

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO ESTUDO DE ESCOAMENTO DE AR EM UM TERRENO  
COMPLEXO COM DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO E *LAYOUT* DO PARQUE EM  
PANAMBI – RS.

por

Guilherme Araujo

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, novembro de 2015

AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO ESTUDO DE ESCOAMENTO DE AR EM UM TERRENO  
COMPLEXO COM DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO E LAYOUT DO PARQUE EM  
PANAMBI – RS.

por

Guilherme Araujo

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**ENGENHEIRO MECÂNICO**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Dr. Alcy Rodolfo dos Santos Carrara  
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: **Ciências Térmicas**

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof. Letícia Jenisch Rodrigues

Prof. Bardo Ernst Joseff Bodmann

Prof. Thamy Cristina Hayashi

Porto Alegre, 17 de novembro de 2015.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Niraldo e Mara por todo apoio e incentivo dado, sempre propiciando todo o suporte e ambiente necessário para realização do trabalho;

agradeço à Pri, que me mostrou o caminho para a Engenharia;

à minha orientadora, Dr<sup>a</sup>. Adriane Prisco Petry, pelas horas disponibilizadas e conhecimento transmitido ao longo do trabalho;

à Ray, que sempre me mostrou apoio e compreensão durante esse tempo;

à UFRGS, por toda a formação ao longo do curso;

à HIDROPAN , pela disponibilização das informações climáticas;

à WEG, pela disponibilização das curvas de potência e empuxo;

à DTU Wind Energy, pelo fornecimento de licença gratuita para utilização do WAsP.

ARAUJO, G. **AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO ESTUDO DE ESCOAMENTO DE AR EM UM TERRENO COMPLEXO COM DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO E LAYOUT DO PARQUE EM PANAMBI – RS.** 2015. 24 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

## RESUMO

O presente trabalho apresenta o estudo do potencial eólico em um terreno complexo próximo a Panambi, município do estado do Rio Grande do Sul, utilizando o programa comercial *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP). Assim, é proposto um *layout* contendo quatro aerogeradores que visam à maior produção energética da área. Adicionalmente, é realizado outro estudo com o objetivo de comparar os resultados apresentados por um trabalho desenvolvido anteriormente em que é utilizada modelagem CFD, com os resultados do WAsP, de maneira a validar a metodologia empregada por este programa. Ademais, a fim de avaliar a importância do correto posicionamento dos aerogeradores, é apresentado um estudo de *micrositing* e uma comparação entre a produção energética de dois *layouts* distintos. O WAsP estima o mapa de velocidades do vento baseado na teoria de linearização das equações de Mecânica dos Fluidos a partir da determinação dos obstáculos, da topografia e da rugosidade superficial do terreno, informações obtidas com auxílio de *softwares* de imagens de satélite; bem como de medições do vento, adquiridas por uma torre de medição instalada no local. A energia anual produzida é calculada a partir das curvas de potência e empuxo do aerogerador WEG modelo AGW 110/2.1, com potência nominal de 2,1 MW. O resultado da produção energética para o primeiro *layout* é de aproximadamente 33,1 GWh, o que representa aumento de 9,7%, se comparado ao resultado do segundo *layout*. Em termos de fator de capacidade, corresponde a um acréscimo de 4,1 pontos percentuais. No estudo comparativo entre as metodologias empregadas, o WAsP estima uma produção anual de 30,18 GWh, enquanto o CFD estima 29,05 GWh, esta diferença representa 3,7% da capacidade total do parque eólico, validando a modelagem empregada pelo WAsP no terreno estudado.

**PALAVRAS-CHAVE:** WAsP, Energia Eólica, Parque Eólico, *Micrositing*.

**ARAUJO, G. COMPARATIVE EVALUATION OF THE AIR FLOW STUDY OVER A COMPLEX TERRAIN WITH DETERMINATION OF WIND POTENTIAL AND LAYOUT OF A WIND FARM AT PANAMBI – RS.** 2015. 24 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

## **ABSTRACT**

This paper presents the study of wind potential in a complex terrain near Panambi, city of the state of Rio Grande do Sul, using the commercial program Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). Thus, a layout is proposed containing four wind turbines which aim the greatest energy production in the area. In addition, another study is conducted in order to compare the results presented by a previous paper that used CFD modeling, with the results of WAsP, for the purpose of validate the methodology used by this program. Moreover, in order to assess the importance of the correct positioning of the wind turbines, a micrositing study is presented and a comparison between the energy production of two different layouts. The WAsP estimates the wind speed map based on the linearization theory of Fluid Mechanics equations from the determination of the obstacles, the topography and surface roughness of the terrain, informations obtained with the aid of satellite images; as well as wind measurements acquired by a measuring tower installed on site. The annual energy produced is calculated by the power curve and wind turbine thrust of WEG model AGW 110 / 2.1, with rated power of 2,1 MW. The result of energy production for the first layout is approximately 33,1 GWh, which represents an increase of 9,7%, compared to the result of the second layout. In terms of capacity factor, it corresponds to an increase of 4,1 percentage points. In the comparative study between the methodologies used, the WAsP estimates an annual production of 30,18 GWh, while the CFD estimated 29,05 GWh, this difference represents 3,7% of the total wind farm capacity, validating the modeling applied by WAsP in the studied terrain.

**KEYWORDS:** WAsP, Wind Energy, Wind Farm, Micrositing.

## ÍNDICE

	Pág.
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
3. FUNDAMENTAÇÃO.....	3
3.1 Potencial Eólico.....	3
3.2 Distribuição de Weibull.....	4
3.3 Camada Limite Atmosférica.....	4
3.4 Campo de Velocidade do Vento.....	4
4. METODOLOGIA.....	5
4.1 Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP).....	5
4.1.1 Modelo de Escoamento Linearizado.....	5
4.1.2 Modelo de Esteira Aerodinâmica.....	6
4.1.3 Limitações do WASP.....	7
4.2 Modelagem do Local Estudado.....	7
4.2.1 Aquisição de Dados Anemométricos.....	7
4.2.2 Orografia.....	7
4.2.3 Rugosidade do Terreno.....	8
4.2.4 Obstáculos.....	9
4.2.5 Aerogerador.....	10
4.2.6 Definição do Layout do Parque.....	10
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	11
5.1 Avaliação da Complexidade do Terreno.....	11
5.2 Produção Anual de Energia Elétrica.....	12
5.3 Comparativo Entre Diferentes Métodos de Cálculo do Potencial Energético.....	12
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	13
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	14
APÊNDICES.....	16
Apêndice I.....	16
Apêndice II.....	17
Apêndice III.....	18

# 1. INTRODUÇÃO

Com a evolução e modernização da sociedade, a energia elétrica tornou-se indispensável. Hoje, ela é imprescindível em todas as atividades comerciais, industriais e sociais, aumentando a responsabilidade na quantidade e qualidade da energia produzida. Além da necessidade do aumento da produção energética, as preocupações com os impactos ambientais e o crescente valor de combustíveis fósseis incentivaram a busca por fontes de energia renováveis.

O aumento da demanda da produção energética favorece novos investimentos em projetos de geração de energia. Entre os anos de 2015 e 2024, a projeção de aumento do consumo brasileiro é de 50,6% e a estimativa de investimentos no setor ultrapassa R\$ 268 bilhões [EPE, 2014]. Mais da metade desta projeção corresponde ao setor de fontes de energia renováveis, que inclui usinas de biomassa, pequenas centrais hidroelétricas, usinas solares e parques eólicos.

Ao final do ano de 2015, o governo brasileiro planeja ter mais de 9 GW de capacidade eólica instalada, assumindo o nono lugar no *ranking* de países com maior potencial instalado [Global Wind Energy Council, 2015]. Para 2023, o prognóstico é de mais de 22GW [EPE, 2014]. A ampliação da participação da energia eólica no cenário brasileiro deu origem a muitos empreendimentos, que requerem uma boa determinação do potencial energético da área pretendida para instalação. Existem inúmeros fatores que auxiliam na redução dos custos de implementação de um parque eólico, alguns deles na fase de anteprojeto. Dois dos mais importantes fatores desta fase são: a definição do local e layout do parque [Walford, 2006].

Com o aumento do número de projetos eólicos, tornou-se comum a utilização de programas computacionais que auxiliam e facilitam a solução do cálculo da geração energética. Dentre esses programas, encontra-se o *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*, desenvolvido pelo *Risø DTU National Laboratory*, e é um dos mais renomados softwares que utilizam o modelo de escoamento linearizado [Stangroom, 2004] para a avaliação do potencial eólico.

A partir do cenário acima descrito, este trabalho tem como objetivo a determinação do potencial eólico de um terreno complexo situado ao norte do estado do Rio Grande do Sul, próximo à cidade de Panambi, com a utilização do WAsP. Para isso, são levantadas informações sobre a topografia e dados anemométricos, além da influência da rugosidade do terreno e posicionamento dos aerogeradores.

O presente estudo é pioneiro na utilização do WAsP para o terreno analisado. Assim, é desenvolvida uma comparação entre diferentes métodos de previsão do potencial eólico que, em trabalho anterior realizado por Roca (2015), foi estimado empregando a Dinâmica dos Fluidos Computacional. Essa comparação possibilita a análise e validação do modelo proposto. Para isso são designados dois layouts distintos compostos de quatro aerogeradores cada: um que coincidissem com o utilizado no trabalho anterior (Roca, 2015) e outro que visasse a maior produção energética. O estudo apresentado do posicionamento dos aerogeradores para aumento da geração anual de energia é chamada de *micrositing*.

Os dados meteorológicos de vento são obtidos por uma torre instalada no local, financiada pela empresa HIDROPAN como parte de um projeto em parceria com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul e com a ANEEL, nomeado "Desenvolvimento de Metodologia de Avaliação do Potencial Eólico para Terrenos Complexos Visando Geração Distribuída". As informações sobre orografia e rugosidades do terreno são obtidas com auxílio de *softwares* de imagens de satélite e de dados topográficos.

O aerogerador proposto para estudo é o modelo AGW 110/2.1 da WEG com potência nominal de 2,1 MW. Os cálculos são realizados a partir das informações de curva de empuxo e curva de potência fornecidas pelo fabricante.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia do vento vem sendo utilizada há pelo menos 3000 anos quando eram utilizados moinhos para moagem de grãos e bombeamento de água nas civilizações antigas [Gasch e Twele, 2011]. As grandes navegações ocorridas nos séculos XV e XVI tiveram como grande diferencial a substituição dos remos por velas, o que permitiu a viagem de grandes distâncias.

No século XIX a energia disponível no vento passa a ser vista como uma fonte de energia elétrica e estudos na área têm sido desenvolvidos há cerca de 150 anos [Herbert, Inyan e Rajapadian, 2007]. Segundo a Universidade de Strathclyde em Glasgow, Irlanda; James Blyth, em 1887, concebeu o primeiro aerogerador abrindo uma nova era de concepções e evoluções no setor.

A utilização de turbinas eólicas como fonte de energia caiu em desuso na primeira metade do século XX, principalmente pelo crescimento da extração de combustíveis fósseis que tornou os poucos aerogeradores existentes na época obsoletos [Musgrove, 1987]. Nesta época, as turbinas eram utilizadas, em grande parte, para carregar baterias de casas distantes e, o crescimento da disponibilidade das redes elétricas, provocou redução na procura por esse tipo de fonte energética [Burton e Jenkins, 2011].

Em 1941, Smith e Putnam desenvolveram uma notável turbina de 1250 kW com diâmetro de 53 metros. Apesar de ter falhado em 1945, ocupou o lugar de maior aerogerador construído por cerca de 40 anos [Putnam, 1948]. Alguns anos depois foram criadas novas turbinas em diferentes países tais como: Reino Unido, na década de 50; Dinamarca, em 1956; Alemanha, nas décadas de 50 e 60 e França, em 1963 [Burton e Jenkins, 2011].

Com o aumento substancial do preço dos combustíveis fósseis na década de 70, os governos dos Estados Unidos, Reino Unido, Alemanha e Suécia estimularam financeiramente novas pesquisas no setor eólico, dando início ao estudo mais aprofundado que culminou nas tecnologias empregadas hoje [Burton e Jenkins, 2011].

Em 1991, o primeiro parque em alto mar (*offshore*) foi construído em Vindeby, composto de onze turbinas de 450 kW situadas a 3 km da costa. Posteriormente destaca-se Horns Rev, em 2002, com potência instalada de 160 MW e distante 20 km da costa da Dinamarca. Esse parque foi o primeiro parque *offshore* que possuía a subestação em alto mar [Burton e Jenkins, 2011].

O crescimento da tecnologia no setor eólico passa, desde a evolução aerodinâmica e estrutural até avaliações do local de instalação do parque. Essa fase de avaliação, chamada de anteprojeto, é essencial para garantir a viabilidade econômica do empreendimento. Como não é viável a instalação de medidores de velocidade do vento em todos os locais em que se deseja instalar os aerogeradores, uma alternativa é a utilização de métodos numéricos para estimar as condições climatológicas da área pretendida.

Em 1975, Jackson e Hunt propuseram a utilização de um modelo de escoamento linearizado. Este modelo foi utilizado pelo *Risø DTU National Laboratory* para criação do *Wind Atlas Analysis and Application Program* em 1987 que hoje tem sido validado por inúmeras comparações entre resultados obtidos e medições reais [Miljødata, 2002].

Em 2013, Sveinbjornsson realizou comparações entre valores reais de produção energética em um parque eólico com 150 aerogeradores e valores estimados com WAsP obtendo resultados satisfatórios para o modelo em estudo [Sveinbjornsson, 2013]. No ano seguinte, Búrigo desenvolveu em seu trabalho uma análise comparativa entre o WAsP e outros *softwares* comerciais, concluindo que, apesar da simplicidade do modelo linearizado, o WAsP não difere consideravelmente de outras metodologias mais complexas [Búrigo, 2014].

Com intuito de aumentar a produção eólica do Rio Grande do Sul, a empresa HIDROPAN firmou parceria com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para desenvolvimento de um projeto de implementação de parque eólico em Panambi, que se encontra ainda em fase de projeto, onde foi instalado uma torre de medição em 2013.



### 3. FUNDAMENTAÇÃO

O embasamento teórico e o equacionamento apresentado neste capítulo têm como objetivo explicar e fundamentar física e matematicamente o problema estudado.

#### 3.1 Potencial Eólico

A produção de energia através de turbinas eólicas é resultado da transformação da energia cinética do vento em energia rotacional do eixo da turbina e, posteriormente, energia elétrica por um gerador. Para um escoamento de ar incompressível, a potência disponível é dada pela Equação 3.1,

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A U^3 \quad (3.1)$$

em que  $A$  corresponde a área do rotor da turbina, em  $m^2$ ,  $U$  a velocidade do vento em  $m/s$  e  $\rho_{ar}$  a massa específica do ar local em  $kg/m^3$ , que pode ser determinada pela altura ( $z$ ) em metros e temperatura ( $T$ ) em Celsius com a Equação 3.2.

$$\rho_{ar} = \frac{352,98 \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (3.2)$$

O coeficiente de potência ( $C_p$ ) é um parâmetro corresponde à fração de energia retirada do escoamento pela turbina. Portanto, a potência extraída pelas pás e transmitida ao rotor é calculada pela Equação 3.3.

$$P_{ROT} = \frac{1}{2} C_p \rho_{ar} A U^3 \quad (3.3)$$

Em 1920, o físico alemão Albert Betz comprovou que nenhuma turbina eólica de eixo horizontal é capaz de extrair mais de 59,3% da potência disponível em um escoamento unidirecional e uniforme, calculada pela Equação 4.1. Este valor ficou conhecido como limite de Betz [Gasch e Twele, 2011; Okulov e van Kuik, 2012].

A energia total produzida pelo parque é utilizada para a análise de viabilidade econômica e, em geral, é avaliada durante o intervalo de um ano e comumente chamada de AEP (do inglês, *annual energy production*). Calculada pela Equação 3.4, a AEP corresponde à soma da energia produzida por cada aerogerador durante um ano.

$$AEP = \int_0^t \frac{1}{2} C_p \rho_{ar} A U^3 . dt \quad (3.4)$$

Nota-se na Equação 3.4 que a velocidade do vento, o coeficiente de potência e a densidade do ar são variáveis ao longo do tempo e dependem diretamente das condições climáticas do local, dificultando a determinação analítica para a AEP. Em virtude disso, é comum a instalação de torres meteorológicas para aquisição discreta das informações climáticas, o que possibilita estimar a AEP baseado na frequência de ocorrência das condições medidas.

### 3.2 Distribuição Weibull

As características climáticas são variáveis ao longo do tempo, dificultando a determinação de um valor médio para a velocidade do vento. Estudos estatísticos da velocidade demonstraram que a função de Weibull dada pela Equação 3.5 fornece boa aproximação do espectro de frequência dos dados observados. Esta distribuição é amplamente utilizada e é a partir dela que o *software* WAsP realiza o cálculo de potencial eólico,

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

em que  $U$  é a velocidade do vento em m/s,  $c$  é fator de escala também em m/s e  $k$  é o fator de forma adimensional. O fator de escala está relacionado com a velocidade média das medições e o fator de forma relaciona a variância das velocidades em torno da velocidade média [Villar Alé e Pereira, 2002].

### 3.3 Camada Limite Atmosférica

A conceito de camada limite foi introduzida inicialmente por Ludwig Prandtl em 1904 [Fox and McDonald, 2010]. Ela descreve a região em que há interferência de uma fronteira sólida em um escoamento livre causando desaceleração do fluido devido ao atrito com a superfície. Segundo Prandtl, apenas na região da camada limite os efeitos da viscosidade são importantes, na região fora da camada limite o efeito da viscosidade é desprezível, podendo ser tratado como não viscoso [Fox and McDonald, 2010].

A camada limite atmosférica (CLA) para terrenos planos tem um comportamento similar, com perfis de velocidade logarítmico. Apesar da velocidade do vento, na CLA, o número de Reynolds é tão alto que se desconfia que o escoamento seja completamente turbulento [Loredo-Souza *et al.*, 2004].

O perfil de velocidades do vento na CLA pode ser modelado pela lei logarítmica. Este modelo apresenta boas aproximações na camada próxima ao solo, porém diverge em regiões superiores à CLA [Búrigo, 2014] e é dado pela Equação 3.6,

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3.6)$$

em que  $u(z)$  corresponde à velocidade do vento em m/s na altura  $z$ ,  $k$  representa a constante de Von Kàrmàn cujo valor é de 0,4 [Schlichting, 1978]. A velocidade de atrito  $u_*$  e a rugosidade  $z_0$  são valores dependentes das características do vento e da rugosidade do terreno [Troen e Lundtang, 1990].

### 3.4 Campo de Velocidade do Vento

A determinação da velocidade em diferentes pontos de interesse sem a instalação de medidores locais implica a utilização de equações de mecânica dos fluidos. Dentre estas, destacam-se as equações de Navier-Stokes e de continuidade para as três coordenadas do espaço,  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , como mostram as Equações 3.7 e 3.8, respectivamente.

$$\frac{\partial \rho u_i}{\partial t} + \frac{\partial \rho u_i u_j}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \mu \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_j)}{\partial x_j} = 0 \quad (3.8)$$

A resolução analítica só é possível em caso triviais com auxílio de simplificações. Essas simplificações também são aplicadas em resoluções numéricas e, apesar de afastarem o problema da sua realidade física [Maliska, 2000], reduzem consideravelmente o tempo de processamento.

Para análise do escoamento turbulento, em 1894, Reynolds propôs a decomposição da velocidade em uma soma de um valor médio ( $\bar{U}$ ) e um valor transiente ( $u'$ ), como mostra a Equação 3.9.

$$u(t) = \bar{U} + u' \quad (3.9)$$

Essa proposição permitiu a solução das equações 3.7 e 3.8 com médias de Reynolds, porém deu origem a novas incógnitas que dificultam a solução do problema. Isto é conhecido como o problema de fechamento de turbulência e é identificado pelo tensor de Reynolds  $\overline{u'_i u'_j}$ . Para resolução, deve-se utilizar um modelo matemático que possibilite a resolução das equações [Roca, 2015].

## 4. METODOLOGIA

### 4.1 *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*

#### 4.1.1 Modelo de Escoamento Linearizado

O WAsP utiliza o modelo numérico de escoamento linearizado baseado na teoria de Jackson-Hunt [Troen, 1990]. Essa teoria foi desenvolvida em 1975 com o estudo de escoamento de vento sobre terrenos complexos e propõe a divisão da camada limite atmosférica em duas regiões: camada inferior, próxima ao solo, onde os efeitos da viscosidade são relevantes, e outra mais afastada que pode ser considerada invíscida [Jackson and Hunt, 1975]. Para resolução do problema na camada inferior, geralmente a de interesse, os termos de segunda ordem das Equações de Navier-Stokes são desconsiderados, assim, não há dependência de nenhum modelo para fechamento das equações, apenas é definido uma relação entre o perfil de velocidades e as tensões cisalhantes causadas pelo atrito com o solo [Jackson and Hunt, 1975].

O *software* resolve a equação linearizada de Navier-Stokes utilizando uma expansão de Bessel chamada *Bessel expansion on a zooming grid* (BZ) que utiliza a teoria de Jackson e Hunt [Zhang, 2015]. Essa expansão produz uma malha radial sobre os pontos de interesse e integra o modelo de rugosidade superficial. Assim, simula o perfil de velocidades na camada limite inferior considerando tensões cisalhantes, advecção linear, gradientes de pressão e camada limite com espessura de aproximadamente 1 km [Zhang, 2015].

Utilizando dados discretos de entrada de velocidade e direção do vento, geralmente coletados por um anemômetro instalado no local, o WAsP gera um mapa estatístico com a distribuição das frequências de velocidade com curvas de Weibull divididos em setores de 30°, compondo uma rosa dos ventos, como mostra a Figura 4.1. Com este mapa e o posicionamento do anemômetro, o *software* estima os impactos da rugosidade, da orografia e dos obstáculos do terreno, previamente informados, sobre os dados coletados. Ao retirar estes efeitos, gera um atlas de vento geostrófico local livre das intervenções destes fatores [Sveinbjornsson, 2013]. Esse atlas é aplicado em todos os pontos de interesse e, após isso,

são repostos os efeitos do terreno em cada ponto, gerando novos dados de velocidade para a área. O processo pode ser simplificado por:

*Medições → Mapa estatístico → Retirada dos efeitos do terreno sobre o mapa estatístico → Vento geostrófico  
Vento geostrófico → Aplicação dos efeitos do terreno para cada ponto → Mapa eólico do local*

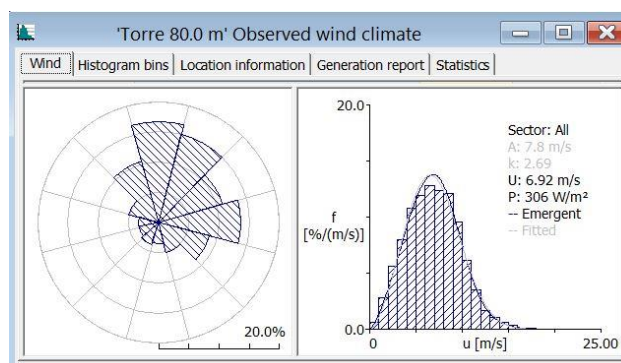


Figura 4.1 – Distribuição de Weibull e rosa dos ventos obtidos com WASP

#### 4.1.2 Modelo de Esteira Aerodinâmica

A extração de energia por uma turbina eólica provoca uma redução na velocidade do vento e aumenta o nível de turbulência. Assim, um aerogerador subsequente que receba o vento perturbado tende a extrair menos energia. Esse efeito é chamado de esteira aerodinâmica e pode ter grande impacto na produção total do parque eólico.

O WASP utiliza o modelo de Park para estimar os efeitos da esteira aerodinâmica sobre a produção total de energia. Esse modelo assume algumas simplificações, considerando aumento linear das esteiras conforme se afasta da turbina e omite algumas características da interação do escoamento com o terreno próximo ao aerogerador [WASP, 2015] [Rathmann, Barthelmie, & Frandsen, 2006]. O modelo de Park considera a perda de velocidade do vento após o rotor com base na curva de empuxo ( $C_t$ ) da turbina e na constante de decaimento determinada empiricamente [Truepower, 2010]. Quando há simultaneamente mais de uma esteira agindo sobre um aerogerador os efeitos são sobrepostos [Sveinbjornsson, 2013].

A queda de velocidade ocasionada pela esteira de vórtices é calculada pela Equação 4.1,

$$\delta U = U_0 (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left( \frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}} \right)^2 \frac{A_{overlap}}{A_1^{(R)}} \quad (4.1)$$

em que  $\delta U$  corresponde à queda de velocidade por efeito de esteira e  $U_0$  e  $D_0$  são a velocidade livre do escoamento em m/s e o diâmetro, em metros, da turbina que recebe o escoamento não perturbado.  $A_{overlap}$ ,  $A_1^{(R)}$  e  $X_{01}$  correspondem a área sobreposta das turbinas, área da turbina afetada e distância entre as turbinas, respectivamente. A curva de empuxo é dada por  $C_t$  e  $k$  corresponde à constante de decaimento que pode assumir valores próximos a 0,075 [Barthelmie, 2005] e pode ser obtida da Equação 4.2,

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (4.2)$$

onde  $h$  corresponde à altura da nacela e  $z_0$  a rugosidade da superfície. A Figura 4.2 demonstra um exemplo de como o WASP interpreta estes valores.

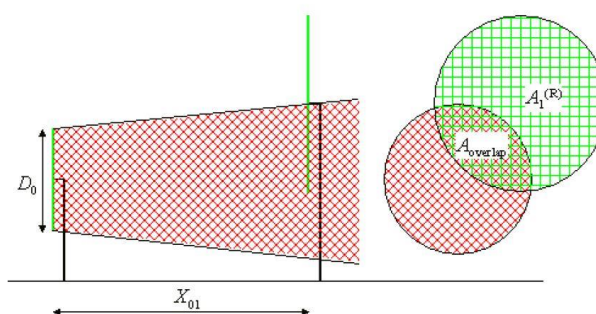


Figura 4.2 – Exemplo de como WASP estima a esteira aerodinâmica

#### 4.1.3 Limitações do WASP

As simplificações dos modelos numéricos utilizados pelo WASP podem acarretar erros que divergem muito da realidade quando aplicados sob condições não recomendadas [Bowen e Mortensen, 2004]. Com condições atmosféricas normais e terrenos suaves, o WASP tende a obter resultados satisfatórios.

O modelo de escoamento linearizado, ao desconsiderar os termos de segunda ordem, não gera bons resultados em recirculações que podem ocorrer devido ao descolamento do escoamento de ar com o solo. Este descolamento ocorre principalmente devido à grande inclinação da topografia do terreno. Em menor escala, condições atmosféricas muito complexas também podem afastar os resultados da realidade.

### 4.2 Modelagem do Local Estudado

#### 4.2.1 Aquisição de Dados Anemométricos

A medição dos dados foi realizada por uma torre de medição instalada pela empresa HIDROPAN no local de interesse desde agosto de 2013. Situada por volta de 550 metros acima do nível do mar, a torre compreende quatro anemômetros instalados em três alturas diferentes: 60, 80, 100 metros; dois medidores de direção do vento a 78 e 98 metros de altura e um medidor de temperatura a 95.

As aquisições dos dados são realizadas a cada 10 minutos e diretamente transmitidos para o site "Ammonit Measurement GmbH" [Ammonit, 2015] gerando dados estatísticos, gráficos e histogramas. O período de estudo corresponde a 21 meses, o mesmo utilizado por trabalhos anteriores com intuito de realizar uma análise comparativa entre as diferentes metodologias de cálculo do potencial energético.

#### 4.2.2 Orografia

A área de interesse está situada entre as cidades de Panambi, Palmeira das Missões e Nova Ramada. O terreno estudado compreende uma área quadrada de 8X8 km<sup>2</sup> tendo como ponto central o posicionamento da torre de medição como mostra a Figura 4.3. Com a definição da área de estudo, foi gerado um mapa de curvas de nível a cada cinco metros com o auxílio do programa *Global Mapper*. Esses dados foram importados para o WASP, obtendo a orografia do terreno que apresenta uma variação de 135 metros do ponto mais baixo ao mais alto. O terreno foi discretizado no WASP em uma malha com resolução de, aproximadamente, 400 m<sup>2</sup>, totalizando 166464 elementos.



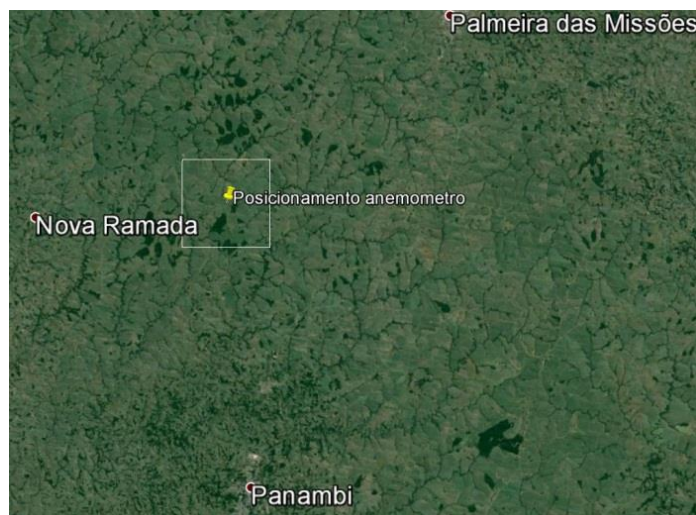


Figura 4.3 – Localização geográfica do terreno estudado, adaptado do Google Earth

Um das características mais importantes do terreno é a sua complexidade que afeta diretamente o escoamento do vento. Assim, a orografia do solo é decisiva para a confiabilidade dos resultados obtidos. Tendo em vista esta importante influência, Bowen e Mortensen criaram, em 1996, um índice que caracteriza a complexidade orográfica. Esse índice é chamado de *ruggedness index* (RIX) e avalia a fração percentual da área que ultrapassa a inclinação crítica. Um terreno suave, quase plano, terá, portanto, um RIX de 0%, já um terreno complexo terá valores acima de 30%, isto significa que aproximadamente 1/3 das inclinações ultrapassam a inclinação crítica e valores altos de RIX tendem a erros maiores [WAsP, 2015].

Originado a partir do RIX, o  $\Delta RIX$  é definido como a diferença percentual entre os RIX do anemômetro onde é realizado as medições de vento e o da turbina, onde se deseja estimar os valores do vento. Segundo WAsP, para se obter uma previsão confiável no local desejado é necessário que, além de RIX global baixo, a diferença de RIX entre os dois locais seja a menor possível. O WAsP identifica três casos possíveis:

- Anemômetro e turbina com RIX aproximadamente iguais: pode apresentar erros significantes, porém em ambos os locais. Neste caso, os erros tendem a se anular, gerando uma previsão confiável.
- Anemômetro com RIX maior que a turbina: os erros são significantes e de diferente magnitude em cada ponto. Neste caso, os erros não se anulam e os resultados subestimam significativamente a velocidade do vento.
- Anemômetro com RIX menor que a turbina: os erros são significantes e de diferente magnitude em cada ponto. Neste caso, os erros não se anulam e os resultados superestimam significativamente a velocidade do vento.

#### 4.2.3 Rugosidade do Terreno

A determinação das rugosidades ( $z_0$ ) sobre o mapa foi feita com ajuda de imagens de satélite obtidas com o *software Google Earth*. Ao sobrepor as imagens obtidas e o mapa com curvas de nível diretamente no WAsP foram definidas as diferentes rugosidades presentes no terreno. A Figura 4.4 mostra as linhas de contorno de nível (vermelho) e linhas de rugosidade (preto).

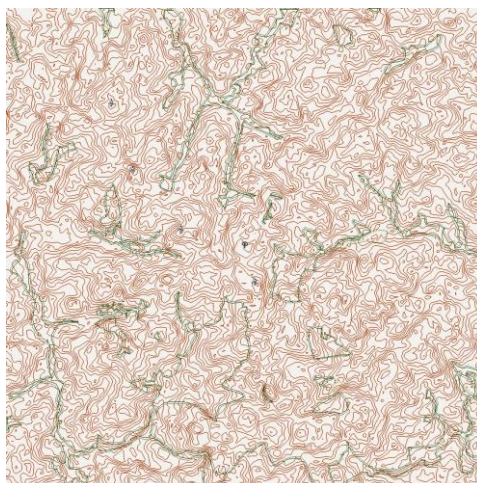


Figura 4.4 – Resultado da modelagem do terreno evidenciando curvas de nível e de rugosidade

Da Tabela 4.1 é possível obter o valor da rugosidade para diferentes características da superfície do terreno. A área estudada consiste basicamente em plantações de soja, pequenas regiões arborizadas e alguns lagos, assim foram utilizados valores de rugosidade de 0.3, 0.8 e 0.0002, respectivamente.

Tabela 4.1 – Superfície do terreno e rugosidade aerodinâmica ( $z_0$ ), adaptado do [WASP, 2015]

	Características da superfície do terreno	$z_0$ Físico [m]
	Florestas altamente densas	>1.00
	Cidades	1.00
	Florestas	0.80
	Área residencial	0.50
	Plantações ( <i>Shelterbelts</i> )	0.30
	Grande quantidade de árvores baixas e/ou arbustos	0.20
	Fazenda com aparência fechada	0.10
	Fazenda com aparência aberta	0.05
	Fazenda com muito poucos prédios/árvores	0.03
	Áreas de aeroporto com prédios e árvores	0.02
	Área de pista do aeroporto	0.01
	Gramma Cortada	0.008
	Solo sem vegetação	0.005
	Superfícies com neve	0.001
	Superfícies com areia	0.0003
	Lagos	0.0002
Mar Aberto	0.0001	

#### 4.2.4 Obstáculos

Os obstáculos provocam alterações na distribuição das velocidades na camada limite atmosférica e por isso devem ser corretamente determinados para que não acarretem em erros consideráveis nas previsões. Dentre os obstáculos, destacam-se as construções como casas, edifícios entre outros.

Para o terreno estudado, foram utilizadas imagens de satélite obtidas pelo *Google Earth* visando detectar os possíveis obstáculos presentes na área estudada. Foram identificados algumas casas, pequenos estabelecimentos e, com maior impacto ao escoamento do vento, silos de armazenagem de soja.

A modelagem dos obstáculos é realizada diretamente no WASP. Tendo como ponto central a torre de medição, é necessário informar os ângulos de posicionamento e o raio. Dados esses valores, deve se informar o comprimento que é obtido diretamente pelo *Google Earth* e a altura, também estimada por esse software. Como último parâmetro, o WASP solicita

a porosidade dos obstáculos que, por serem construções sólidas, foi atribuído valor zero. O Apêndice I mostra o mapa e os valores considerados para a determinação dos obstáculos no WAsP.

#### 4.2.5 Aerogerador

O aerogerador escolhido para estudo foi o modelo AGW 110/2.1 da WEG com potência nominal de 2,1MW. O diâmetro do rotor do equipamento é de 110 metros e a altura escolhida do cubo foi de 80 m. O controle da potência é feito com comando ativo do ângulo de passo independente em cada pá, ativado por um acionamento elétrico e o sistema de direcionamento da nacelle é acionado através de motorreductores e freios hidráulicos [WEG, 2014].

A curva de potência e a curva do coeficiente de empuxo ( $C_t$ ), necessários para o cálculo da produção energética e esteira aerodinâmica, foram fornecidos pelo fabricante e importados para o WAsP. A curva apresentada na Figura 4.5 descreve a curva de potência do aerogerador da WEG para o valor de densidade do ar de  $1,126 \text{ kg/m}^3$ , considerado a partir das médias das densidades diárias do período analisado.

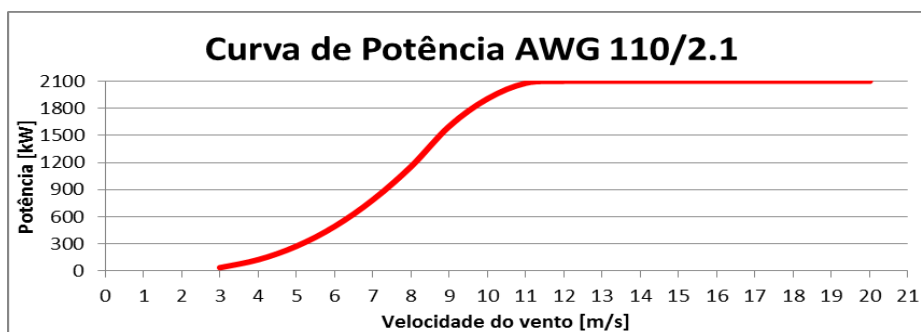


Figura 4.5 – Curva de potência do aerogerador AGW110/2.1, adaptado do catalogo da WEG

Pode-se observar que o equipamento entra em operação a partir de 3 m/s, tem velocidade de saída (*cut-out*) de 20 m/s e a potência máxima da turbina de 2,1 MW é alcançada por volta dos 11 m/s. A velocidade de *cut-out* corresponde a máxima velocidade aceita pelo aerogerador, pois velocidades acima deste limite poderiam danificar o equipamento.

#### 4.2.6 Definição do *Layout* do Parque

O posicionamento dos aerogeradores influencia diretamente a produção energética do parque. Assim a correta escolha do layout passa por análises do mapa de produção de energia anual (do inglês, AEP) que o WAsP produz, baseado nas informações fornecidas, devendo sempre optar por maiores valores de AEP.

O mapa de produção energética é construído a partir das informações de orografia, de rugosidade, dos obstáculos, do aerogerador e dos dados anemométricos inseridos no WAsP. Ele gera, portanto, um mapa livre de intervenções das turbinas, em outras palavras, não considera as perdas por esteira aerodinâmica. Ao escolher o posicionamento deve-se considerar a direção preferencial do vento para que esse efeito seja o mais reduzido possível. A influência da esteira aerodinâmica é calculada após definidos os locais dos aerogeradores.

Para o espaçamento entre as turbinas, foi atendido a recomendação de Amarante, Brower e Zack, que sugere uma distância mínima de cinco vezes o valor do diâmetro, quando as turbinas estiverem dispostas perpendicularmente à direção de maior incidência de vento. Para o terreno em estudo, a rosa dos ventos mostrada pela Figura 4.1 identifica as frequências da direção do vento, considerado para a definição do posicionamento dos aerogeradores.

Foram propostos dois layouts diferentes: um que pudesse atingir, segundo o presente estudo, a maior geração de energia elétrica possível e outro que segue o mesmo



posicionamento utilizado por Roca (2015) a fim de fazer um estudo comparativo entre o WASP e outros *softwares* numéricos de mecânica dos fluidos. A Tabela 4.2 informa o posicionamento geográfico das turbinas para o layout de maior produção energética e a Tabela 4.3 o posicionamento para o *layout* comparativo, as coordenadas foram alteradas a fim de resguardar o sigilo das informações, porém foi mantida a distância e a proporção entre as mesmas.

Tabela 4.2 – Posicionamento dos aerogeradores conforme *layout* de maior produção energética

Ponto	Altitude [m]	Latitude	Longitude
Torre	565	29° 2' 20,300" S	54° 30' 21,300" O
Aerogerador 1	573	29° 2' 40,635" S	54° 30' 15,868" O
Aerogerador 2	570	29° 2' 10,928" S	54° 31' 1,046" O
Aerogerador 3	565	29° 1' 37,782" S	54° 31' 30,028" O
Aerogerador 4	560	29° 1' 0,914" S	54° 31' 42,463" O

Tabela 4.3 – Posicionamento dos aerogeradores conforme *layout* comparativo

Ponto	Altitude [m]	Latitude	Longitude
Torre	565	29° 2' 20,300" S	54° 30' 21,300" O
Aerogerador 1	546	29° 2' 58,381" S	54° 30' 11,165" O
Aerogerador 2	556.7	29° 2' 32,702" S	54° 30' 53,094" O
Aerogerador 3	547.7	29° 2' 02,524" S	54° 31' 09,881" O
Aerogerador 4	549.5	29° 1' 48,959" S	54° 31' 29,371" O

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 Avaliação da Complexidade do Terreno

Como discutido na seção 4.2.2 o RIX do terreno é uma das principais limitações do modelo utilizado pelo WASP. A obtenção de um resultado satisfatório é dependente do RIX global e da diferença de RIX entre os pontos de análise, o  $\Delta$ RIX.

A área estudada apresenta RIX médio global de 0,0% e um valor máximo de 0,5%. Isso significa que o terreno não apresenta grandes inclinações que ultrapassem o valor crítico, o que favorece a aplicação do modelo linearizado.

A Tabela 5.1 descreve os RIX local dos pontos de interesse e os valores de  $\Delta$ RIX referentes à torre de medição.

Tabela 5.1 – Resultado das análises de RIX e  $\Delta$ RIX

Ponto	RIX	$\Delta$ RIX (relação à torre)
Torre	0.0%	-
Aerogerador 1	0.0%	0.0%
Aerogerador 2	0.0%	0.0%
Aerogerador 3	0.1%	0.0%
Aerogerador 4	0.1%	0.0%

Através da Tabela 5.1, nota-se que a diferença de RIX entre os pontos de medição e projeção (torre e aerogeradores, respectivamente) são praticamente nulos. Esse fato reduz as incertezas do modelo, tendo em vista que os erros, caso existam, se anulam [WASP, 2015].

## 5.2 Produção anual de energia elétrica

O *layout* descrito na Tabela 4.2 tem como objetivo o maior aproveitamento do potencial energético disponível e foi obtido a partir da análise do mapa de AEP gerado pelo WASP. O posicionamento foi escolhido tendo em vista os pontos de maior produção de energia e a redução das perdas por esteira aerodinâmica. O Apêndice II mostra o *layout* proposto, identificando os quatro aerogeradores e a torre de medição sobre o mapa de produção anual de energia. Os resultados obtidos para o estudo estão dispostos na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Resultado de energia anual produzida, fator de capacidade e influência das esteiras aerodinâmicas

Aerogerador	Velocidade Média do Vento [m/s]	Energia Anual Produzida (sem efeitos da esteira aerodinâmica) [GWh]	Energia Anual Produzida (com efeitos da esteira aerodinâmica) [GWh]	Perdas por Esteira Aerodinâmica [%]	Fator de Capacidade
Aerogerador 1	7,10	8,50	8,48	0,29	0,46
Aerogerador 2	7,11	8,51	8,43	0,94	0,46
Aerogerador 3	7,13	8,21	8,14	0,9	0,44
Aerogerador 4	7,08	8,12	8,09	0,37	0,44
Total	-	33,35	33,14	0,63	0,45

A produção energética total para os quatro aerogeradores é superior a 33 GWh, com um fator de capacidade de 45%, enquanto os impactos da esteira aerodinâmica reduzem a energia anual produzida em 0,63%. Essas informações são relevantes na análise de viabilidade do parque e na avaliação do posicionamento dos aerogeradores.

## 5.3 Comparativo entre Diferentes Métodos de Cálculo do Potencial Energético

A Tabela 4.3 identifica o posicionamento dos aerogeradores utilizado por Roca (2015) e que pode ser visualizado no Apêndice III. Esse posicionamento foi utilizado para fazer a comparação entre os diferentes métodos de obtenção do potencial eólico e atestar a validade da metodologia empregada pelo WASP.

Em seu trabalho, Roca utilizou quatro diferentes metodologias para estimar a velocidade média dos ventos e inferir a produção energética. Foram utilizados o Atlas 2002, Atlas 2014, dados do anemômetro e *CDF Ansys*. A Tabela 5.3 descreve os resultados de geração energética e fator de capacidade obtidos para os diferentes métodos e o resultado obtido com o WASP para o mesmo posicionamento das turbinas.

Tabela 5.3 – Resultado comparativo entre diferentes métodos de obtenção da energia anual produzida

Método	Energia Anual Produzida[GWh]	Fator de Capacidade
Atlas 2002	34,09	0,47
Atlas 2014	24,97	0,34
Anemômetro	26,74	0,37
CFD	29,05	0,40
WASP	30,18	0,41

Segundo o presente estudo, com o WASP, a energia anual produzida é, aproximadamente, 30 GWh. Esse valor encontra-se muito próximo do resultado em CFD obtido por Roca (2015), comprovando a adequação do modelo linearizado para o terreno em estudo.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente trabalho foi estimado o potencial eólico de um terreno complexo baseado na aquisição dos dados de direção e velocidade do vento, obtidos por uma torre meteorológica instalado no local. A estimativa foi realizada com o WASP e tinha como objetivos principais avaliar os efeitos da escolha do posicionamento dos aerogeradores e a validação do modelo linearizado utilizado pelo *software* para a área em estudo.

A metodologia de linearização das equações de Navier-Stokes para escoamento de vento depende diretamente da complexidade do terreno e que não possua grandes inclinações que ultrapassem a inclinação crítica. Quanto maior a inclinação, maior a chance de ocorrência de recirculações que não são bem modeladas pelo WASP. Como garantia da suavidade do terreno, foi avaliado o RIX global da área e a diferença de RIX ( $\Delta$ RIX) entre os pontos de medição e de previsão da velocidade.

Como visto na Tabela 5.1, o valor de RIX para a área estudada é de aproximadamente 0,0%, caracterizando um terreno suave sem grandes inclinações. Os dados de  $\Delta$ RIX entre os aerogeradores e a torre de medição também estão apresentados na tabela e indicam uma similaridade entre os impactos da modelagem de orografia nesses pontos. Os resultados obtidos atestam uma boa característica do terreno, com reduzida probabilidade de descolamento do fluxo de ar e de grandes recirculações, cenário essencial para a utilização do WASP.

O trabalho apresentou a realização da modelagem da topografia e rugosidade do terreno, obstáculos, aquisição das informações do vento e definição do layout. O resultado da energia produzida segundo o estudo foi de, aproximadamente, 33,3 GWh com fator de capacidade de 45%, esse valor é determinante para a definição de investimento ou não no parque. O Fator de Capacidade Médio do último leilão foi de aproximadamente 46,7% [EPE, 2015], existindo investimentos no leilão para projetos com FC de 40%, inferior ao estimado pelo presente estudo.

A utilização de CFD para resolução de configurações complexas é bastante difundida na engenharia, servindo como base para estudos e validações de outras metodologias de análise. Assim, o trabalho realizado por Roca (2015) foi utilizado para realizar comparações entre os diferentes métodos de cálculo. Baseado nas mesmas informações de vento, terreno e *layout*, os resultados estão apresentados na Tabela 5.3 e a diferença de produção energética anual entre o WASP e CFD é de, aproximadamente, 1,1 GWh. Esse valor é considerado pequeno e satisfatório, comprovando a suposição indicada pelos RIX de que o terreno é suficientemente suave para o emprego do WASP.

Outro ponto de estudo foi o impacto do trabalho de *micrositing*. O posicionamento proposto por Roca (2015) e modelado através do WASP apresentou produção anual de energia de, aproximadamente, 30,2 GWh, enquanto o *layout* proposto no presente trabalho apresentou, aproximadamente, 33,3 GWh. Em termos de fator de capacidade, a diferença entre os resultados é de 4,1 pontos percentuais. Essas informações podem ser determinantes na análise de viabilidade econômica e na decisão final dos investidores. Assim, fica evidente, a partir desse estudo, a importância da correta determinação do *layout* do parque.

Nota-se também os impactos das esteiras de vórtices no resultado final. Seguindo as recomendações de Amarante, Brower e Zack para a distância entre aerogeradores, a perda anual da produção energética é aproximadamente 210 MWh. Apesar de representar 0,63% da geração total de energia, essa perda pode se tornar relevante quando o posicionamento dos aerogeradores não estiverem de acordo com as recomendações.

Como sugestão de trabalhos futuros é recomendada a comparação do presente estudo com a aquisição de mais informações anemométricas obtidas pela torre de medição e o aumento do domínio territorial gerando uma melhor precisão dos resultados. Outra sugestão é a comparação com outros *softwares* mais complexos, como WindSim ou Metodyn WT.

A utilização do WASP em estimativas de energia gerada é crescente devido às inúmeras comparações já existentes entre resultados obtidos e medições reais. O presente estudo comprovou as proposições de boa determinação do

potencial eólico para terrenos suaves através da comparação com métodos já consagrados na engenharia, como o CFD e também destacou a importância do trabalho de *micrositing*. Por fim, o trabalho visa à difusão da metodologia do WAsP no meio acadêmico, buscando informações de como o *software* interpreta os dados de entrada e calcula os resultados finais.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amarante, O. A.; Brower, M.; Zack, J. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: MME**, Eletrobrás.

Ammonit. **Ammonit Measurement GmbH**: Ammonit 2015.

Barthelmie, R. J.; Folkerts, L.; Larsen, G. C.; Rados, K.; Pryor, S. C.; Frandsen, S.T.; Lange, B.; Schepers, G. **Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar**. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*. 2005.

Bowen, A. J., & Mortensen, N. G. **WAsP prediction errors due to site orography**. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, 2004.

Búrigo, V. C. **Análise da Modelagem Numérica do Vento para Avaliação do Potencial Eólico em um Terreno Complexo Empregando CFD**. 2014

Burton, T.; Jenkins, N. et al. **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, 2011. ISBN 1119992729.

EPE, E. d. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Acesso em 20 de 01 de 2015**. Acesso: outubro/2015 disponível em EPE: <http://www.epe.gov.br/PDEE/PDE%202024.pdf>, 2014.

EPE. **22º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-3 - (EDITAL Nº 04/2015)**. Acesso: outubro/2015, disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202015/Leil%C3%A3o%20A-3%202015%20Resumo%20Vendedor%20CCEE.pdf>

Fox, R. W.; McDonald, A. T.; Pritchard, P. **Introdução à mecânica dos fluidos**. Livros Técnicos e Científicos, 2006. ISBN 8521614683.

Gasch, R.; Twele, J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Springer, 2011. ISBN 3642229387.

GWEC. **Global Wind Energy Council**. Acesso em 21 de 09 de 2015, disponível em GWEC: <http://www.gwec.net/wind-powers-on-in-brazil-as-sector-bucks-downbeat-trend/>. 2015.

Herbert G.M. J.; Iniyar, S.; Rajapadian, S. **Renewable and Sustainable Energy** Rev. 11, 1117. 2007.

Jackson, P. S.; Hunt, J. C.R. **Turbulent Wind Flow over a Low Hill**. Quart J. R. Met. Soc., pp 929-955. 1975.

Loredo-Souza, A. M.; Schettini, E. B. C.; Paluch, M. J. **Simulação da Camada Limite Atmosférica em Túnel de Vento**. In: Moller, S. V.; Silvestrini, J. H. Turbulência Vol. 4. Rio de Janeiro. 2004.

Maliska, C. R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**. ISBN 8521613962. 2ª Edição–2004. LTC, 2000.

Miljødata, E. o. **Case Studies Calculating Wind Farm Production-Main Report**. Denmark: Energi- og Miljødata, 2002.

Musgrove, P. **Wind Energy Conversion: Recent Progress and Future Prospects**. Solar & wind technology, v. 4, n. 1, p. 37-49, 1987. ISSN 0741-983X.

Okulov, V. L.; van Kuik, G. A. M. **The Betz-Joukowski Limit: on the contribution to rotor aerodynamics** by the British, German and Russian scientific schools. Wind Energy, v. 15, n. 2, p. 335-344, Mar 2012. ISSN 1095-4244. Disponível em: < <Go to ISI>://WOS:000301438900009 >.

Putnam, G. C. **Power from the Wind**. Van Nostrand Rheinhold, New York, 1948.

Rathmann, O., Barthelmie, R., & Frandsen, S. **Turbine Wake Model for Wind Resource Software**. European Wind Energy Conference and Exhibition. Denmark: Risoe National Laboratory. 2006.

Roca, W. B. **Dimensionamento de um Parque Eólico e sua Subestação, Comparando Ferramentas de CFD e Atlas Eólicos**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2015.

Schlichting, D. H. **Boundary-Layer Theory**. McGraw-Hill, New York. 1978.

Stangroom, P. **CFD Modelling of Wind Flow Over Terrain**. Nottingham, UK. 2004.

Strathclyde, U. o. **Papers of James Blyth**. University of Strathclyde Archives, 2012. Disponível em: < <http://www.strath.ac.uk/archives/iotm/march2012/> >. Acesso em: 09/2015.

Sveinbjornsson, S. **Analysis of WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) in complex topographical conditions using measured production from a large scale wind farm**. University of Washington. 2013.

Troen, I.; Lundtang, E. P. **El Atlas Eólico Europeo**. Roskilde: Riso National Laboratory, 1990.

Truepower, A. **OpenWind - Theoretical Basis and Validation**. Version 1.3. Albany, NY: AWS Truepower, 2010.

Villar Alé, J. A.; Pereira A. D. L. **Taller de Energia Eólica**. Guatemala, 2002.

Walford, C. A. **Wind Turbine Reliability: Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs**. Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories, 2006.

WAsP. **WAsP 11 Help Facility and On-line Documentation**. Acesso em 09/2015

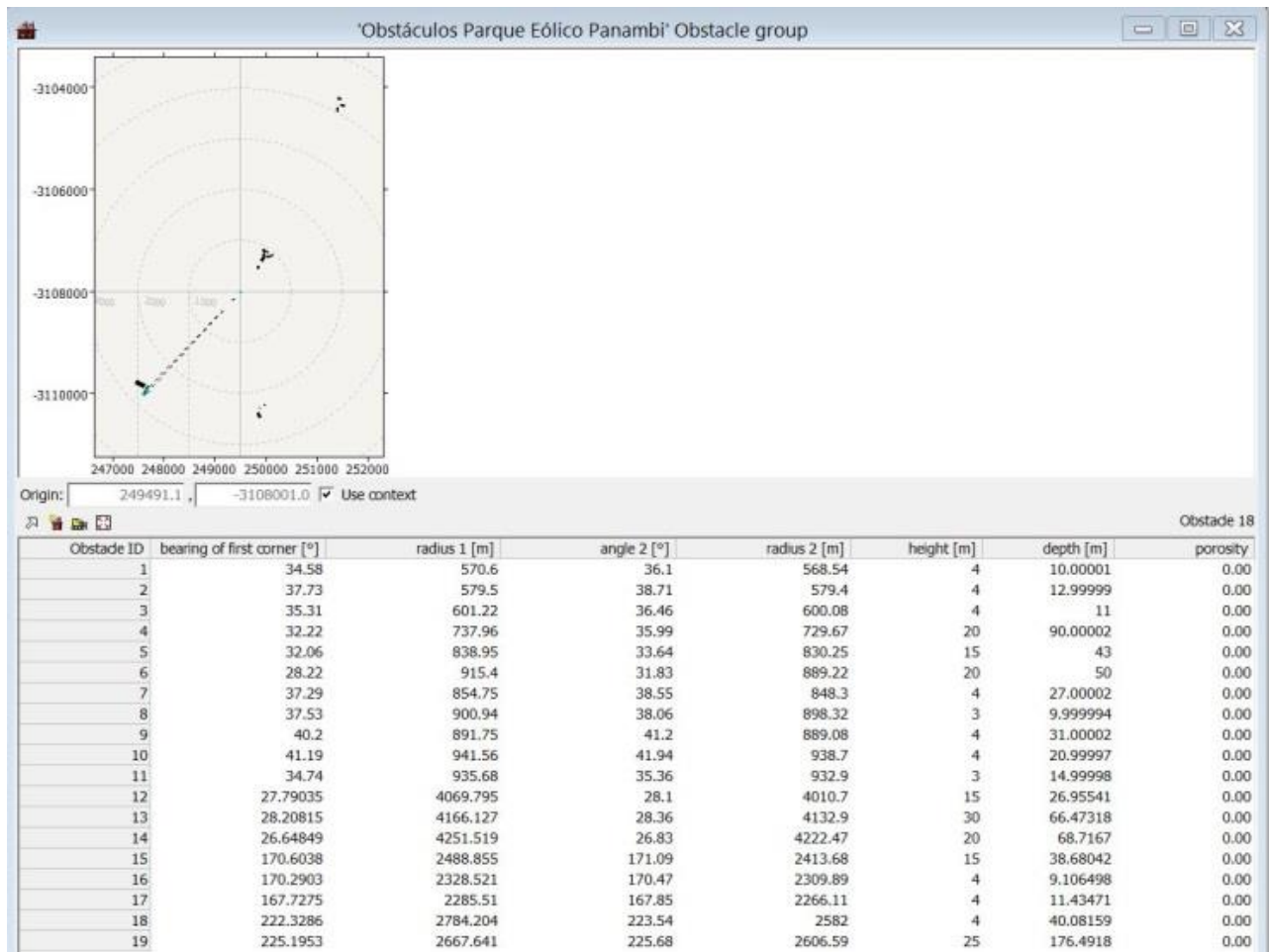
WEG. **Catálogo WEG: AGW 110/ 2.1**. 2014. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-aerogerador-agw-110-2.1-50030583-catalogoportugues-br.pdf>>. Acesso em: 09/2015.

Zhang, M.H. **Wind Resource Assessment and Micro-siting**. John Wiley & Sons. 2015. ISBN 111890012X

## APÊNDICES

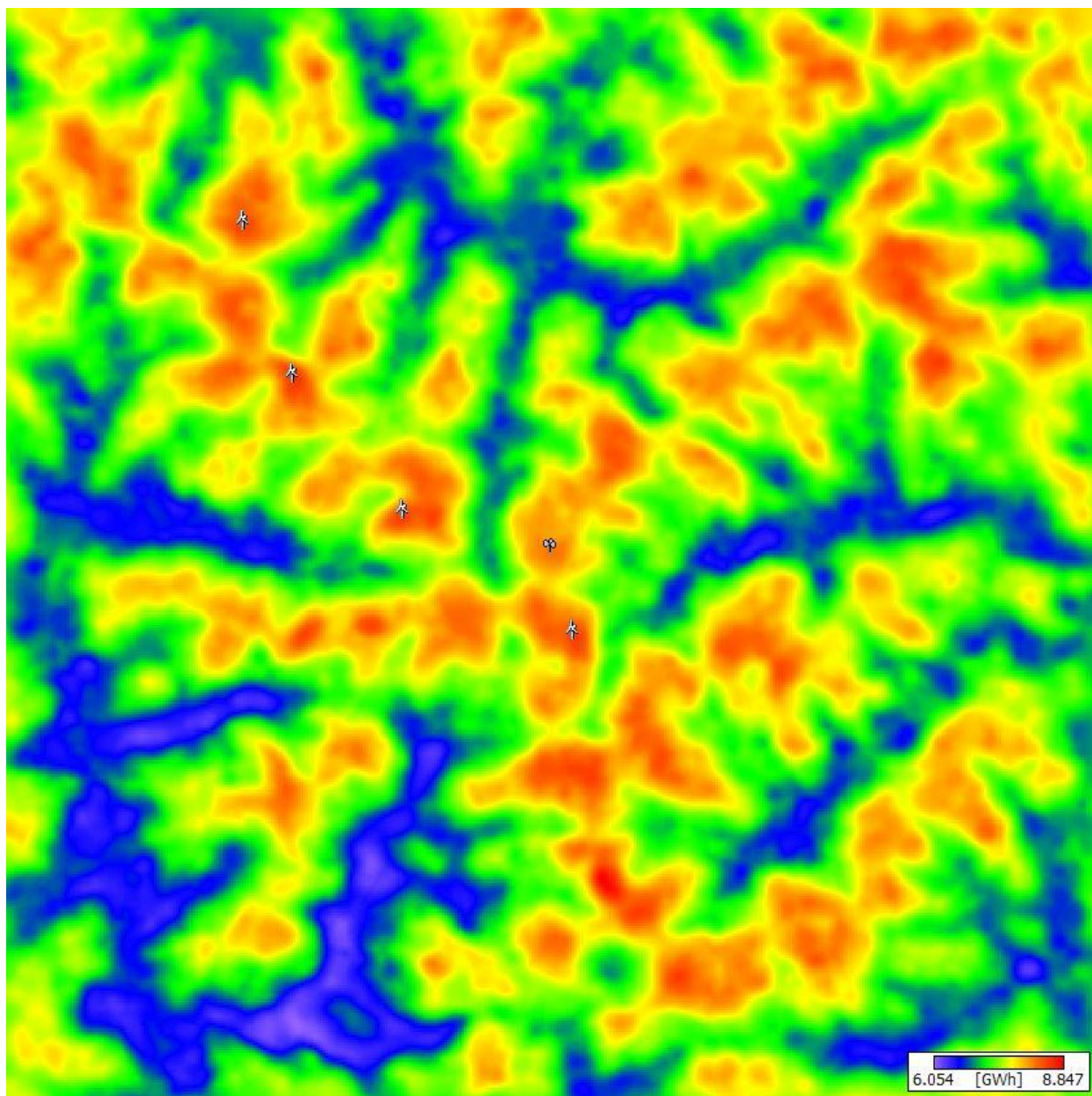
## Apêndice I

Determinação dos obstáculos presentes no terreno em estudo.



## Apêndice II

Posicionamento dos aerogeradores e da torre de medição sobre mapa de geração anual.





### Apêndice III

Posicionamento dos aerogeradores e da torre de medição proposto por Roca (2015) sobre mapa de geração anual.

