ao aparecimento de um termo chamado Tensor de Reynolds. As equações RANS necessitam de algum modelo constitutivo que possa fazer o fechamento do sistema e geralmente é utilizado o modelo k-epsilon. Na modelagem CFD é gerada uma representação de todo o espaço 3-D do parque em estudo, com as informações de relevo, rugosidade e dados de vento, e são definidas as

condições de contorno para o entorno dessa região. Um modelo físico que pode incluir a conservação de momento, massa ou energia é definido e uma solução é buscada através de um processo iterativo. Os parâmetros dos modelos (pressão, velocidade, energia cinética, taxa de dissipação, etc.) são então calculados até que a convergência aconteça.

Em 2015, Elizabeth Walls (a) avaliou sete estudos que comparavam os resultados obtidos com a utilização de modelos lineares e modelos CFD para os mesmos dados de entrada. Como resultado alguns desses estudos mostravam que os modelos lineares tinham uma performance igual ou melhor que os modelos CFD e outros estudos mostravam que os modelos CFD tinham uma performance superior aos modelos lineares. Em geral, é esperado que os modelos CFD tenham uma performance melhor, porém os estudos analisados mostram que nem sempre isso é verdade e que o erro nos modelos CFD pode ser considerável. (WALLS, 2015).

No Continuum a única suposição em relação a estabilidade atmosférica ou ao perfil de velocidade do vento é que as condições médias do vento são aproximadamente uniformes de uma estação para outra estação dentro da área do projeto. Além disso, no Continuum, as informações de todas as estações são utilizadas simultaneamente para gerar um modelo calibrado para cada site.

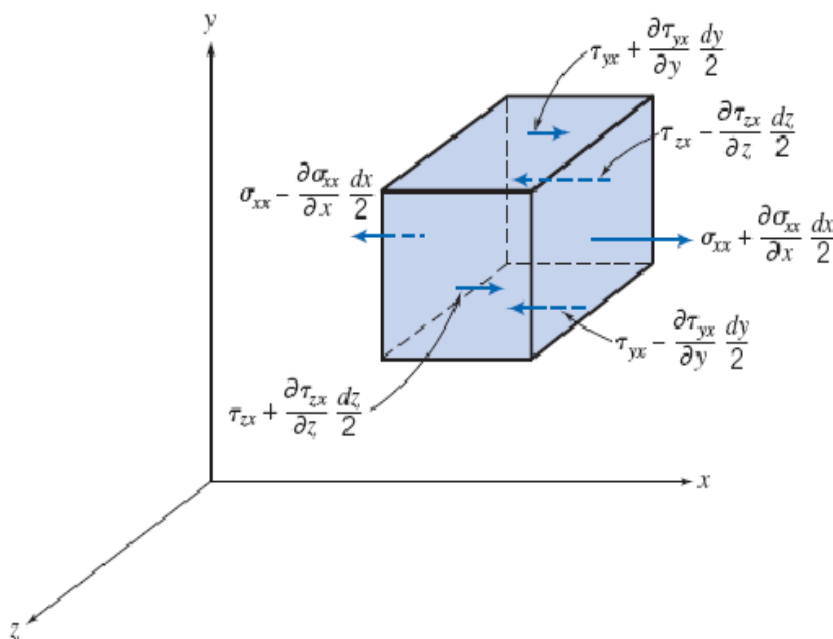
Nas próximas seções vamos descrever a base teórica do modelo Continuum bem como a forma que se dá a sua aplicação prática.

### **2.5.1 Fundamentação teórica do modelo Continuum**

O modelo Continuum se baseia na equação de Navier-Stokes simplificada. A equação de Navier-Stokes, deriva da segunda lei de Newton e descreve a variação de quantidade de movimento de um fluido newtoniano. Nesta seção vamos descrever as hipóteses e simplificações aplicadas pelo modelo do

Continuum à esta equação, a dedução mais completa da equação de Navier-Stokes pode ser encontrada em (FOX, 2014).

Primeiro analisamos as tensões, na direção cartesiana X, presentes em um cubo infinitesimal de fluido. Estas tensões são ilustradas na Figura 18, e ao fazer o somatório das forças geradas por essas tensões com as forças de corpo, nesse caso a gravidade, temos o somatório das forças atuantes nesse volume de controle. Aplicando esse somatório de forças na segunda lei de Newton para um sistema infinitesimal de massa  $dm$ , com a aceleração representada pelo método euleriano encontramos as equações diferenciais de movimento para a direção X. Este método pode ser aplicado para as direções cartesianas Y e Z.



**Figura 18: Tensões sobre um elemento de fluido na direção x (FOX, 2014)**

Supondo o fluido newtoniano e o escoamento incompressível e de viscosidade e massa específica constante, podemos obter as tensões normais e cisalhantes em função do campo de velocidade e do campo de pressão. O modelo Continuum toma como base esta equação de Navier-Stokes, mostrada abaixo, onde os termos na esquerda estão relacionados com a aceleração e os na direita com o diferencial de pressão, viscosidade e gravidade respectivamente.

$$\rho * \left( \frac{\partial v}{\partial t} + v \cdot \nabla v \right) = -\nabla P + \nabla T + F \quad (2.1)$$

O modelo Continuum aplica esta equação a diversas situações comumente presentes no escoamento atmosférico e através de uma série de suposições e simplificações que serão apresentadas gera equações próprias que relacionam a velocidade em dois pontos diferentes.

Analisando um volume de controle de ar descendo ou subindo uma colina, como mostrado na Figura 19, podemos concluir que a aceleração ou desaceleração depende principalmente de quatro fatores principais: da topografia do terreno, da estabilidade atmosférica, da densidade do ar e da rugosidade superficial.

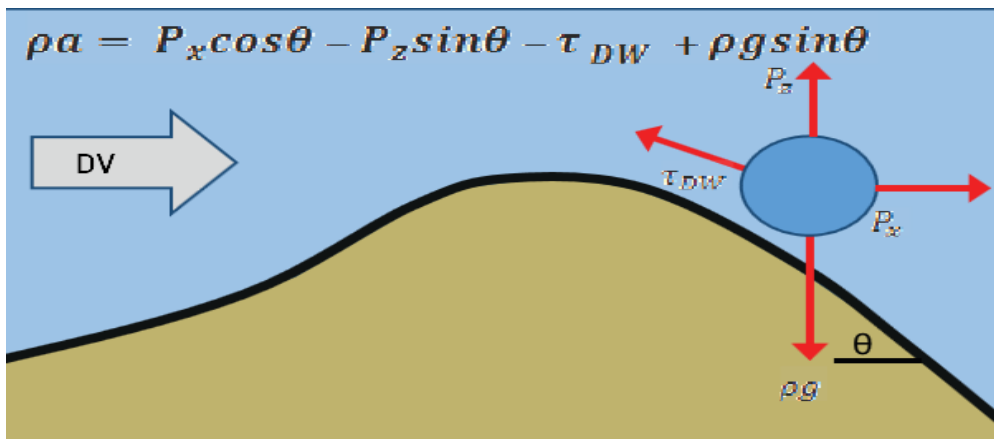


Figura 19: Volume de controle (WALLS, 2015)(a)

O modelo Continuum 1.0 supõe que a estabilidade atmosférica média, a densidade do ar e a rugosidade superficial são constantes na área do projeto e que a variação da velocidade será função apenas da mudança na inclinação do terreno ( $\theta$ ). Então utilizando dados de velocidade de vento conhecidos em um ponto A é possível prever os dados em um ponto B de acordo com a diferença na inclinação terreno à jusante ou a montante.

O modelo Continuum 2.0 substitui a suposição de que a rugosidade superficial é constante por um modelo de rugosidade baseado na lei logarítmica



do perfil de cisalhamento, apresentado anteriormente. Conforme mostrado no estudo “Introducing Continuum Surface Roughness Wind Flow Model: Summary of Impact on Model Accuracy at Eleven Project Sites”, esta modificação no modelo o aproxima da realidade e diminui o erro associado. (WALLS, 2015)

Para a modelagem dos efeitos de um escoamento a jusante descendo uma colina, além das suposições anteriores supõe-se que os gradientes de pressão horizontal e vertical são os mesmos para os dois pontos. Devido ao fato de que tipicamente em um parque eólico a inclinação do terreno pode variar de menos de um grau até aproximadamente 20°, supõe-se também que  $\Delta \cos\theta \ll \Delta \sin\theta$  e que, portanto, podemos negligenciar a força gerada pelo gradiente de pressão.

Aplicando essas suposições nas equações de Navier-Stokes e expandindo o termo de aceleração, temos:

$$\begin{aligned} \left( \frac{\partial v_2}{\partial t} + v_2 \left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \right) - \left( \frac{\partial v_1}{\partial t} + v_1 \left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \right) \\ = \left( g - \frac{P_z}{\rho} \right) \Delta \sin \theta_{DW} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Assume-se também que o escoamento é bidimensional, permanente e que o gradiente de velocidade na direção X e Z é o mesmo nos dois pontos. Com isso a equação se torna:

$$v_2 - v_1 = \frac{\left( g - \frac{P_z}{\rho} \right) \Delta \sin \theta_{DW}}{\left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)_{DW}} \quad (2.3)$$

Processos similares podem ser realizados para encontrar as equações que modelam um escoamento a jusante subindo uma colina e para um escoamento a montante descendo uma colina. Porém quando consideramos um escoamento a montante subindo uma colina temos que considerar o efeito da aceleração

induzida já levantado por Jackson e Hunt. Portanto não podemos supor que a força gerada pelo gradiente de pressão era idêntica nos dois pontos estudados, logo para esse tipo de escoamento a equação (2.2) se torna:

$$\begin{aligned} & \left( \frac{\partial v_2}{\partial t} + v_2 \left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \right) - \left( \frac{\partial v_1}{\partial t} + v_1 \left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \right) \\ & = \frac{P_z(\theta_2) \sin(\theta_2) - P_z(\theta_1) \sin(\theta_1)}{\rho} - g\Delta \sin \theta \end{aligned} \quad (2.4)$$

Supondo novamente que o escoamento é bidimensional, permanente e que o gradiente de velocidade na direção X e Z é o mesmo nos dois pontos, temos:

$$v_2 - v_1 = \frac{P_z(\theta_2) \sin(\theta_2) - P_z(\theta_1) \sin(\theta_1)}{\rho \left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)_{UW}} - \frac{g\Delta \sin \theta_{UW}}{\left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)_{UW}} \quad (2.5)$$

Neste tipo de escoamento podemos definir o ponto crítico de inclinação como o ponto onde as forças gravitacional e de cisalhamento são iguais e opostas às forças devido ao gradiente de pressão. Para pontos abaixo do ponto crítico o vento acelera ao subir a colina e para pontos abaixo do ponto crítico o vento desacelera ao subir a colina.

Considerando inicialmente os casos abaixo do ponto crítico em que o vento acelera ao subir a colina. Este tipo de caso foi estudado por Lemelin e Surrey (LEMELIN, 1988) que demonstram que a velocidade máxima alcançada cresce linearmente com a inclinação da colina e também que após um certo valor de inclinação esta velocidade máxima atinge um valor máximo e não cresce mais. Além disso supondo pequenas mudanças na inclinação de um ponto para o outro, chegamos em:

$$v_2 - v_1 = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right) \Delta \sin \theta_{UW}}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \quad (2.6)$$

Nos casos acima do ponto crítico, o modelo supõe que o gradiente de pressão vertical é constante entre os pontos, chegando a mesma equação 2.6.

No Continuum ao invés de se calcular a inclinação média do terreno, usa-se uma medida equivalente, a exposição do terreno. A exposição do terreno é definida como a média ponderada da diferença da elevação entre um dado ponto e o terreno ao redor, dentro de um raio de investigação, ponderado pelo inverso da distância entre os pontos. O terreno ao redor é dividido em setores e a exposição é calculada em cada setor para raios de investigação de 4000, 6000, 8000 e 10000 metros, como mostrado na Figura 20.

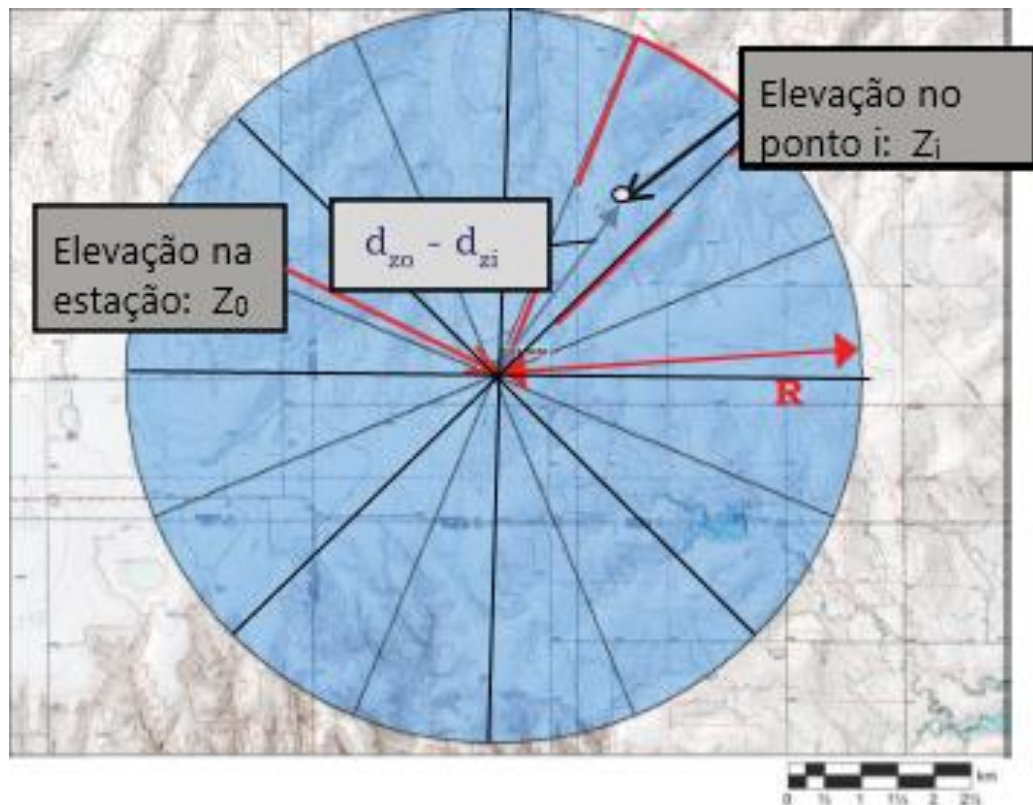


Figura 20: Exemplo de cálculo da exposição do terreno (WALLS, 2015)(a)

Podemos calcular  $\sin \theta$  em função da exposição do terreno pela equação:

$$\sin \theta = \frac{\textit{Exposição}}{\textit{Raio de investigação}} \quad (2.7)$$

Na Figura 21, abaixo, podemos ver um resumo das equações que representam o modelo Continuum para cada uma das situações apresentadas. Onde  $\Delta WS$  é a variação de velocidade do vento.


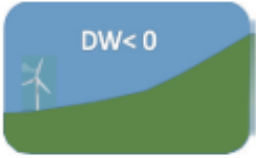
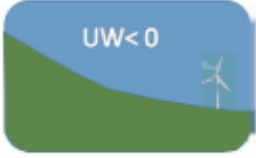
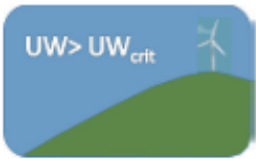
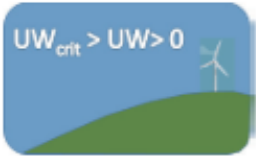
Caso analisado Jusante/Montante	$\Delta WS$ em função da inclinação, $\theta$	$\Delta WS$ em função da exposição
1) Exposição a jusante positiva 	$\Delta WS = \frac{\left(g - \frac{P_z}{\rho}\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{DW}} \Delta \sin \theta_{DW}$	$\Delta WS = \frac{\left(g - \frac{P_z}{\rho}\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{DW}} \frac{\Delta DW}{R}$
2) Exposição a jusante negativa 	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{DW}} \Delta \sin \theta_{DW}$	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{DW}} \frac{\Delta DW}{R}$
3) Exposição a montante negativa 	$\Delta WS = \frac{\left(g - \frac{P_z}{\rho}\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \Delta \sin \theta_{UW}$	$\Delta WS = \frac{\left(g - \frac{P_z}{\rho}\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \frac{\Delta UW}{R}$
4) Exposição a montante positiva, acima do ponto crítico 	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \Delta \sin \theta_{UW}$ onde: $\frac{P_z}{\rho} < g$	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \frac{\Delta UW}{R}$ onde: $\frac{P_z}{\rho} < g$
5) Exposição a montante positiva, abaixo do ponto crítico 	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \Delta \sin \theta_{UW}$ onde: $\frac{P_z}{\rho} > g$	$\Delta WS = \frac{\left(\frac{P_z}{\rho} - g\right)}{\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z}\right)_{UW}} \frac{\Delta UW}{R}$ onde: $\frac{P_z}{\rho} > g$

Figura 21: Resumo das equações do modelo Continuum (WALLS, 2015)(a)

## 2.5.2 Aplicação do modelo Continuum

As equações do modelo Continuum definidas na seção anterior são de difícil aplicação prática direta e por isso o software define uma série de processos para facilitar a aplicação deste modelo.

Ao aplicar o modelo Continuum em casos práticos os termos de gravidade, gradiente de pressão vertical e campos de velocidade em X e Z são substituídos por coeficientes,  $m_{UW}$  e  $m_{DW}$ , que são função da complexidade do terreno. Estes coeficientes são calculados para cada direção do vento e possuem uma relação log-log com uma medição quantitativa da complexidade do terreno chamada Exposição P10.

$$\Delta WS = \frac{\left( g - \frac{P_z}{\rho} \right)}{\left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)_{DW}} \frac{\Delta DW}{R} = m_{DW} \Delta DW$$
$$\Delta WS = \frac{\left( \frac{P_z}{\rho} - g \right)}{\left( \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)_{UW}} \frac{\Delta UW}{R} = m_{UW} \Delta UW$$

Figura 22: Coeficientes UW e DW (WALLS, 2015)(a)

A exposição P10 busca representar e quantificar a complexidade de um terreno ao redor de um ponto, baseado em quão alta é a exposição nesta região. Para encontrá-la calcula-se a exposição do terreno para cada nó criado ao redor deste ponto e então organiza-se em ordem crescente estas exposições, a média das 10% maiores exposições é a exposição P10.

O modelo Continuum utiliza três funções log-log que relacionam os coeficientes do modelo com a exposição P10, um exemplo dessas funções é

mostrado a seguir, na Figura 23, existindo uma função para o escoamento a jusante, uma para o escoamento a montante supercrítico e uma para o escoamento a montante subcrítico.

O Continuum utiliza informações de todas as estações de medição simultaneamente para criar o conjunto de funções log-log. A partir de um padrão pré-definido o algoritmo ajusta as funções log-log, usando as informações das estações de medição, para gerar o menor erro quadrático médio possível. Como a exposição do terreno é calculada para 4 raios de investigação diferentes, são calculados 4 valores da exposição P10 e por sua vez 4 grupos de função log-log.

Ao estimar a velocidade de um ponto a partir das informações de outro o Continuum cria um caminho de nós que possua uma mudança gradual na complexidade do terreno e na elevação e, através de seu algoritmo, ele seleciona o caminho que tenha a mudança de inclinação mais branda e que esteja localizado nos pontos mais altos. Na Figura podemos ver um exemplo de um caminho de nós, pontos em roxo, criados para estimar a velocidade do vento em um aerogerador, ponto vermelho à esquerda, a partir dos dados de uma estação de medição, ponto em azul.

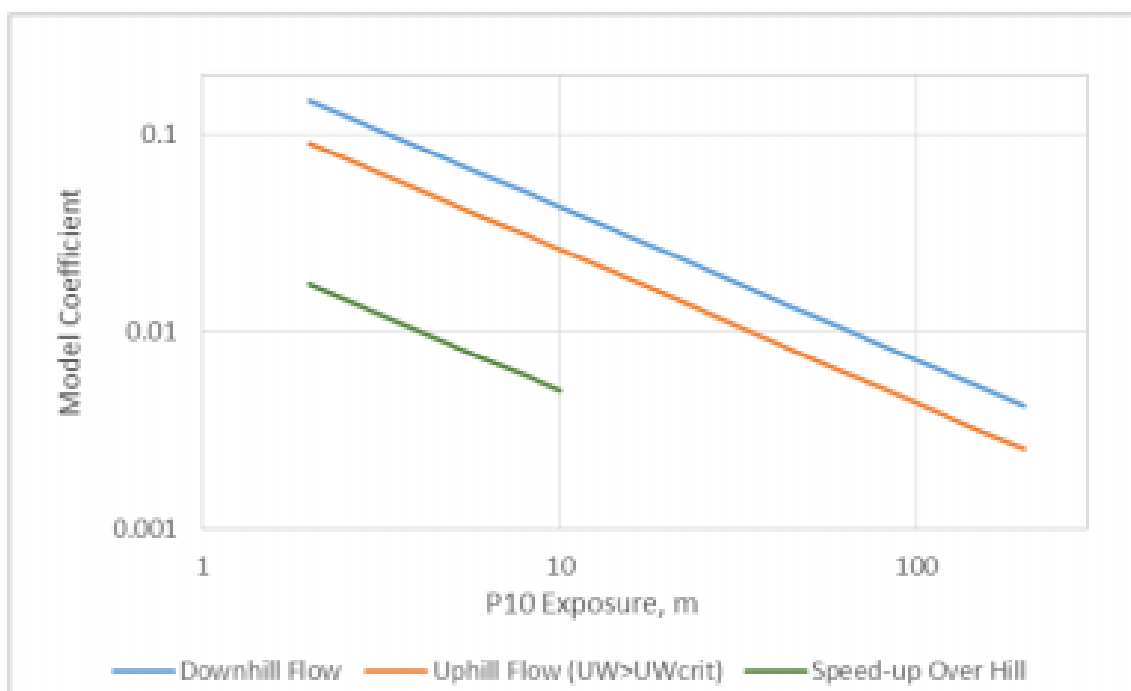


Figura 23: Exemplo de relação log-log para determinação dos coeficientes (WALLS, 2015)(a)

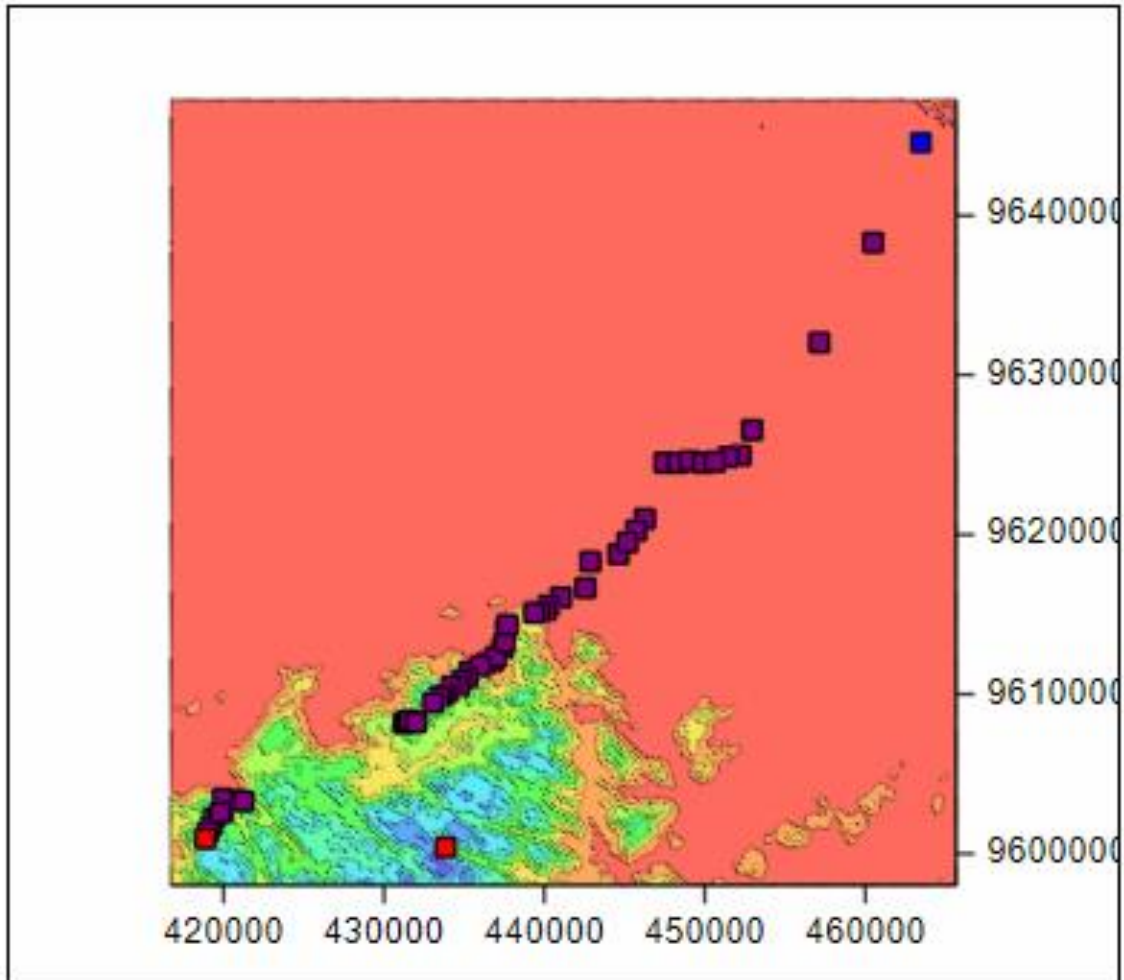


Figura 23: Exemplo de caminho de nós (Continuum)

Com o caminho definido o software determina para cada nó os coeficientes do modelo através das relações log-log e então com estes coeficientes calcula a velocidade do vento no nó pela equação:

$$v_2 - v_1 = m_{UW}\Delta UW + m_{DW}\Delta DW \quad (2.8)$$

Além disso, como forma de diminuir o erro gerado pela suposição de que a estabilidade atmosférica média é a mesma nos dois pontos estudados e como



este fator pode ser bem diferente em função da direção do vento, a estimativa da velocidade do vento de um ponto em relação ao outro é feita de forma setorizada. Neste processo uma relação log-log específica é determinada para cada setor, isto permite que os coeficientes do modelo sejam uma função não apenas da complexidade do terreno, mas também da estabilidade atmosférica média. Escrevendo a equação 2.8 em função dos setores e dos nós no caminho temos:

$$v_{i,j+1} = v_{i,j} + m_{UW\ i,j}(UW_{i,j+1} - UW_{i,j}) + m_{DW\ i,j}(DW_{i,j+1} - DW_{i,j}) \quad (2.9)$$

Onde  $i$  representa o número de setores em que foi dividido o espaço e  $j$  representa o número de nós no caminho definido anteriormente. Após a estimativa de vento setorizada ser encontrada no ponto alvo, a estimativa de vento geral é calculada pelo somatório da multiplicação do valor de velocidade para cada setor pela frequência de aparição do vento neste setor medido no ponto fonte.

Então o *software* estima, com cada um dos 4 grupos de funções log-log gerados, os valores de velocidade do vento nos pontos de interesse a partir dos dados de cada estação de medição. Como forma de pesar a similaridade da complexidade dos terrenos entre cada estação de medição e o ponto sendo calculado é definido o fator de ponderação  $TW$ , calculado pela equação abaixo, onde  $i$  representa cada estimativa calculada para este ponto em questão.

$$TW = 1 - \left[ \frac{|\Delta P10DW|_i + |\Delta P10UW|_i}{\sum_{n=1}^N (|\Delta P10DW|_n + |\Delta P10UW|_n)} \right] \quad (2.10)$$

Além disso, como forma de pesar a acurácia de cada um dos quatro grupos de funções log-log é utilizado o fator de ponderação  $RW$ , que é inversamente proporcional ao erro quadrático médio calculado para cada um desses grupos de funções, representados por  $i$  na seguinte equação:

$$RW = 1 - \frac{0,75 * (RMS_i - Min\ RMS_i)}{(Max\ RMS - Min\ RMS)} \quad (2.11)$$

Finalmente, com estes fatores de ponderação e com a velocidade do vento estimada no ponto a partir de cada uma das estações é calculado a estimativa final da velocidade do vento.

$$Velocidade\ final = \left[ \frac{\sum_{n=1}^{N\ de\ estações} RW * TW * Estimativa\ de\ vento}{\sum_{n=1}^{N\ de\ estações} RW * TW} \right] \quad (2.12)$$

Com a velocidade definida em todos os pontos da área do parque eólico pode-se passar para a fase de definição e otimização do *layout* do parque e, posteriormente, para o cálculo da energia anual gerada (EAG).

### 2.5.3 Efeito esteira causado pelos aerogeradores

Outro efeito que deve ser observado ao definir o *layout* do parque eólico é o efeito esteira causado pelos aerogeradores. O aerogerador atua como um obstáculo gerando esteiras a jusante de si, este efeito interage com o funcionamento de outros aerogeradores no parque eólico prejudicando a sua eficiência. Portanto este efeito deve ser modelado de forma que se possa definir o *layout* eólico para minimizar as suas consequências.

Outra consequência gerada pela esteira é o aumento da fadiga nas pás do aerogerador, mas que não será objeto de análise neste trabalho. Nesta seção serão analisadas as duas modelagens disponíveis no Continuum para o calcular o efeito esteira na geração de energia do parque, são elas o modelo de comprimento de mistura e o modelo *Deep Array*.

#### 2.5.3.1 Modelo comprimento de mistura

O modelo de comprimento de mistura é baseado na teoria apresentada por Ainslie em 1988 em seu artigo intitulado “Calculando o campo de velocidade na esteira de turbinas eólicas”. Ele se baseia em calcular a perda do campo de

velocidade baseado no modelo de camada limite fina, ele define a forma inicial do perfil de velocidade atrás da turbina a uma distância de duas vezes o diâmetro do rotor e calcula os perfis subsequentes usando a equação de RANS com um termo que é função da intensidade da turbulência.

Utilizando as equações RANS em coordenadas cilíndricas, supondo a camada limite fina, desprezando os termos viscosos podemos construir o modelo de comprimento de mistura para esteira.

Neste modelo como condição inicial temos que o *déficit* inicial de velocidade na linha de centro da esteira, obtido baseado em dados experimentais de um túnel de vento, é definido pela seguinte equação.

$$Deficit\ inicial\ de\ Velocidade = D_{Mi} = C_t - 0,05 - (16C_t - 0,5) \frac{IT}{1000} \quad (2.13)$$

Onde  $C_t$  é o coeficiente de empuxo, um adimensional relacionado à turbina que descreve a força de empuxo sobre a força total e está relacionado com a quantidade de energia extraída pela turbina, e  $IT$  é um adimensional que representa a intensidade turbulenta, definida anteriormente.

Também através de dados experimentais Ainslie concluiu que o perfil de velocidades inicial da esteira pode ser satisfatoriamente aproximado por uma Gaussiana, descrita pela equação abaixo:

$$\frac{u}{U_0} = 1 - D_M e^{\left(-3,56\left(\frac{r}{b}\right)^2\right)} \quad (2.14)$$

Onde  $r$  é a distância radial medida da linha de centro da esteira [m],  $b$  é a largura inicial da esteira [m],  $u$  é a velocidade na direção cilíndrica  $Z$  [m/s],  $U_0$  a velocidade do escoamento antes da turbina [m/s] e  $D_M$  é o déficit de velocidade na linha de centro da esteira.

Baseado no déficit inicial de velocidade e na equação de conservação de quantidade de movimento define-se a largura inicial da esteira, normalizado em função do diâmetro da rotor, por:

$$b = \sqrt{\frac{3,56 C_t}{(8D_M(1 - 0,5D_M))}} \quad (2.15)$$

Como condições de contorno temos que o gradiente de  $u$  é zero na linha de centro da esteira devido a simetria e  $v$  é zero no contorno. Além disso utilizando o conceito de viscosidade turbulenta e utilizando relações semi-empíricas para descrever o comprimento de mistura podemos fazer o fechamento do modelo. A equação que descreve o comprimento de mistura ( $\epsilon$ ) é:

$$\epsilon = F \left[ k_1 b (U_0 - U_c) + k^2 \frac{IT}{1000} \right] \quad (2.16)$$

Onde:  $k_1$  é uma constante adimensional que vale 0,015, e  $U_c$  é a velocidade na linha de centro da esteira [m/s] e  $k$  é a constante de von Karman igual a 0,4.  $F$  por sua vez é uma função filtro experimental que foi implementada para descrever os efeitos de regiões próximas a esteira onde o aumento da turbulência na camada limite foi observado. Este filtro se aplica para regiões a distancias menores que cinco vezes e meia o diâmetro da turbina e pode ser descrito por:

$$F = 0,65 + \sqrt[3]{\frac{x - 4,5}{23,32}} \quad \text{Para } x < 5,5 \quad (2.17)$$

ou

$$F = 1 \quad \text{Para } x > 5,5$$

Então, utilizando uma solução numérica do tipo Crank-Nicholson pode-se estimar as velocidades radiais e axiais em função das coordenadas cilíndricas  $Z$  e

R e utilizar essa informação de perfil de velocidade na esteira para calcular a perda de produção energética causada nas turbinas à jusante desta.

### **2.5.3.2 Modelo de esteira Deep Array**

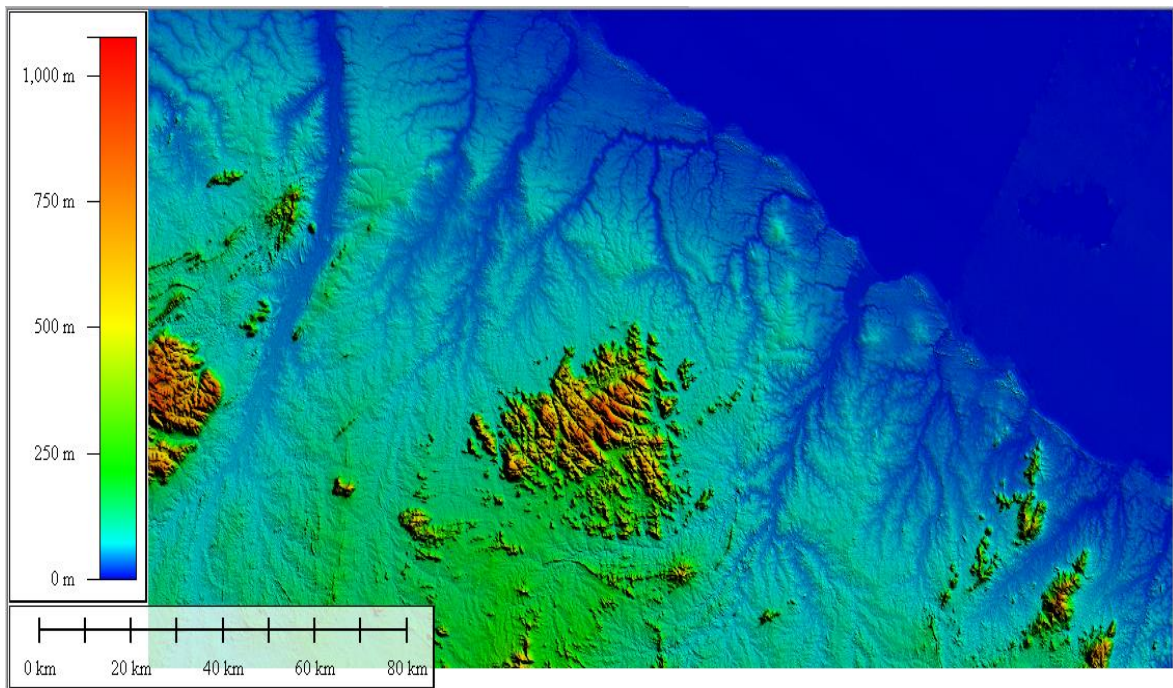
O modelo Deep Array é baseado na teoria desenvolvida por Frandsen onde é considerado que um infinito número de turbinas em conjunto causa um efeito que pode ser modelado como uma região uniforme de alta rugosidade. O modelo Deep Array consegue suprimir uma lacuna que existia antes de seu aparecimento que é conseguir modelar as perdas na geração de energia em projetos grandes com muitas linhas de turbinas.

Com este efeito de alta rugosidade superficial ocorre uma modificação na camada limite atrás das turbinas e o efeito causado é uma diminuição na velocidade na altura da nacela.

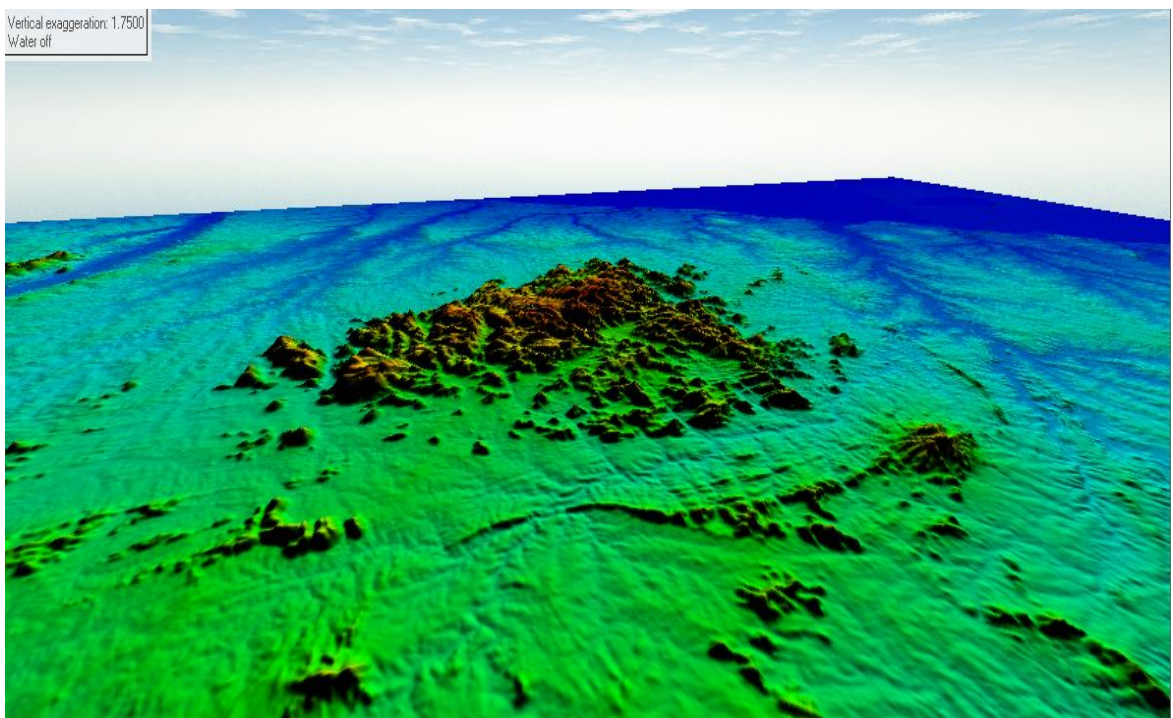
## **3. ESTUDO DE CASO**

### **3.1 Topografia**

Inicialmente os dados de topografia da região de interesse foram obtidos da base de dados da Embrapa, esses dados são baseados nas observações do projeto SRTM, possuem resolução de 90 metros ou 3 segundos de arco, estão em Sistema de Coordenadas Geográficas e Datum WGS84. (MIRANDA, 2005). Deste banco de dados foram obtidas as cartas SA-24-Y-D e SA-24-Z-C, em formato GeoTIFF, que foram posteriormente unificadas em um único arquivo e cortadas, utilizando o *software* GlobalMapper para garantir o requisito de 12 quilômetros de dados ao entorno de qualquer estação de medição exigido pelo *software* Continuum.



**Figura 24: Topografia do Terreno 2D (Global Mapper)**

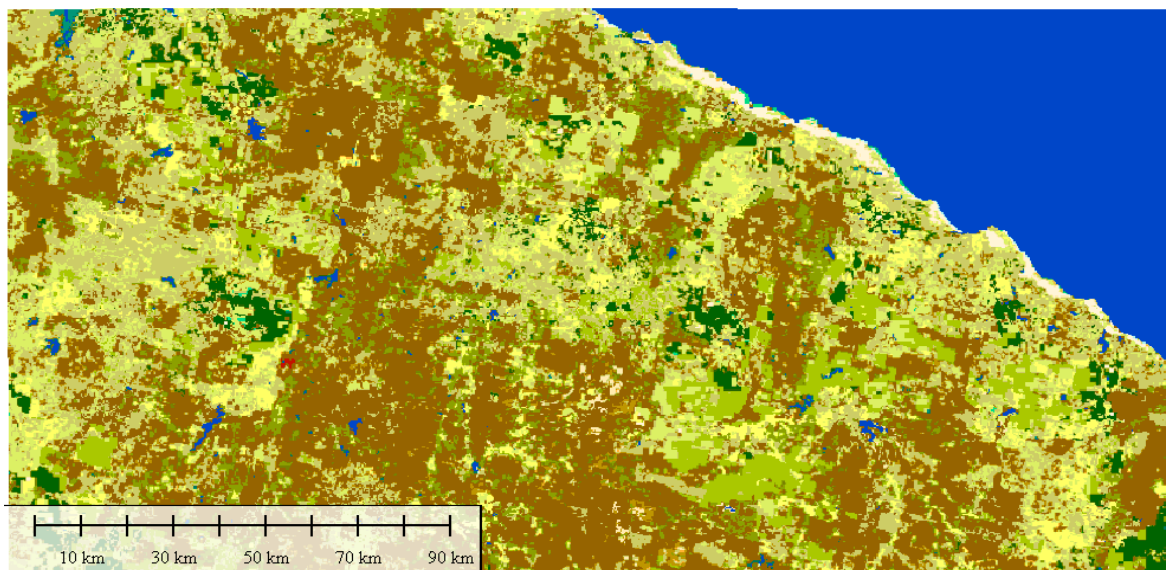


**Figura 25: Topografia do terreno 3D (Global Mapper)**

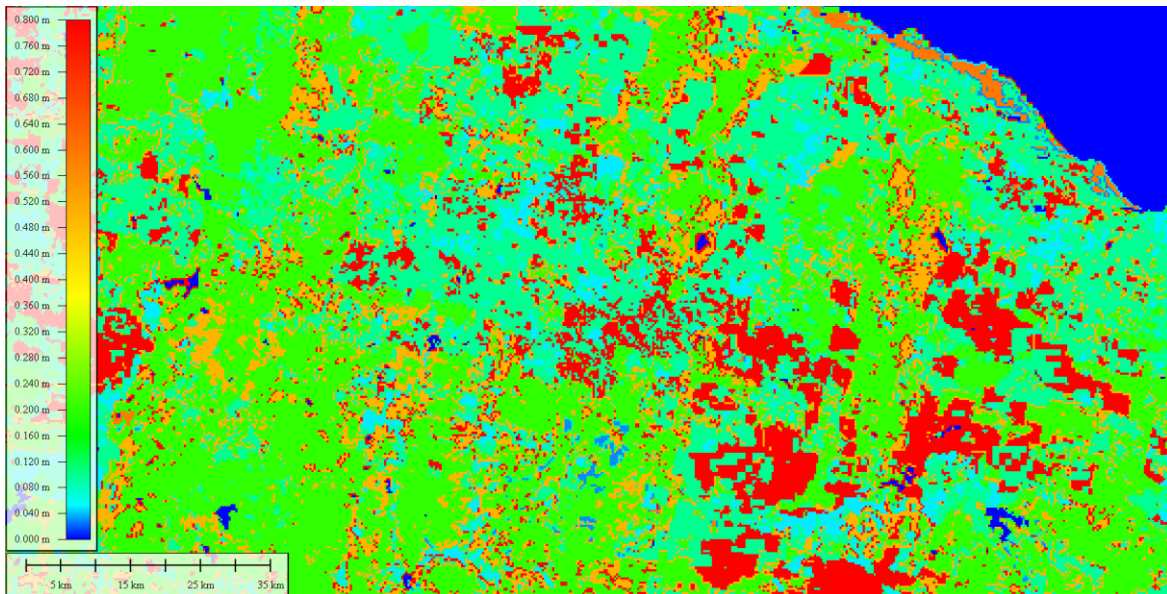
Nas Figura 24 e Figura 25 pode-se ver a topografia da região, bem como identificar a cadeia montanhosa presente na região. A zona UTM foi definida como 24M.

### 3.2 Rugosidade

Os dados de rugosidade foram obtidos a partir do mapa de cobertura terrestre, Figura 26, presente no banco de dados do *software* Global Mapper, baseado nas observações do GlobCover Land Cover Map ESA 2009. Este mapa foi então convertido em um mapa de rugosidade, Figura 27, com a utilização de um filtro embutido ao próprio Global Mapper que relaciona cada cor no mapa de cobertura terrestre com um valor de rugosidade. Infelizmente por problemas de compatibilidade não foi possível utilizar estes dados na construção do modelo dentro do Continuum, algo que pode ser realizado para futuros trabalhos.



**Figura 26: Mapa de cobertura terrestre (Global Mapper)**



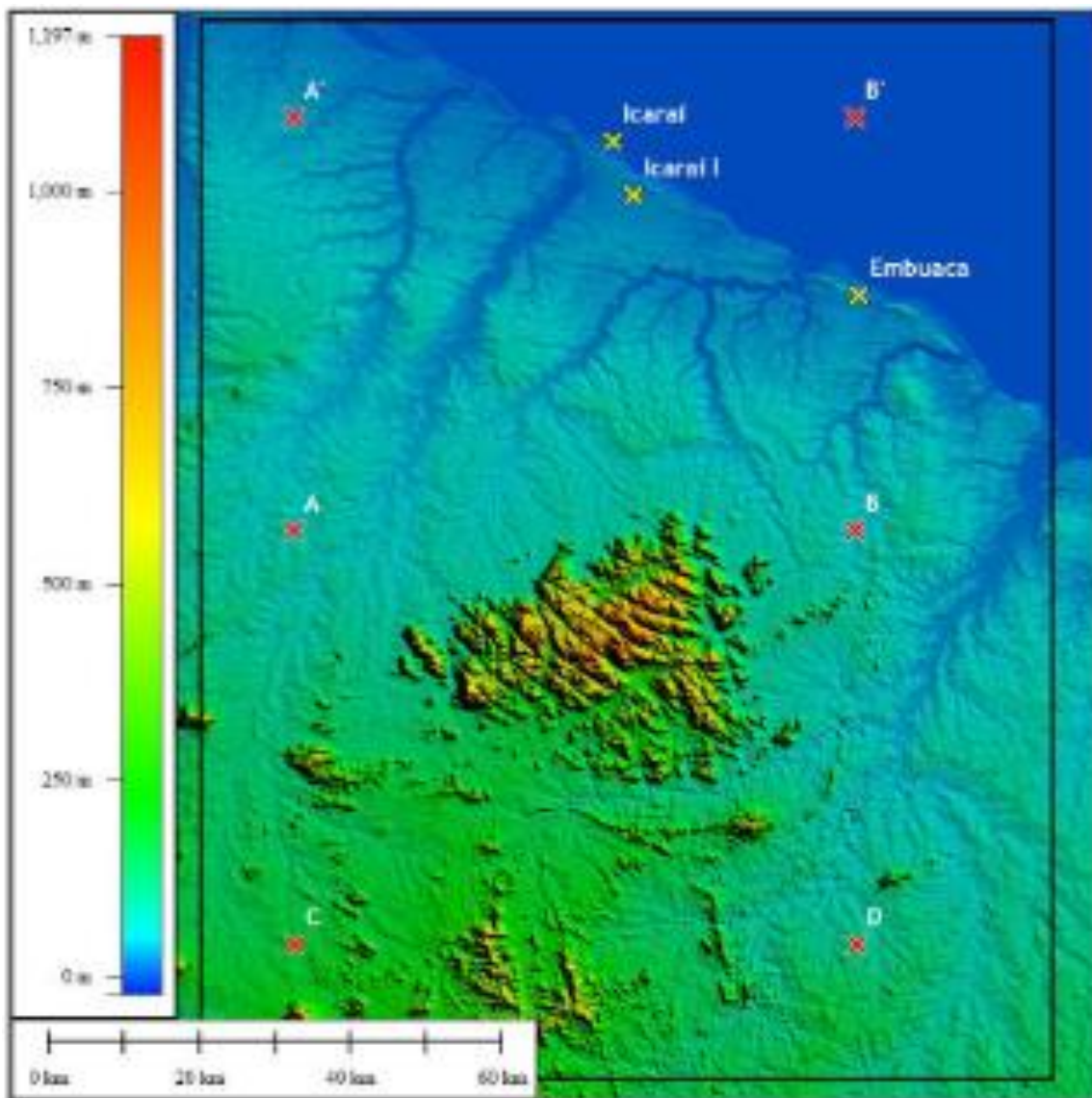
**Figura 27: Mapa de rugosidade terrestre (Global Mapper)**

### **3.3 Dados de vento**

Para poder comparar os resultados deste trabalho com aqueles obtidos no Estudo do Escoamento Atmosférico de uma Região com Orografia Complexa via Análise CFD para Implementação de um Projeto Eólico (RAMOS, 2016) serão utilizados os mesmos dados de vento sintéticos, localizados na região de interesse, criados naquele trabalho. Estes dados sintéticos foram criados com a utilização dos dados de vento de nove pontos de três estações de medição da região, Icaraí, Icaraí I e Embuaca, e de seis pontos da série de reanálise MERRA, todos representados na Figura 28.

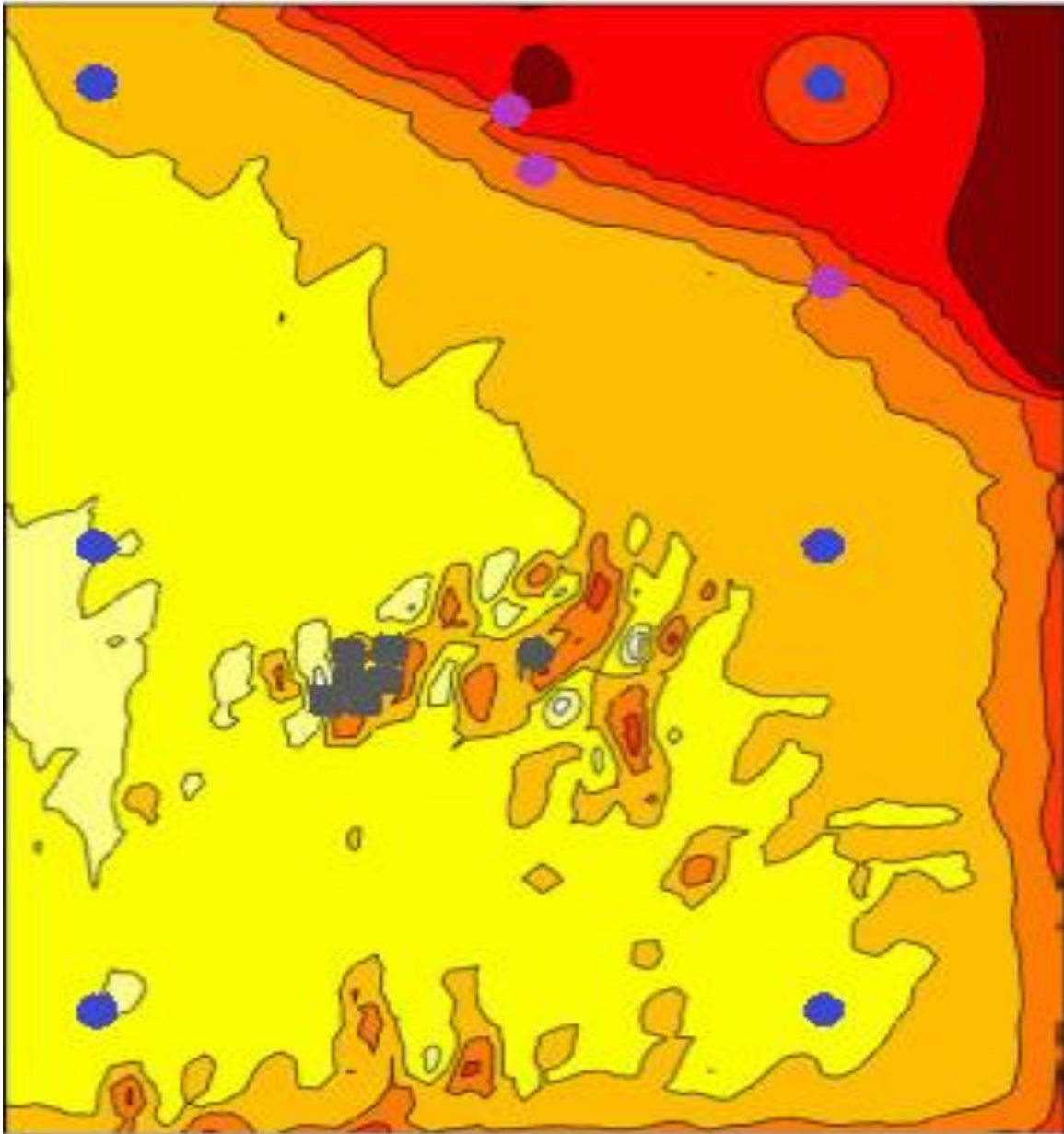
Este processo de criação de dados sintéticos foi realizado devido à falta de dados de vento próximos a região de interesse provenientes de medição ou da série de reanálise, como pode ser observado na Figura 28. Todos os dados, se encontram a considerável distância desta região. O processo de criação destes dados sintéticos é apresentado com mais detalhes no trabalho original (RAMOS, 2016).





**Figura 28: Dados de vento utilizados para a criação de torres de medição sintéticas (RAMOS, 2016)**

Foram criadas sete estações de medição sintéticas, Trans\_A\_01, Trans\_A\_02, Trans\_A\_03, Trans\_A\_04, Trans\_A\_05, Trans\_A\_07 e Trans\_B\_02, todas divididas em 16 setores de medição. Um modelo utilizando os dados de todas essas estações, junto com os dados de topografia foi gerado. Na Figura 29, onde pode-se ver a localização das estações sintéticas, em cinza, das estações de medição reais, em roxo e dos dados provenientes da série de reanálise MERRA, em azul.



**Figura 29: Estações sintéticas, MERRA e estações de medição (RAMOS, 2016)**

A Figura 30, abaixo, mostra a sobreposição das curvas de distribuição de Weibull da velocidade do vento das estações de medição utilizadas para gerar o modelo do escoamento atmosférico.

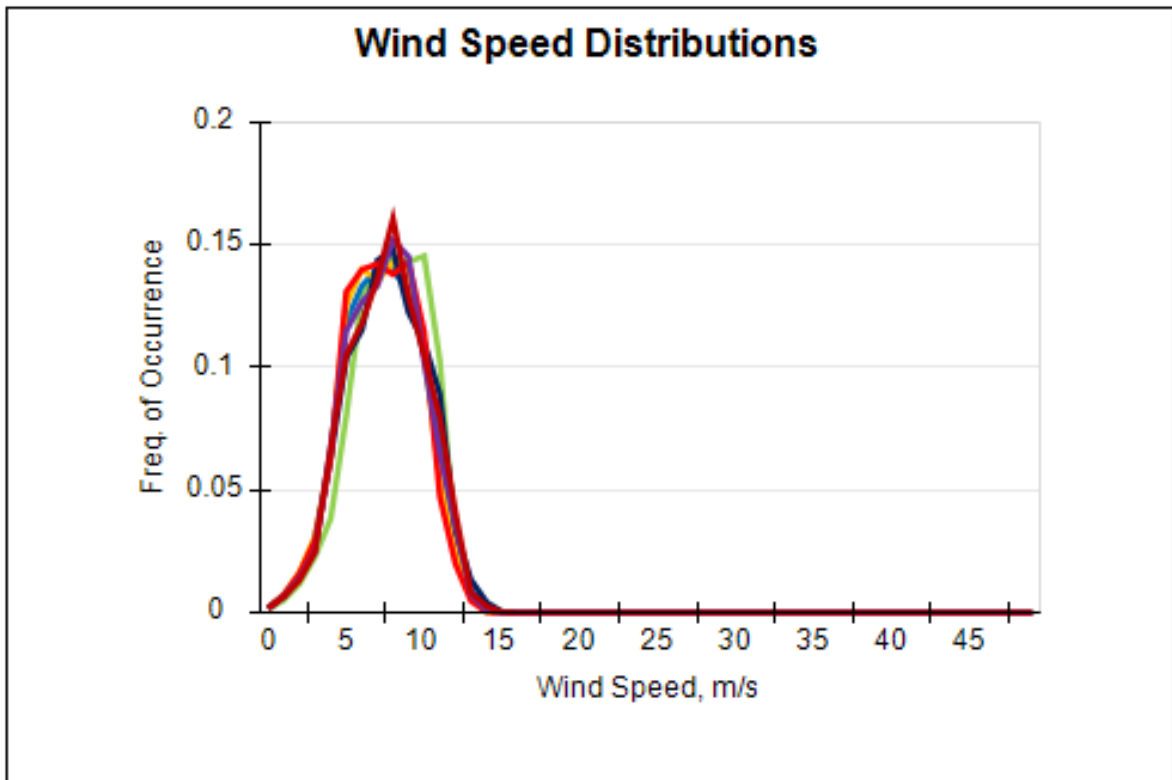


Figura 30: Sobreposição distribuição de Weibull das estações de medição (Continuum)

### 3.4 *Layout* do parque eólico e escolha do modelo dos aerogeradores

Ainda com o intuito de comparar os resultados obtidos com os estudos realizados com outros *softwares*, diferente do processo normal de avaliação do potencial eólico, foi utilizado o mesmo *layout* do parque eólico, ou seja, o mesmo padrão de disposição dos aerogeradores. É importante ressaltar que no processo normal o *layout* do parque eólico é definido após a criação do mapa de velocidades e da definição da turbina a ser usado.

Como definido no estudo base, utilizaremos o aerogerador Gamesa G114-2.1MW do fabricante Gamesa, que apresentou o melhor desempenho. Este aerogerador pode gerar uma potência máxima de 2100 kW e possui um rotor de 114 metros de diâmetro. A curva de potência, representada pela linha contínua vermelha, e a curva de coeficiente de empuxo, em azul pontilhado, deste

aerogerador, que foram inseridas no *software* Continuum, pode ser vista na Figura 31.

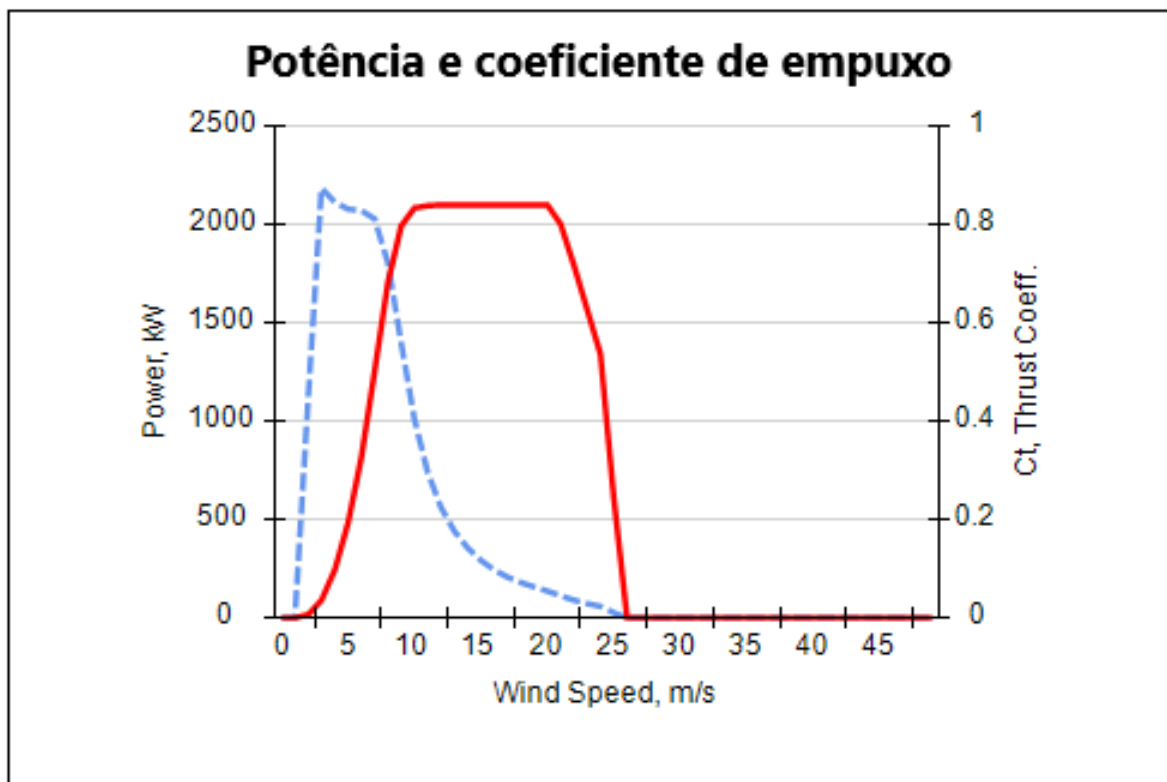


Figura 31: Curva de potência Gamesa 2.1k 114RD (Continuum)

Após realizar um procedimento de otimização do *layout* eólico foi decidido, no estudo base, utilizar 96 aerogeradores dispostos na região de interesse conforme apresentado na Figura 32.

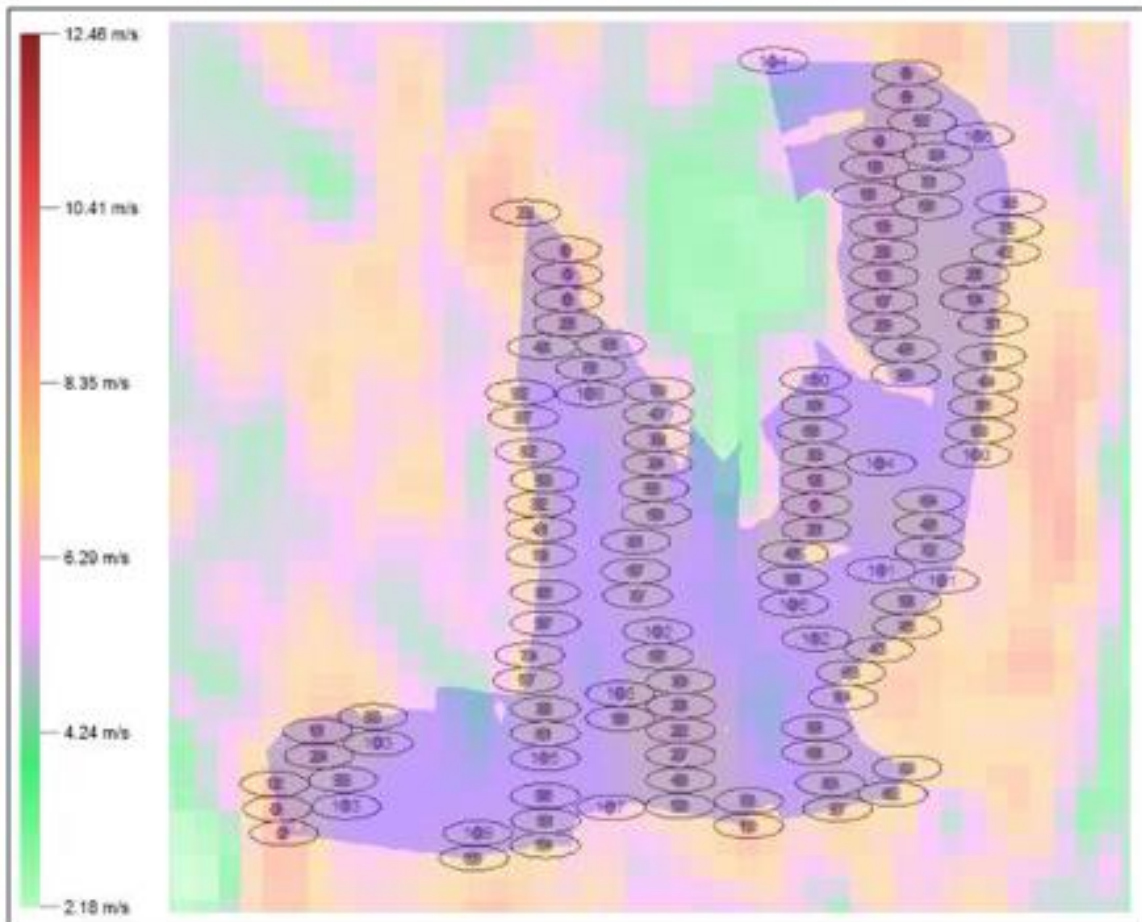
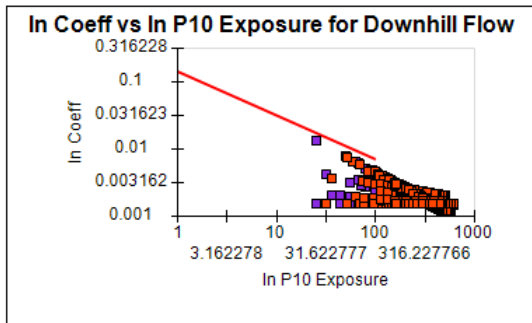


Figura 32: Layout aerogeradores (RAMOS, 2016)

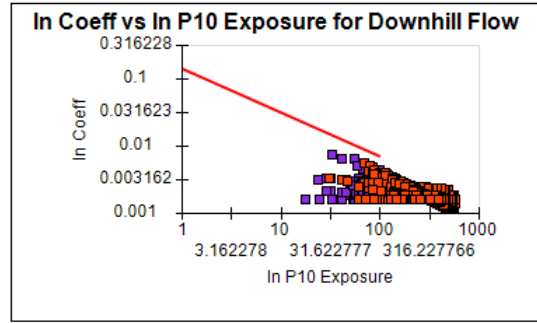
### 3.5 Análise do Modelo

Com este novo modelo achamos as três relações log-log descritas no capítulo anterior para cada um dos quatro raios de investigação, estas funções ajustadas podem ser vistas nas Figura 33, Figura 34 e Figura 35.

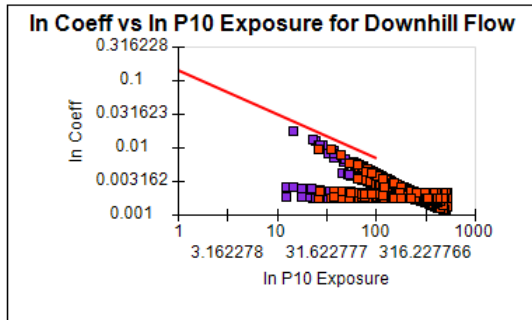
### Raio 10000



### Raio 8000



### Raio 6000



### Raio 4000

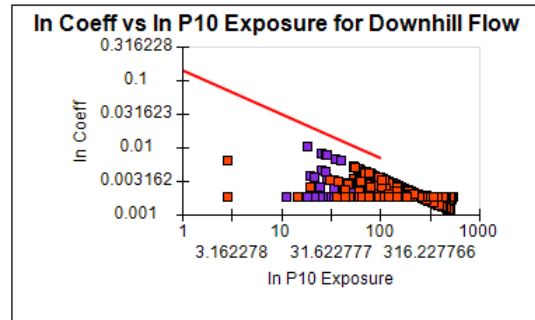
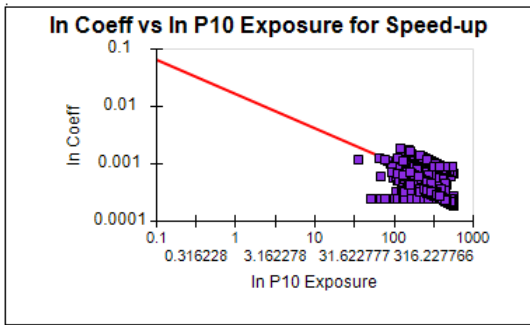
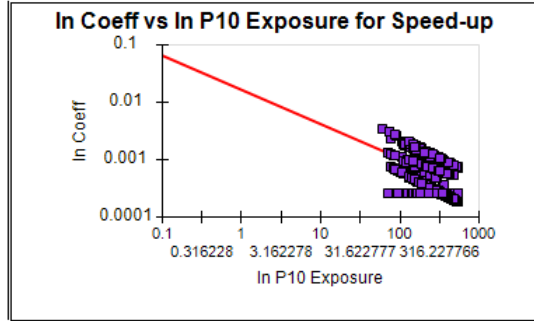


Figura 33: Relações log-log a jusante (Continuum)

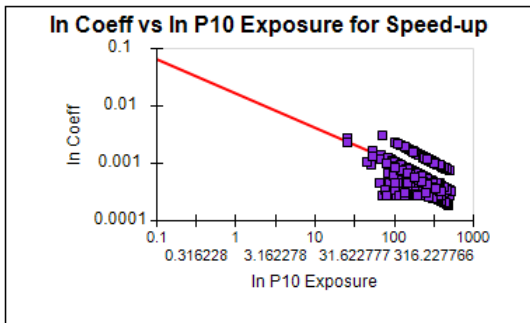
### Raio 10000



### Raio 8000



### Raio 6000



### Raio 4000

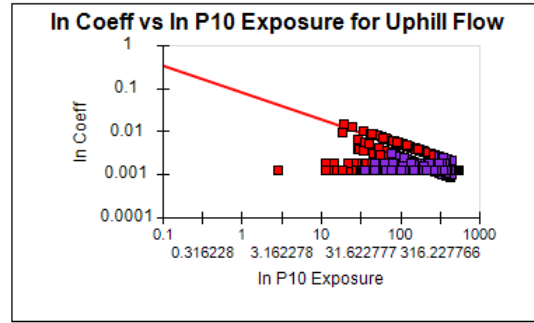
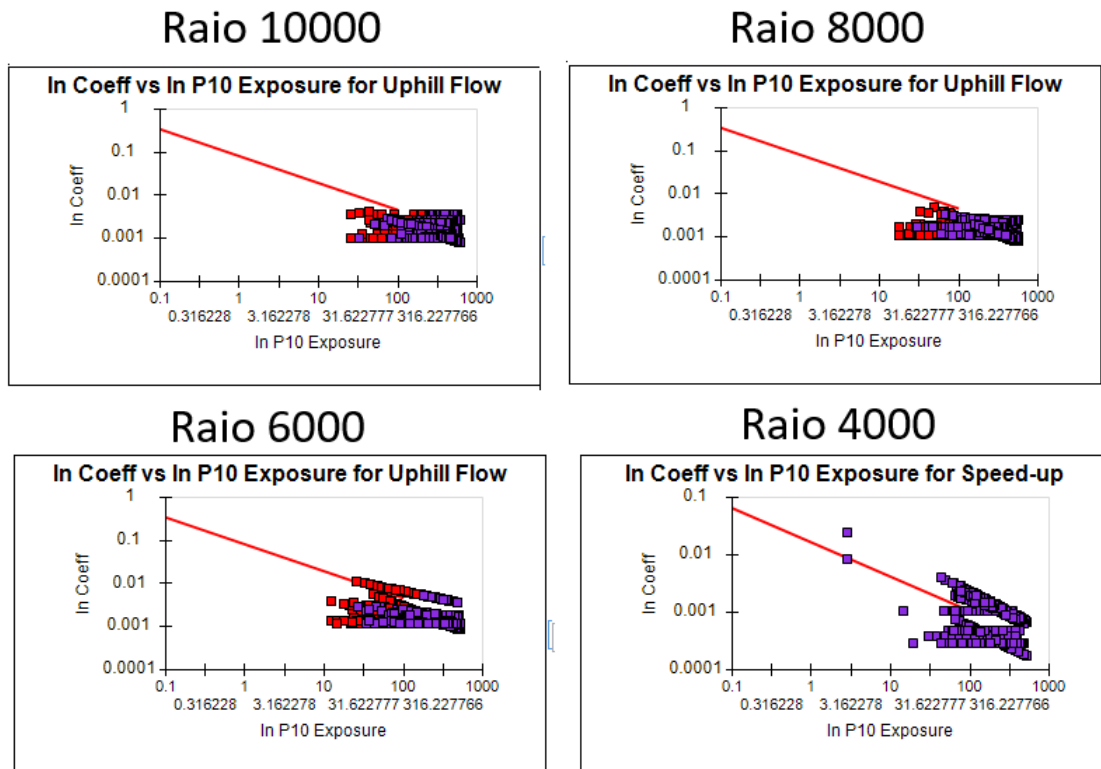


Figura 34: Relações log-log a montante não crítica (Continuum)



**Figura 35: Relações log-log a montante crítica (Continuum)**

Para garantir a validade deste modelo de previsão foi analisado o erro quadrático médio ao realizar a previsão cruzada de cada uma das estações. Para melhor avaliar o impacto de cada estação separadamente, a partir dos dados brutos, foi calculado o erro quadrático médio para cada estação agindo como preditora ou como alvo para cada um dos quatro raios de investigação utilizados, conforme apresentado na Tabela 1 e Tabela 2.

Nesta análise do modelo, observou-se que o maior erro ocorre quando a estação Trans\_B\_02 é utilizada como preditora ou como alvo, este comportamento é esperado pois esta estação se localiza fora da região de interesse e mais afastada das outras. Além disso o erro médio encontrado, para todos os raios de investigação, está dentro do esperado para estas condições e não foi identificado nenhum outro comportamento dos dados que indicasse algum problema com as estações utilizadas.



**Tabela 1: Erro quadrático médio por preditor**

Preditor	4000	6000	8000	10000	Média
Trans_A_01	4.46%	3.02%	3.48%	3.40%	3.59%
Trans_A_02	5.68%	4.44%	4.46%	4.46%	4.76%
Trans_A_03	3.10%	3.95%	4.78%	4.27%	4.03%
Trans_A_04	3.32%	3.54%	3.86%	3.83%	3.64%
Trans_A_05	4.42%	3.78%	4.77%	5.03%	4.50%
Trans_A_06	5.03%	4.88%	2.77%	3.33%	4.00%
Trans_B_02	7.56%	8.05%	8.90%	8.94%	8.36%
Média	4.996%	4.778%	5.061%	5.080%	

**Tabela 2: Erro quadrático médio por alvo**

Alvo	4000	6000	8000	10000	Média
Trans_A_01	4.37%	2.89%	3.42%	3.38%	3.51%
Trans_A_02	5.81%	4.49%	4.33%	4.39%	4.75%
Trans_A_03	3.12%	4.00%	4.84%	4.30%	4.06%
Trans_A_04	3.32%	3.52%	3.85%	3.82%	3.63%
Trans_A_05	4.47%	3.79%	5.04%	5.32%	4.65%
Trans_A_06	5.23%	4.93%	2.76%	3.31%	4.06%
Trans_B_02	7.33%	8.02%	8.82%	8.81%	8.24%
Média	4.996%	4.778%	5.061%	5.080%	

Após a validação das estações utilizadas, uma análise “Round Robin” foi realizada para avaliar melhor o comportamento do modelo. Nesta análise o software suprime os dados de algumas estações de medição e a partir dos dados das estações restantes gera um novo modelo calibrado, então utiliza esse modelo para calcular a velocidade do vento nas coordenadas das estações omitidas e compara esta velocidade estimada aos dados medidos calculando o erro associado. O número mínimo de estações a ser usada para gerar o modelo é definido pelo usuário e então o software realiza este procedimento para todas as combinações possíveis.

Esta análise resultou em um erro de 4,37% quando removida apenas uma estação de medição, de 4,56% quando removidas duas e de 4,80% quando

removidas três. Estes resultados mostram uma consistência do modelo pois o erro não cresce nem decresce consideravelmente ao aumentarmos o número de estações omitidas.

**Tabela 3: Erro médio da análise Round Robin**

Número de Estações usadas no modelo	Erro médio
6	4,37%
5	4,56%
4	4,80%

Além disso o erro encontrado na análise Round Robin é compatível com aquele encontrados na geração do modelo, o que mostra que o modelo não está excessivamente associado a uma estação específica. Como era de se esperar os maiores erros ocorriam quando se previa a estação Trans\_B\_02 devido ao fato dessa estação estar fora da região de interesse e mais afastado das outras 6 estações, porém mesmo esse erro sendo maior não inviabiliza o modelo gerado.

### **3.6 Estimativa da velocidade e produção energética nos aerogeradores**

Após o processo de redução do erro no modelo gerado, este foi utilizado para estimar a velocidade em cada um dos 96 aerogeradores do parque eólico. Como descrito na seção anterior, esta estimativa é realizada a partir de cada uma das estações, por um caminho de pontos intermediários criados pelo *software* e realizando uma média ponderada desses valores calcula-se a estimativa final.

Na Figura 36 podemos ver, em roxo, os pontos intermediários criados no caminho para prever a velocidade no aerogerador 26 partindo da estação de medição Trans\_B\_02. Nesta mesma figura os quadrados azuis representam torres de medição e os vermelhos são aerogeradores. Além disso, para cada um dos pontos desse caminho podemos ver, na Figura 37, a velocidade do vento estimada pela distância entre os pontos preditor e o alvo.

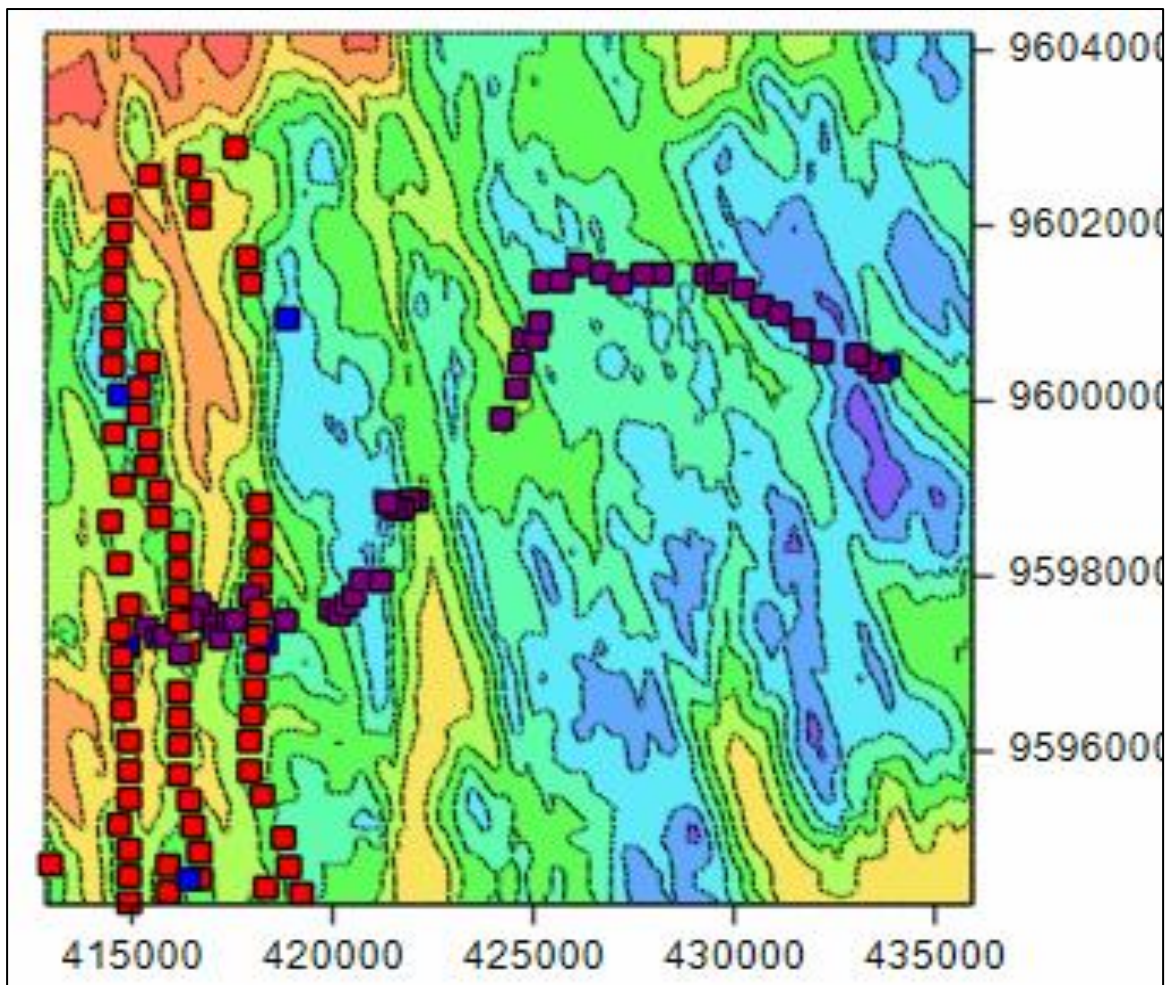


Figura 36: Pontos intermediários entre Trans\_B\_02 e Aerogador 26 (Continuum)

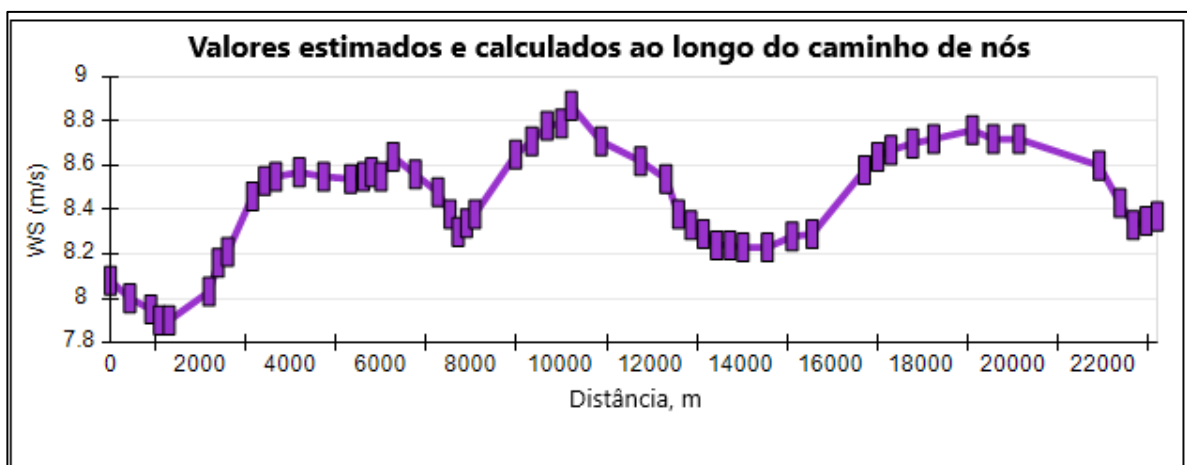
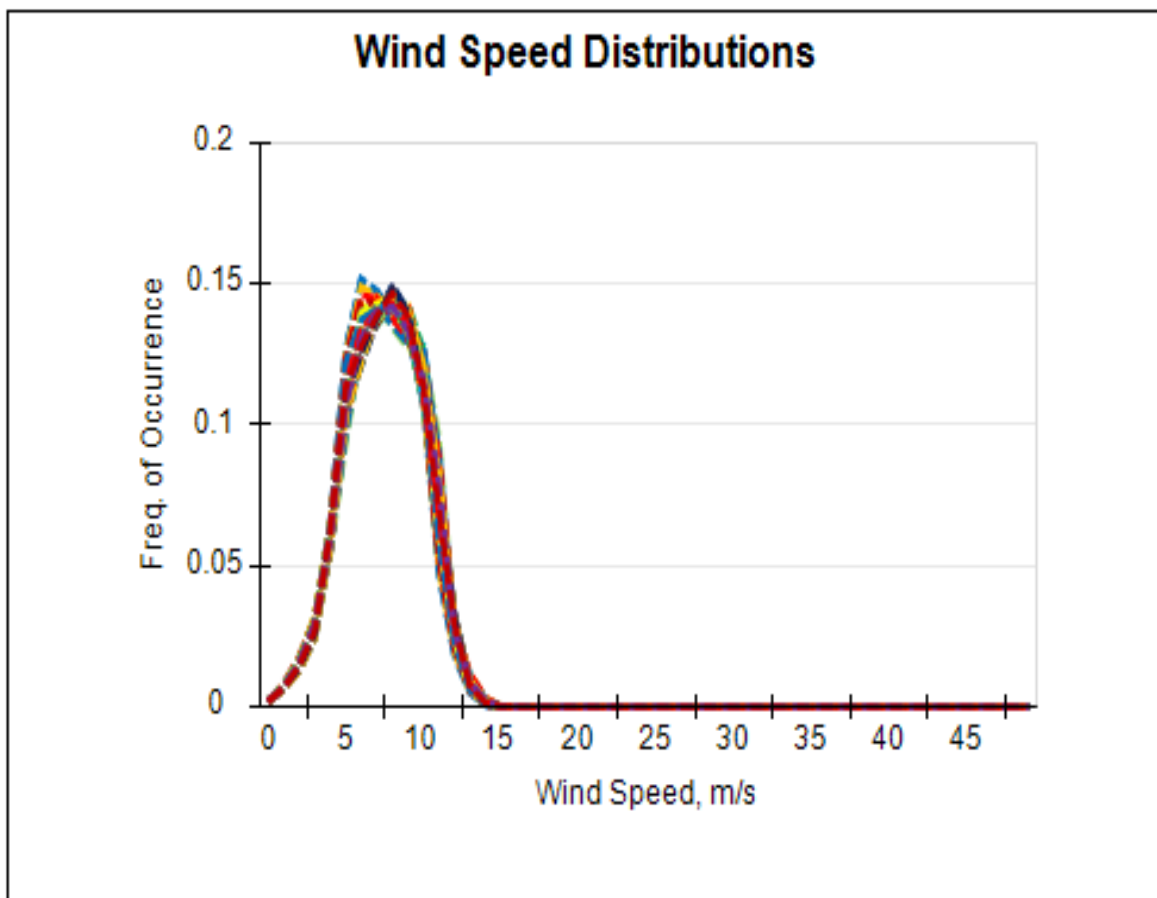


Figura 37: Velocidade do vento nos nós intermediários (Continuum)

A Figura 38, abaixo, mostra a sobreposição das curvas de distribuição de Weibull da velocidade do vento calculada nos aerogeradores.



**Figura 38: Sobreposição distribuição de Weibull dos aerogeradores (Continuum)**

A Figura 39, abaixo, mostra a sobreposição das rosas setoriais de frequência de todas as estações de medição e aerogeradores. Pode-se ver a alta direcionalidade do escoamento, característica que é típica de grande parte da região nordeste do Brasil.

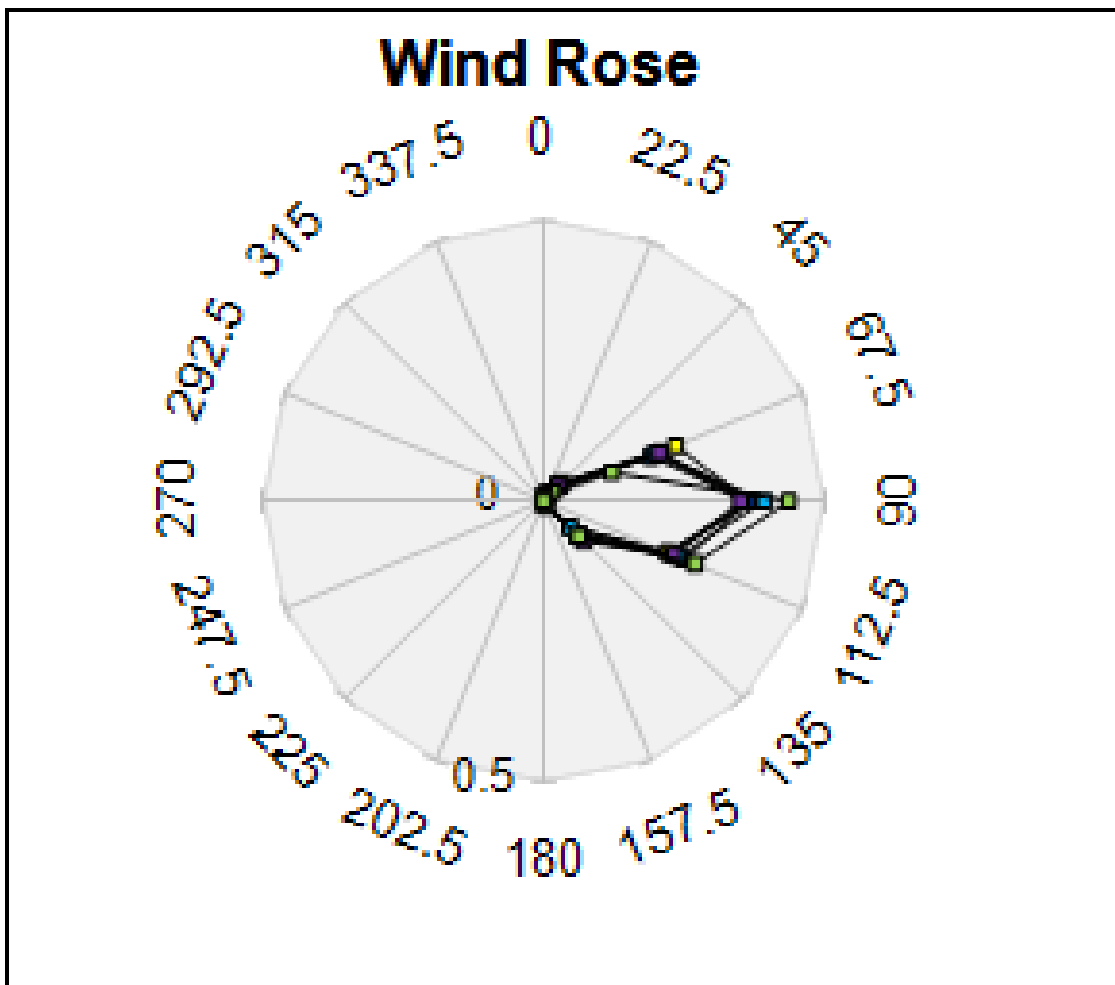


Figura 39: Sobreposição rosa dos ventos (Continuum)

Além disso com estas velocidades calculadas associadas à curva do aerogerador inserida previamente no *software* foi estimada a energia anual gerada (EAG). Na Figura 40 podemos ver que a média de velocidade nas turbinas é de 7,949 m/s e que a média da EAG por aerogerador é de 11697 MWh. Se multiplicarmos este valor médio pela quantidade de aerogeradores obtemos uma estimativa de geração de energia anual neste parque de 1.122.939 MWh em valores P50 Bruto. É importante notar que este valor não leva em conta perdas que ocorrerão no escoamento real, como por exemplo aquelas causadas pelo efeito esteira. O parque tem uma potência instalada total de 201.6 MW, logo utilizando a fórmula apresentada anteriormente, encontra-se um fator de

capacidade calculado de 63%, valor este que é acima do normal, mas como já dito, pode ser causado pelas fontes de perdas que não foram levadas em conta.

## Estatísticas das turbinas

	Velocidade do vento (m/s)	EAG (MWh)
Média =	7.949	11697
Desvio =	0.105	232
Mínimo =	7.676	11090
Máximo =	8.146	12149
Quant. =	96	

Figura 40: Estatística das turbinas (Continuum)

Outra informação importante de ser avaliada são os valores P50, P90 e P99 de velocidade do vento em cada um dos aerogeradores, esta informação pode ser vista graficamente na Figura 41. Com este gráfico pode-se avaliar quais torres possuem pior desempenho bem como qual a faixa dos valores P50, P90 e P99 para os aerogeradores.

Esses valores são importantes para a certificação do projeto eólico junto à empresa brasileira de energia (EPE) e representa quantos por cento de garantia uma estimativa de velocidade possui, por exemplo o valor de velocidade P50 significa dizer que existe 50% de probabilidade de que a velocidade do vento real no empreendimento seja igual ou maior a esse valor, o mesmo se aplica para P90 (90%) e P99 (99%). É importante ressaltar que a análise do vento P50, P90 e P99 não é diretamente relacionada

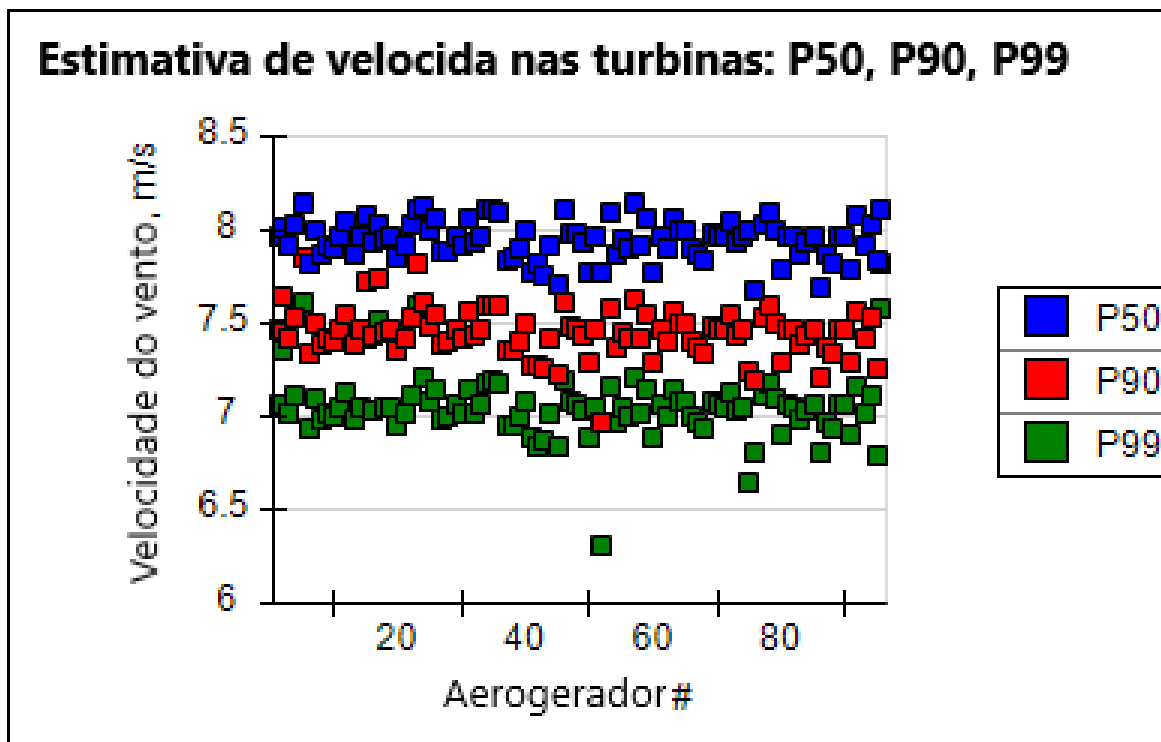


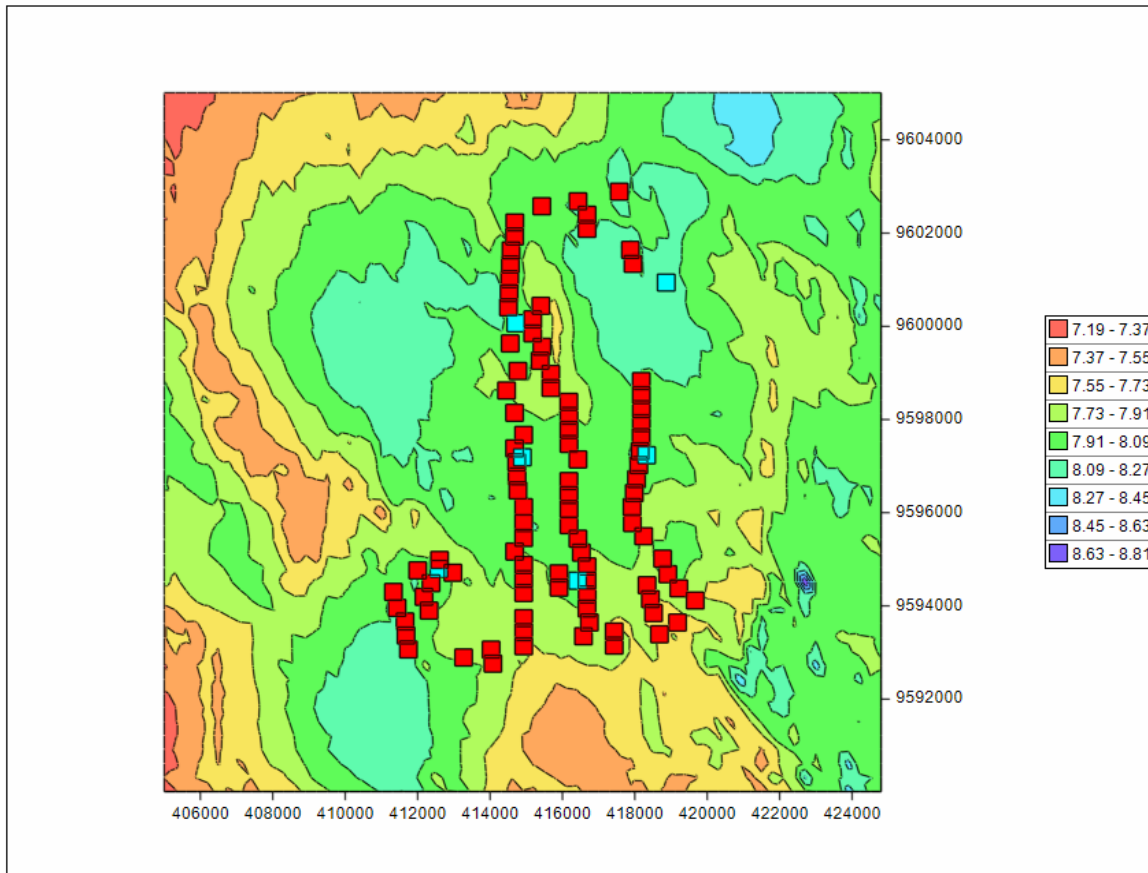
Figura 41: Valor P50, P90 e P99 de velocidade do vento nos aerogeradores (Continuum)

Também com o modelo ajustado foi possível gerar um mapa das velocidades do vento com resolução de 300 metros, entre as coordenadas 405000 a 425000 de UTMX e 9590000 a 9605000 de UTM Y, resultando em uma malha com um total de 3417 nós. A região de geração do mapa foi restringida devido às limitações computacionais existentes, mesmo com esta região menor o mapa demorou 20 horas para ser gerado.

Na Figura 42 abaixo podemos ver o mapa com os aerogeradores do parque eólico, representados pelos quadrados em vermelho, e as estações de medição da região, em azul claro, a estação Trans\_B\_02 se encontra fora dos limites do mapa. Este mapa pode ser utilizado para melhorar o *layout* dos aerogeradores e aumentar a produção energética. Neste mapa também podemos ver que a velocidade do vento na região varia de 7,193 m/s até 8,81 m/s.

Se comparada com os resultados obtidos no estudo de referência percebe-se uma grande variância entre os limites inferior e superior do mapa, porém em

vários pontos os mapas se assemelham de perfil. Este mapa pode ser exportado, entre outros, em formato WRG para uma comparação mais pormenorizada.



**Figura 42: Mapa de velocidades do vento (Continuum)**



## Estatística do mapa

Média =	7.88
Desvio =	0.213
Mínimo =	7.193
Máximo =	8.81
Número de nós =	3417

Figura 43: Estatísticas do mapa de velocidades gerado (Continuum)

#### 4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou e realizou as etapas de uma avaliação do potencial eólico, bem como soma ao conjunto dos trabalhos que tratam sobre o tema.

O aparecimento de novos *softwares* como o Continuum representa mais um indicativo do crescimento do setor eólico no mundo e estes podem ser utilizados para suprir lacunas deixadas pelos *softwares* comerciais mais utilizados hoje. Outros estudos de comparação de resultados devem ser realizados para garantir e entender o comportamento deste *software* nas diversas aplicações existentes.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C. E. A. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. [S.l.]: Ministerio de Minas e Energia, Eletrobras, CEPEL, 2001.

ANTUNES, C. *Levantamentos topograficos, apontamento de topografia*. Lisboa: Faculdade de Ciencias, Universidade de Lisboa, 1995.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, ABEEÓLICA. *Relatório Mensal Fevereiro 2018*. [S.l.]. 2018.

CASTRO, G. *Numerical Simulations of the Atmospheric Boundary Layer*. Cagliari, Italia: Facoltà di Ingegneria, Università degli Studi di Cagliari, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - RECURSOS ENERGÉTICOS. *Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 11. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas (EPE-DEE-NT-041/2018-r0)*. Brasília. 2018.

FOX, R. W. . P. P. J. . M. A. T. *INTRODUÇÃO À MECÂNICA DOS FLUIDOS*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, v. I, 2014.

INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO - LACTEC. *Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos Eólio-elétricos*. Curitiba: [s.n.], 2007.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi. 2018.

LEMELIN, D. . S. D. A. D. A. Simple approximations for wind speed-up over hills. *Journal of Wind Eng. Indust. Aerodyn.*, v. 28, 1988.

MEASURING NETWORK OF WIND ENERGY INSTITUTION. *Evaluation of site-specific wind conditions*. Measuring network of wind energy institution. [S.I.]. 2016.

MIGUEL, J. V. P. *A influencia da duração da campanha de medição anemométrica na avaliação de recursos eólicos com base na aplicação de métodos MCP*. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2016.

MIRANDA, E. E. D. Brasil em Relevô. Campinas. *Embrapa Monitoramento por Satélite*, 2005. Disponível em: <<http://www.relevobr.cnpm.embrapa.br>>. Acesso em: 4 Dezembro 2018.

PAVINATTO, E. F. *Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.

RAMOS, D. A. *Estudo do Escoamento Atmosférico de uma Região com Orografia Complexa via Análise CFD para Implementação de um Projeto Eólico*. Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

RAMOS, D. A. et al. *urther considerations on WAsP, OpenWind and WindSim comparison study: Atmospheric flow modelling over complex terrain and energy production estimate*. Brazil Windpower 2017. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2017. p. 11.

REN21. *Renewables 2018 Global Status Report*. REN21 Secretariat). Paris. 2018.

STULL, R. B. *An introduction to Boundary layer meteorology*. 1. ed. [S.I.]: Kluwer Academic Publications, 1988.

VANESSA GONÇALVES GUEDES, P. D. C. S. M. R. P. D. A. OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL. XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, Novembro 1999.

WALLS, E. Continuum Wind Flow Model: Introduction to Model Theory and Case Study Review. *Wind Engineering*, ESSEX, UK, v. 39, n. 3, 2015.

WALLS, E. *Introducing Continuum Surface Roughness Wind Flow Model: Summary of Impact on Model Accuracy at Eleven Project Sites*. Cançalia. [S.l.], p. 16. 2015.

ZANDONÁ, D. F. et al. *Avaliação da precisão altimétrica do mapeamento digital a laser em áreas de cobertura vegetal densa*. XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. Curitiba: LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. 2005. p. 757-762.