

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

ESTUDO COMPARATIVO DO POTENCIAL EÓLICO E DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM UM TERRENO UTILIZANDO O *SOFTWARE* WAsP

por

Rafael Pedó

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, dezembro de 2016.



Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Mecânica

ESTUDO COMPARATIVO DO POTENCIAL EÓLICO E DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM UM TERRENO UTILIZANDO O *SOFTWARE* WAsP

por

Rafael Pedó

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

Área de Concentração: **Energia e Fenômenos de Transporte**

Orientador: Prof. Alexandre Vagtinski de Paula

Comissão de Avaliação:

Prof. Adriane Prisco Petry

Prof. Horácio Antonio Vielmo

Prof. Thamy Cristina Hayashi

Porto Alegre, 09 de dezembro de 2016.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família pelo suporte emocional e base educacional que a mim foi proporcionado ao longo da minha vida acadêmica.

Ao professor Alexandre Vagtinski de Paula, pelas orientações, tempo disponível e conhecimento transmitido no decorrer do presente trabalho.

À professora Adriane Prisco Petry, pelos esclarecimentos técnicos e otimismo de sempre.

À minha namorada, pelo apoio e compreensão.

Ao William Radünz, pelas informações compartilhadas e tempo disponível.

À *DTU Wind Energy*, pelo fornecimento da licença temporária do *software* WAsP.

À UFRGS, pela promoção do conhecimento durante a graduação.

Aos demais familiares, amigos e colegas que me apoiaram no decorrer desta caminhada.

PEDÓ, R. **Estudo Comparativo do Potencial Eólico e da Estimativa de Geração de Energia Elétrica em um Terreno Utilizando o Software WAsP**. 2016. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

RESUMO

No atual contexto de preocupação com a emissão de gases de efeito estufa e com o aumento da demanda energética, torna-se indispensável o estudo de fontes renováveis de energia. Entre elas, a eólica vem apresentando forte crescimento e terá um papel importante no futuro da matriz energética, tanto mundial como nacional. A partir disso, o presente trabalho apresenta o estudo do potencial eólico e da estimativa de geração de energia elétrica em um terreno próximo à cidade de Pinheiro Machado/RS, utilizando o programa comercial *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP). Para isso, foi proposto um *layout* com 40 aerogeradores modelo Enercon E-70 E4, com potência nominal de 2,3 MW. Ademais, outro estudo foi realizado com o objetivo de comparar os resultados obtidos por um trabalho desenvolvido anteriormente que utiliza a modelagem CFD com os resultados do WAsP. Além disso, com o intuito de avaliar a importância de um correto posicionamento dos aerogeradores, um estudo de *micrositing* e uma comparação entre a produção energética de dois *layouts* distintos foram realizados. A modelagem numérica do WAsP estima o mapa de velocidade do vento a partir da determinação da orografia e rugosidade superficial do terreno, informações obtidas com o auxílio de *software* de imagens de satélites; bem como na seleção da fonte de dados eólicos que melhor representa o regime de ventos na região do parque, neste caso, o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (RS) - 2014. No estudo comparativo entre as metodologias empregadas, o WAsP superestima a produção anual em torno de 10%, possivelmente ocasionada pela relação entre a complexidade do terreno e as limitações da metodologia do WAsP. Com a utilização dos dados de vento do Atlas Eólico do RS - 2014, a energia anual produzida é de aproximadamente 325,84 GWh, correspondente a um fator de capacidade de 0,44. Em vista disso, a região de estudo mostra-se bastante promissora para o aproveitamento do recurso eólico. A partir da otimização do *layout* do parque eólico, obteve-se um aumento de 12,50% no fator de capacidade do parque e uma redução de 11,11% nas perdas por esteira aerodinâmica.

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

PEDÓ, R. Comparative Study of the Wind Potential and Estimation of Electric Power Generation in a Terrain Using the Software Wasp. 2016. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

ABSTRACT

In the current context of concerning about greenhouse gas emissions and about increasing of energy demand, it is essential to study different renewable energy sources. Among them, wind energy has been presenting a steady increase and it will have an important role in energy matrix future, as global as national. From this, this research aims to present the study of wind potential and estimation of electric power generation in a terrain near the town of Pinheiro Machado/RS, using the commercial program Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). In this regard, a layout had been proposed containing forty Enercon E-70 E4 wind turbines, with rated power of 2.3 MW. In addition, another study had been executed in order to compare the results achieved by a previous paper that used CFD modeling, with the results of WAsP. Furthermore, aiming to evaluate the importance of correct positioning of the wind turbines, a micrositing study had been presented and a comparison between the energy productions of two different layouts had been performed. WAsP numerical modeling estimates the wind velocity map from the determination of orography and surface roughness of the terrain, information obtained with the assistance of satellite images softwares; as well as in selection of wind data source that best represents the wind regime in the wind farm region, in this case, Wind Energy Atlas of Rio Grande do Sul (RS) - 2014. In the comparative study between the methodologies used, WAsP overestimates the annual production at around 10%, possibly caused by the relation between the complexity of the terrain and limitations of WAsP methodology. Using the wind data from Wind Energy Atlas of RS - 2014, the annual energy production is approximately 325,84 GWh, corresponding to a capacity factor of 0.44. Therefore, the studied region is very promising for the use of wind resource. From the optimization of the layout of the wind farm, there is a 12.50% increase in the capacity factor of the wind farm and a reduction of 11.11% in aerodynamic wake losses.

KEYWORDS: WAsP, Wind Energy, Micrositing, Wind Potential.

ÍNDICE

	Pág.
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	1
2.1 Identificação do Regime de Ventos	1
2.2 Dados de Vento – Projeto MERRA	2
2.3 Influência da Orografia	3
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
3.1 Potencial Eólico e Energia Anual Gerada.....	3
3.2 Camada Limite Atmosférica e o Perfil do Vento.....	5
4. METODOLOGIA	5
4.1 <i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i> (WAsP)	6
4.1.1 Modelo de Escoamento Linearizado	6
4.1.2 Modelo de Esteira Aerodinâmica	6
4.1.3 Limitações	6
4.2 Estudo de Comparação entre o WAsP e o <i>Software</i> ANSYS CFX 13.0	7
4.3 Modelagem dos Dados de Entrada.....	7
4.3.1 Aquisição dos Dados Anemométricos.....	7
4.3.2 Orografia e Rugosidade	9
4.3.3 Aerogerador.....	9
4.4 Estudo do Posicionamento dos Aerogeradores.....	9
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	10
5.1 Comparativo entre Diferentes Métodos de Análise do Potencial Eólico	10
5.2 Energia Anual Gerada a Partir dos Dados de Vento do Atlas Eólico do RS - 2014 e do projeto MERRA	11
5.3 Otimização do <i>Layout</i>	12
5.4 Avaliação da Complexidade do Terreno.....	12
5.5 Incertezas	13
6. CONCLUSÕES.....	13
6.1 Sugestão para Trabalhos Futuros	14
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
ANEXO I – Classes de terreno, curva de potência.	17
APÊNDICE I – Estudo de <i>micrositing</i>	18
APÊNDICE II – Mapas dos índices RIX e Δ RIX.....	19

1. INTRODUÇÃO

Em um contexto de economia de baixo carbono, a preocupação com a redução de emissão de gases poluentes na atmosfera somada com a escassez de recursos fósseis têm levado o nosso país a buscar cada vez mais o desenvolvimento de fontes de geração de energia limpa. Dentre elas, a energia eólica apresenta-se como uma grande alternativa para a diversificação da matriz energética brasileira, pois além de ser uma das opções mais limpas para a produção de energia, também apresenta baixo impacto ambiental.

A energia eólica tem experimentado um recente e rápido crescimento no país. Tal crescimento é fruto de dois momentos cruciais: o primeiro, em 2004, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) que, por meio da promoção de um ambiente de baixos riscos para uma tecnologia ainda elementar, alavancou o aprendizado do setor brasileiro e atraiu empresas do exterior; o segundo momento a partir de 2009, considerado a fase competitiva, em que a realização dos leilões concretizou o potencial da fonte eólica no país. Com 16 leilões realizados até 2015, o Brasil encontra-se não só entre os países com maior percentual de energia eólica em sua matriz energética, com 6,15% do total; como também apresenta uma previsão de crescimento de 5959 MW até 2018 (ANEEL, 2016).

De acordo com uma das principais consultorias internacionais na área de energia eólica, o Instituto Alemão de Energia Eólica - *Deutsches Windenergie-Institut* (Renova Energia, 2015), estima-se uma capacidade instalada de usinas eólicas de 22,4 GW em 2023, representando 11,5% da matriz energética nacional. Além disso, nos próximos três anos, é esperado um investimento de mais de 60 bilhões de reais em energia eólica, o que acarretará na geração de 150.000 empregos diretos e indiretos (Brazil Wind Power, 2016).

No entanto, apesar das boas perspectivas para o setor, o custo da eletricidade gerada ainda é elevado quando comparado a fontes de energia já consagradas como carvão e gás natural (Conan, 2012). Assim, é extremamente importante a realização de uma análise anteprojeto de viabilidade do potencial eólico do local escolhido para receber um parque eólico bem como a simulação do aproveitamento energético dos aerogeradores. De modo recente, a utilização de ferramentas computacionais que auxiliam nessa análise é uma prática bastante comum. Dentre elas, o programa *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP), desenvolvido pelo *Risø DTU National Laboratory* (Dinamarca), é um dos *softwares* mais renomados e utilizados em todo o mundo que utiliza o modelo de escoamento linearizado para avaliação do potencial eólico (Stangroom, 2004).

1.1 Objetivos

A partir das circunstâncias descritas, o presente trabalho possui como objetivo avaliar, através do *software* comercial WAsP, o potencial para aproveitamento do recurso eólico de um terreno próximo à cidade de Pinheiro Machado/RS, estimando a energia anual gerada (EAG) e o fator de capacidade (FC) do parque eólico proposto. Para isso, informações sobre a rugosidade e orografia do terreno foram obtidas, assim como os dados anemométricos e a seleção do modelo do aerogerador.

Nesse sentido, para o terreno pré-selecionado para análise do potencial eólico, outro trabalho foi realizado por Radünz, 2015, empregando a Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD). Assim, uma comparação entre os diferentes métodos foi desenvolvida possibilitando a validação do modelo proposto. Para isso, foram realizadas duas diferentes simulações no *software* WAsP, uma com os dados de entrada análogos aos utilizados no trabalho anterior (Radünz, 2015) e outra otimizando os mesmos. Além disso, foi realizado um estudo de *micrositing* com o intuito de aumentar a geração anual de energia e diminuir os efeitos da esteira no parque eólico.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Identificação do Regime de Ventos

O conhecimento do regime de ventos em um determinado local é fundamental, uma vez que a potência gerada pelo vento está relacionada com a sua velocidade elevada à terceira potência. Assim, uma pequena alteração na velocidade do vento irá causar uma grande variação na sua potência, e

consequentemente, na energia eólica gerada (Sansigolo, 2005). Custódio, 2013, recomenda, através do espectro de Van der Hoven (Figura 2.1), que as medições de vento devem apresentar uma resolução temporal de 10 minutos até um máximo de 2 horas, pois este intervalo é caracterizado por um comportamento mais uniforme do vento, representando melhor as características do movimento do ar em longo termo.

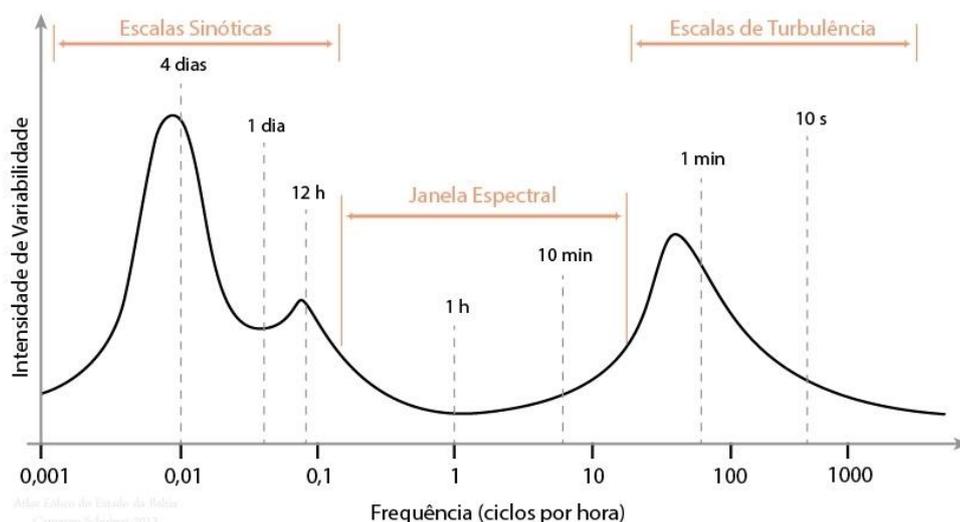


Figura 2.1: Diagrama de Van Der Hoven, escalas temporais de variabilidade do vento (adaptado de Custódio, 2013).

2.2 Dados de Vento – Projeto MERRA

Como o acesso aos dados de torres anemométricas é restrito devido ao seu alto valor de mercado, é necessária a escolha de outra fonte de dados de vento. Dessa forma, o projeto MERRA (*Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications*) desenvolvido pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) torna-se uma opção viável por estar disponível publicamente. O MERRA possui uma base de dados atmosféricos baseados na análise histórica dos ciclos hidrológicos em uma ampla gama de escalas temporais e climáticas (NASA, 2016). De acordo com Rienecker *et al.*, 2011, estima-se que, a cada 6 horas, são consideradas mais de 4 milhões de medições.

Por pertencer à NASA, o MERRA utiliza como pontos de entrada dados coletados por satélites que já estiveram ou estão em operação na órbita terrestre, juntamente com dados coletados por instrumentos em solo em todo o mundo. Seus dados possuem uma resolução espacial de $0,5^\circ$ latitudinais e $0,66^\circ$ longitudinais e uma resolução temporal de uma hora (GMAO, 2016).

Liléo e Petrik, 2011, realizaram uma análise da utilização do projeto Reanalysis I e do projeto MERRA como fontes de dados de vento. Dados anemométricos adquiridos em torres de medição localizadas na Suécia, entre os anos 1980 e 2009, foram comparados com os dados extraídos dos dois modelos numéricos. O projeto Reanalysis I apresentou algumas inconsistências temporais, afetando a estimativa de produção de energia, enquanto o projeto MERRA obteve boa consistência, tanto temporal como espacial. De tal modo, a diferença de energia prevista relativa entre os dois projetos foi de 14% para a região escolhida.

Além disso, uma comparação dos dados de vento de seis parques eólicos localizados em diferentes países, entre eles o Brasil, foi realizada por Jimenez *et al.*, 2012. Os dados foram obtidos através de torres meteorológicas, mapas de mesoescala, projeto MERRA e outros dois projetos (Reanalysis I e II) que, assim como o MERRA, são baseados em modelos matemáticos. Quando comparado aos demais projetos, o MERRA apresentou a melhor correlação de velocidade do vento em 4 dos 6 parques eólicos, incluindo aquele situado no território brasileiro, sendo a melhor opção entre os três modelos computacionais analisados.

Pereira, 2012, utilizou os dados de vento registrados por uma estação meteorológica pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), situada no município de Tramandaí/RS, como fonte de

referência para avaliar os dados de vento de dois projetos matemáticos (Reanalysis I e MERRA) e constatar qual projeto que melhor representa o regime de vento no local de interesse. Foi verificado que o projeto MERRA apresenta uma maior consistência temporal com a torre meteorológica do INMET, sendo assim, utilizado pelo autor para realizar uma avaliação do potencial energético do Complexo Eólico de Osório.

2.3 Influência da Orografia

A orografia é uma característica importante do terreno e sua complexidade afeta diretamente o comportamento das massas de ar. Quando o modelamento do local estudado é feito de forma equivocada, erros na estimativa do potencial eólico acontecem, diminuindo assim a confiabilidade dos resultados. Quando o WAsP é utilizado, uma forma de avaliar a complexidade da orografia de um terreno é através do índice RIX (*Ruggedness Index*) criado por Bowen e Mortensen, 1996. Este índice indica a porcentagem de um terreno circular de raio 3,5 km que ultrapassa a inclinação de 17°, considerada inclinação crítica. O WAsP foi desenvolvido para operar em terrenos que apresentam o índice RIX igual ou próximo de zero, ou seja, terrenos praticamente suaves (Bowen e Mortensen, 2004).

Além do índice RIX, há o indicador de desempenho orográfico, ΔRIX , que é definido como a diferença percentual entre o RIX do ponto onde as medições de vento são tomadas, local do anemômetro, e o RIX da posição onde se deseja estimar os valores do vento, ou seja, local do aerogerador. Segundo Bowel e Mortensen, 2004, há três situações do valor do ΔRIX passíveis de uma análise:

- O local de referência e o de prognóstico são praticamente igualmente acidentados ($\Delta RIX \sim 0$). Então os erros de predição serão relativamente pequenos;
- O local de referência é mais acidentado que o de predição ($\Delta RIX < 0$). Dessa forma, a predição dos valores de vento na posição da turbina eólica é subestimada;
- O local de referência é menos acidentado que o de predição ($\Delta RIX > 0$). Assim, a predição dos valores de vento na posição do aerogerador é superestimada.

Mortensen *et al.*, 2008, realizaram uma análise do comportamento do indicador ΔRIX em 8 parques eólicos situados em terrenos complexos localizados na Europa e em Marrocos, validaram o desempenho do índice RIX e sugeriram um procedimento para ser implementado no WAsP para reduzir os erros nos resultados obtidos. Todos os terrenos apresentaram $|\Delta RIX| > 0$, variando entre 0% e 23%, ou seja, fora do pacote operacional do modelo do WAsP. Mortensen *et al.*, 2008, chegaram à conclusão de que, quando o $|\Delta RIX| < 5\%$, não só o procedimento proposto não apresenta melhoramentos, como também o modelo de escoamento do WAsP geralmente funciona bem e que os erros nos resultados obtidos estão mais propícios a estarem relacionados a outros fatores como efeitos térmicos ou grandes distâncias do que com o descolamento do escoamento do vento.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O embasamento teórico e o equacionamento apresentado têm como objetivo explicar e fundamentar o presente trabalho.

3.1 Potencial Eólico e Energia Anual Gerada

De acordo com Custódio, 2013, o vento é decorrente de um movimento das massas de ar em movimento proveniente do aquecimento desigual da Terra. A energia eólica, por sua vez, é a energia cinética contida nessas massas de ar em movimento (ANEEL, 2005) e seu aproveitamento acontece através da conversão da energia cinética do vento em energia cinética rotacional e, então, em energia elétrica com o emprego de aerogeradores. O potencial eólico disponível no vento, para um escoamento incompressível é dado por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3, \quad (3.1)$$

em que P é potência [W], V é a velocidade do vento [m/s], ρ é a massa específica do ar à altura do rotor [kg/m^3] e A é a área varrida pelas pás do aerogerador [m^2] (Castro, 2003).

O coeficiente de potência (C_p) indica a relação entre a potência realmente extraída do vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento. Assim, a potência extraída pelas pás e transmitida para o rotor, P_{ext} , é encontrada por:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (3.2)$$

Uma turbina ideal pode extrair no máximo 16/27 (59,3%) da potência disponível no vento. Esse valor é conhecido como Máximo de Betz. Analisando a Equação 3.2, nota-se que a potência extraída apresenta uma forte dependência da velocidade. Assim, torna-se necessário que o comportamento do vento seja analisado. Dentre as distribuições probabilísticas existentes, a distribuição de Weibull é a que melhor descreve o regime de ventos ao longo do tempo e é a partir dela que o WAsP realiza o cálculo de potencial eólico (Zhang, 2015). A função densidade de probabilidade de Weibull é expressa pelas seguintes relações:

$$f(V) = \frac{k}{C} \left(\frac{V}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^k \right], \quad (3.3)$$

$$C = \frac{V}{\Gamma \left(1 + \left(\frac{1}{k} \right) \right)}, \quad (3.4)$$

em que $f(V)$ é a frequência de ocorrência de V , k é o fator de forma de distribuição de Weibull que, conforme aumenta, a curva estreita-se horizontalmente, ou seja, a dispersão das velocidades em torno da média é menor, o que é algo favorável e Γ é a função *Gamma*, definida por:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt. \quad (3.5)$$

O parâmetro de escala C [m/s] é determinado pela Equação 3.4 e está relacionado com a velocidade média das medições de vento.

Outrossim, uma forma de determinar a velocidade do vento em alturas diferentes é através do perfil exponencial, também conhecido por lei da potência, dada por:

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (3.6)$$

em que V_1 e V_2 [m/s] são as velocidades do vento nos pontos 1 e 2, respectivamente, h_1 e h_2 são as alturas dos pontos 1 e 2, respectivamente, e α é o expoente de potência no local [adimensional] (Rohatgi, 1994).

Para uma análise de viabilidade econômica, é importante que o cálculo da energia anual (EAG) produzida por um parque eólico seja realizado. A EAG corresponde à soma das energias produzidas pelas turbinas eólicas do parque durante um ano, ou seja, é calculada através da distribuição anual da probabilidade de ocorrência da velocidade do vento à altura do cubo do rotor para cada gerador, e da curva de potência do aerogerador, conforme indicado na Figura 3.1.

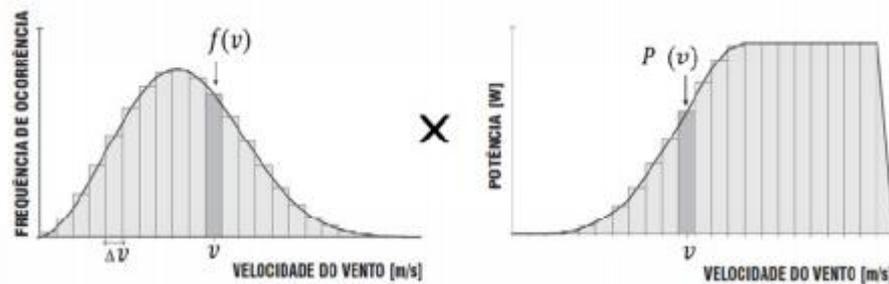


Figura 3.1 – Energia produzida em uma turbina eólica (Adaptado de Driemeier, 2014).

A energia anual gerada (EAG) por um aerogerador, considerando-se que um ano contém 8760 horas (Custódio, 2013), é dada por

$$EAG = 8760 \sum f(V)P(V), \quad (3.7)$$

em que $P(V)$ é a potência do aerogerador. Percebe-se que a EAG sofre influência da variação da densidade do ar, coeficiente de potência e velocidade do vento, as quais variam no tempo e dependem das condições climáticas no local do parque. Com o conhecimento do valor da EAG, é possível encontrar o fator de capacidade (FC) do parque eólico, o qual é a proporção entre a energia gerada pelo parque em um período de tempo (EAG efetiva) e a capacidade total máxima (EAG nominal) neste mesmo período. O FC de um parque eólico é um critério determinante na análise de viabilidade econômica e na definição de investimentos, uma vez que a taxa interna de retorno (TIR) é proporcional ao FC num período de vinte anos e a contratação de energia é baseada na competição por meio de leilões (Fontanet, 2012).

3.2 Camada Limite Atmosférica e o Perfil do Vento

Segundo Stull, 1988, abaixo de uma determinada altura, conhecida como camada limite atmosférica (CLA), a superfície terrestre influencia no escoamento de vento através de sua rugosidade. Além disso, Roedel, 2000, afirmou que o atrito entre as massas de ar em deslocamento e a superfície do solo cria a CLA, tendo no solo seu ponto de velocidade nula. A influência da CLA na velocidade do vento estende-se até aproximadamente 1000 metros de altura da superfície.

Desse modo, o comportamento da velocidade do vento na CLA pode ser representado por uma função logarítmica. Este modelo apresenta boas aproximações na camada próxima ao solo, porém diverge em regiões superiores à CLA (Búrigo, 2014). O perfil logarítmico é dado por

$$V(Z) = \frac{V^*}{K} \ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right), \quad (3.8)$$

em que $V(Z)$ corresponde à velocidade do vento [m/s] na altura Z e K representa a constante de Von Kàrmàn cujo valor é igual a 0,4, a velocidade de atrito V^* e a rugosidade Z_0 são valores dependentes das características do vento e da rugosidade do terreno (Troen e Lundtang, 1990).

4. METODOLOGIA

Ferramentas computacionais, como o *software* WAsP, têm sido desenvolvidas com o intuito de auxiliar na avaliação do potencial eólico de determinado local. Entretanto, as mesmas não são autossuficientes. É necessário que um estudo da orografia do terreno, do perfil e comportamento do vento ao longo do tempo e da influência das turbinas seja realizado. Tais procedimentos estão detalhados nas seções seguintes.

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

Um dos maiores desafios de uma simulação eólica é estimar de uma forma precisa e confiável o comportamento do vento em todos os locais de interesse, uma vez que medições em todos os pontos seria extremamente inviável. Landberg *et al.*, 2003, recomendam que *softwares* de microescala, dentre eles o WAsP, podem ser utilizados para realizar esta estimativa.

4.1.1 Modelo de escoamento Linearizado

Segundo Troen, 1990, o WAsP utiliza o modelo numérico de escoamento linearizado baseado na teoria de Jackson-Hunt que foi desenvolvida 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. Os termos de segunda ordem das equações de Navier-Stokes são desconsiderados para a resolução dos problemas na camada inferior, região de maior interesse. Desta forma, 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 e Hunt, 1975).

O WAsP resolve a equação linearizada de Navier-Stokes através da expansão de Bessel que utiliza a teoria de Jackson-Hunt. Essa expansão produz uma malha radial sobre os pontos de interesse e integra o modelo de rugosidade superficial. A partir disso, simula o perfil de velocidades na camada inferior considerando tensões cisalhantes, advecção linear, gradientes de pressão e camada limite com espessura de aproximadamente 1 km (Zhang, 2015).

Além disso, o modelo computacional do WAsP, apresentado por Troen e Petersen, 1989, gera um “atlas eólico virtual” (*Generalized Regional Wind Climatology*) para uma região específica através de simulações das influências nas distribuições de vento causadas pelos seus dados de entrada, como orografia, rugosidade e obstáculos presentes, determinando como seria o comportamento do vento acima da camada limite atmosférica, também conhecido por vento geostrófico.

Em seguida, o WAsP extrapola horizontalmente o vento geostrófico sem considerar as interferências externas em seu perfil. Para finalizar a modelagem do vento, os efeitos orográficos, de rugosidade e aqueles criados por obstáculos são incluídos no vento geostrófico, para cada localização específica (*Wind Climatology of Specific Location*).

4.1.2 Modelo de Esteira Aerodinâmica

A extração da energia cinética do vento por um aerogerador causa não só uma redução na velocidade das massas de ar, como também um giro das mesmas, aumentando a turbulência. A partir disso, uma turbina eólica subsequente que recebe vento perturbado tende a extrair menos energia. Tal efeito é conhecido como esteira aerodinâmica e, caso não seja minimizado, tem grande impacto na produção total do parque eólico (Custódio, 2013).

O WAsP utiliza o modelo de Park para estimar os efeitos da esteira aerodinâmica sobre a produção total de energia, o qual considera um aumento linear das esteiras conforme afastam-se da turbina e omite algumas características da interação do escoamento com o terreno próximo ao aerogerador (WAsP, 2016). 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). Também, conforme Sveinbjornsson, 2013, caso haja mais de uma esteira agindo simultaneamente sobre um aerogerador, os efeitos são sobrepostos.

4.1.3 Limitações

De acordo com Bowen e Mortensen, 2004, as simplificações do modelamento numérico adotado pelo WAsP podem gerar resultados que divergem muito da realidade quando aplicados sob condições não recomendadas, como em condições atmosféricas anormais e terrenos complexos.

Como o WAsP utiliza o modelo de escoamento linearizado, ele não gera resultados satisfatórios em lugares onde possa ocorrer recirculações devido ao descolamento do escoamento de ar com o solo, o qual acontece em terrenos com grandes inclinações. Não só, condições atmosféricas muito complexas

também acabam gerando erros nos resultados, uma vez que o WAsP foi originalmente desenvolvido para o padrão das condições atmosféricas predominante no norte da Europa, o qual representa a maioria dos climas de latitudes médias (Zhang, 2015).

4.2 Estudo de Comparação entre o WAsP e o *Software* ANSYS CFX 13.0

Com o intuito de realizar um estudo de comparação entre a metodologia aplicada por Radünz, 2015 e a metodologia aplicada no presente trabalho, foram inseridos no WAsP dados de entrada próximos ou então iguais àqueles utilizados por Radünz, 2015. Assim, foi possível realizar uma comparação mais crítica dos resultados obtidos por cada metodologia.

Como o WAsP somente reconhece dados de medição de vento e não somente os parâmetros da curva de Weibull, foram gerados, com o auxílio de planilha eletrônica, 10 mil dados artificiais para a velocidade do vento, a partir da curva de Weibull utilizada por Radünz, 2015. Ainda, como Radünz, 2015 utilizou somente a direção predominante do vento como dado de entrada, todos os dados de vento inseridos no WAsP continham esta mesma direção.

Além do mais, Radünz, 2015 considerou a rugosidade do terreno homogênea. Dessa forma, foi utilizado no presente trabalho um valor de rugosidade semelhante ao encontrado em sua análise em um ponto central do parque. Para os demais dados de entrada, tais como o *layout* do parque e o modelo da turbina eólica, foram utilizados dados idênticos aos de Radünz, 2015 e estão detalhados nas seções seguintes.

4.3 Modelagem dos Dados de Entrada

4.3.1 Aquisição dos Dados Anemométricos

O projeto MERRA foi utilizado como fonte de dados anemométricos, o qual encontra-se disponível publicamente e apresenta dados registrados por um longo período, entre 1979 e 2016. Entretanto, segundo Liléo *et al.*, 2013, a escolha por um período muito extenso pode não ser apropriada. Além do mais, baseado em seus estudos, os autores indicam que a escolha de um período entre 15 a 20 anos mostra-se uma opção mais plausível. Dessa maneira, o período de dados de vento considerado no presente estudo foi de 20 anos, entre 1996 e 2016, equivalente ao tempo esperado de duração de um parque eólico após o período de construção (Fontanet, 2012).

Os dados de vento (velocidade e direção) estão correlacionados e foram obtidos a uma altura de 50 m e com resolução temporal de uma hora. Os mesmos foram avaliados, não apresentando valores discrepantes, repetitivos ou então negativos. Como pode ser observado nas Figuras 4.1 e 4.2, a média anual das velocidades, na altura de 50 m, manteve-se entre 4,00 e 4,25 m/s, apresentando uma variação interanual de no máximo 3,47%.

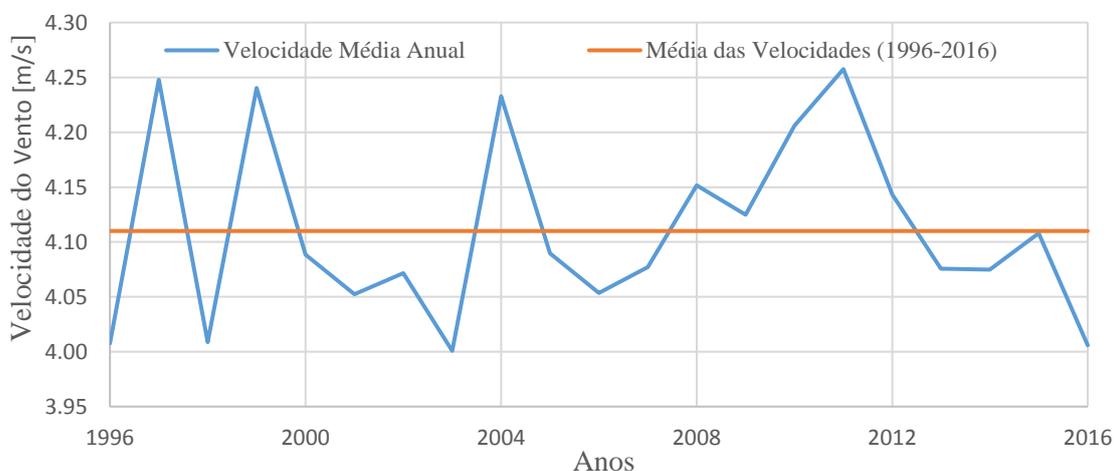


Figura 4.1 – Velocidade média anual do vento ao longo de 20 anos (altura de 50 m).

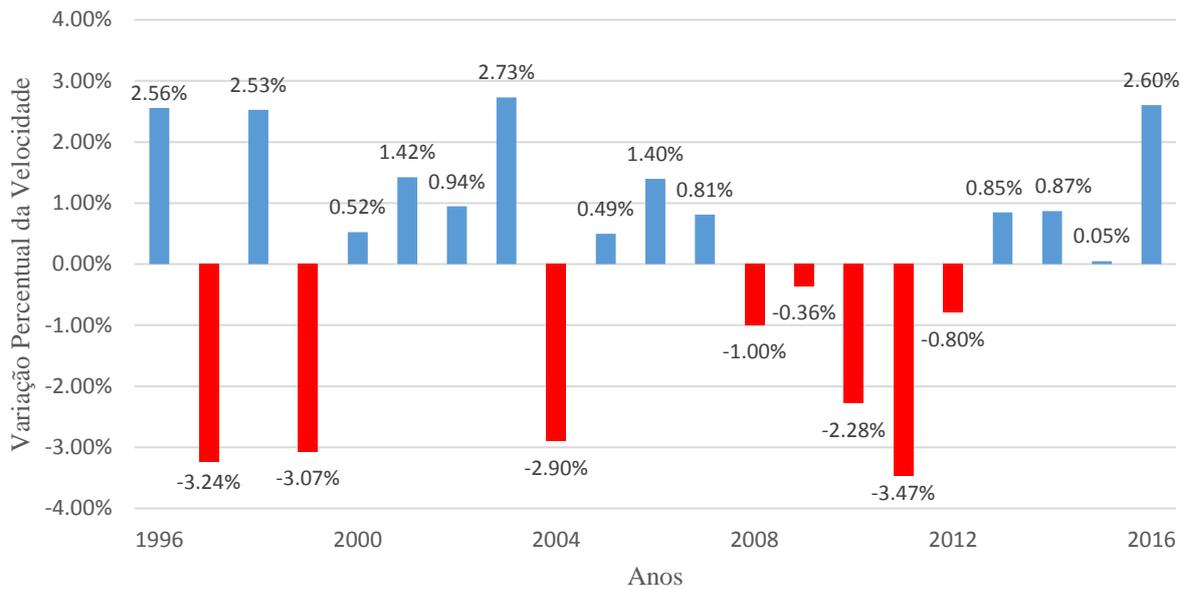


Figura 4.2 – Variação interanual da velocidade média.

O ponto de análise dos dados de vento está situado na posição indicada pelo “Ponto de Medição” na Figura 4.3 e apresenta as coordenadas geográficas contidas na Tabela 4.1. Como o local de onde foram obtidos os dados de vento não pertence à região do parque eólico, o WAsP gera um “atlas eólico virtual” para a determinada área, baseando-se em seus dados de entrada, e assim, prevê um conjunto de dados anemométricos para a região de interesse, no caso, a região formada pelos pontos coordenados 1, 2, 3 e 4, que estão identificados na Tabela 4.1 e demonstrados na Figura 4.3.

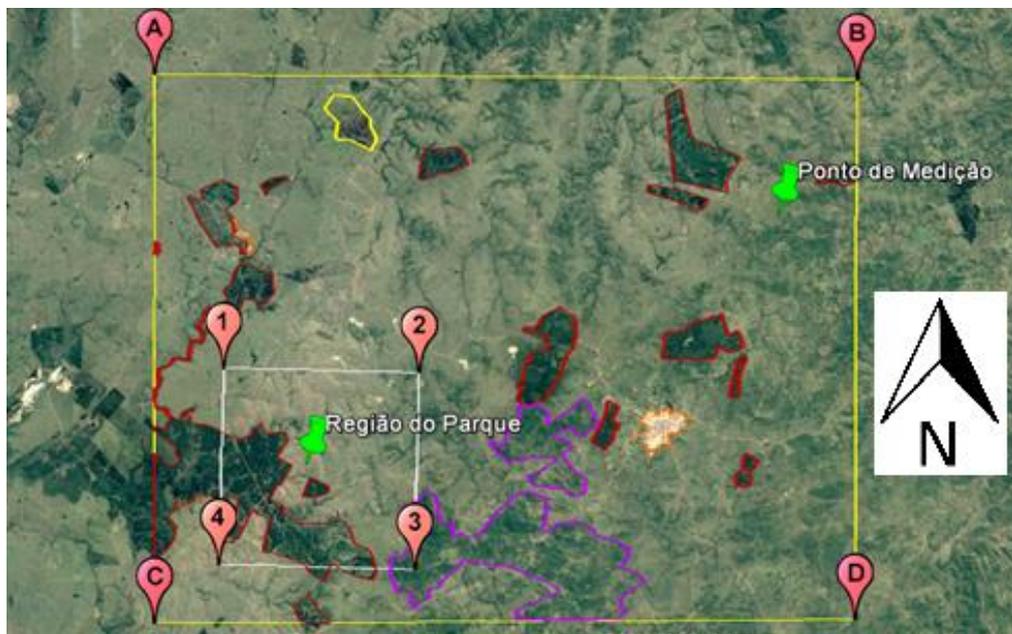


Figura 4.3 – Localização da região do parque e do local de onde os dados de vento foram obtidos.

Tabela 4.1 – Posicionamento dos pontos de interesse.

Ponto de Interesse	Latitude	Longitude
Ponto de Medição	31° 30' 00.01" S	53° 19' 58.81" O
Ponto A	31° 26' 57.86" S	53° 35' 59.17" O
Ponto B	31° 27' 05.16" S	53° 17' 58.67" O
Ponto C	31° 39' 03.87" S	53° 36' 01.38" O
Ponto D	31° 38' 58.23" S	53° 18' 00.75" O
Ponto 1	31° 33' 26.44" S	53° 34' 13.99" O
Ponto 2	31° 33' 32.44" S	53° 29' 10.87" O
Ponto 3	31° 37' 52.03" S	53° 29' 17.77" O
Ponto 4	31° 37' 46.01" S	53° 34' 21.13" O

4.3.2 Orografia e Rugosidade

A região de interesse compreende uma área aproximadamente quadrada de 8x8 km², sendo necessária a construção de um mapa de topografia e rugosidade da mesma. Contudo, como o local de medição dos dados de vento não se encontra na região do parque, como pode ser visto na Figura 4.3, o mapa deve abrangê-lo para que seja possível prever as velocidades nos locais dos aerogeradores. Com a definição da área total de abrangência, formada pelos pontos A, B, C e D na Figura 4.3, foi gerado um mapa de curvas de nível com o auxílio do *software* de geoprocessamento *Global Mapper*. As informações foram importadas para o *software* *WAsP*, obtendo a orografia do terreno que apresenta uma variação de 290 m entre o ponto mais baixo ao mais alto, sendo este último, 460 m acima do nível do mar. Por fim, o terreno foi discretizado em uma malha com resolução de 400 m², totalizando 158.796 elementos.

Para que as rugosidades (Z_0) do terreno fossem determinadas, imagens de satélites obtidas com o *software* *Google Earth* foram utilizadas e sobrepostas com o mapa de curvas de nível no *WAsP*. Com a ferramenta *WAsP Map Editor*, foi possível definir as diferentes rugosidades presentes no terreno. A Figura 4.4 exibe o resultado da modelagem do terreno, evidenciando as linhas de rugosidade (mais espessas) e de contorno de nível (menos espessas).

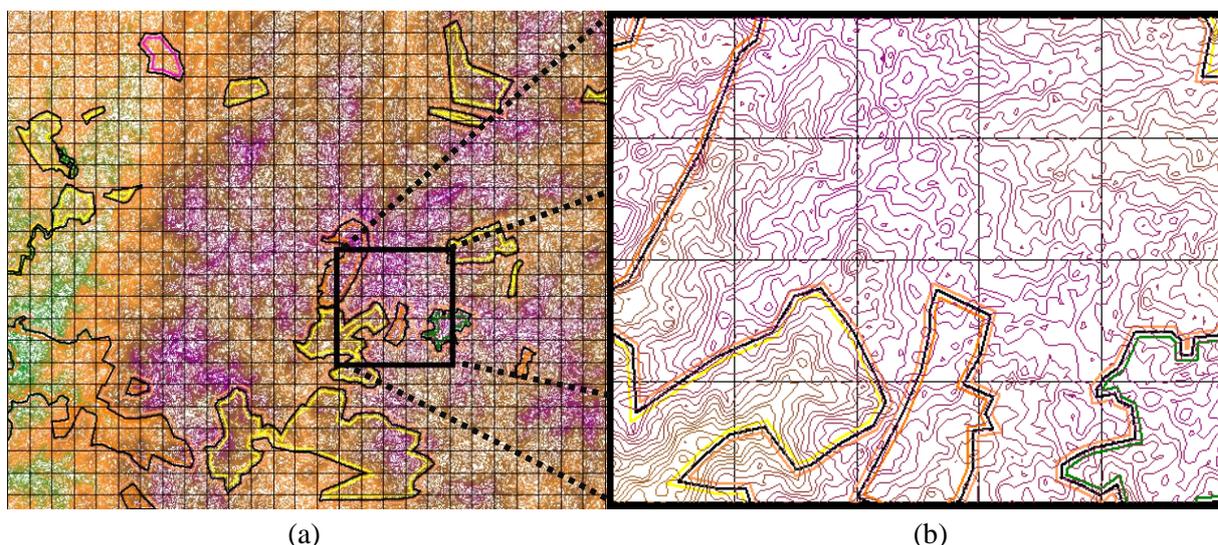


Figura 4.4 – (a) Resultado da modelagem do terreno. (b) Detalhe do mapa destacando as linhas de rugosidade (mais espessas) e de contorno de nível (menos espessas).

A Tabela A.1 do Anexo I apresenta os valores típicos de rugosidade para diferentes características do terreno. Em vista disso, a Tabela 4.2 contém os parâmetros de rugosidade utilizados na classificação da superfície do terreno em estudo.

Tabela 4.2 – Parâmetros de rugosidade utilizados no presente trabalho.

Característica da superfície do terreno	Comprimento de rugosidade [m]
Cidades	1,00
Florestas	0,80
Grande quantidade de árvores baixas e/ou arbustos	0,20
Fazenda com aparência aberta	0,05
Solo sem vegetação	0,005

Conforme recomendado pelo *WAsP 11 Help Facility*, 2016, caso o ponto de interesse (anemômetro ou turbina) esteja distante cinquenta vezes a altura de um possível obstáculo ou então mais alto que três vezes a altura desse obstáculo, o obstáculo deve ser tratado como um elemento de rugosidade. De tal modo, todos os obstáculos presentes no terreno de estudo foram tratados como elementos de rugosidade pois atendem à recomendação.

4.3.3 Aerogerador

O modelo de aerogerador escolhido para estudo foi o Enercon E-70 E4, o qual também foi utilizado por Radünz, 2015. O modelo apresenta o diâmetro do rotor de 71 m e altura de cubo de 75 m. A curva de potência e a curva do coeficiente de potência (*CP*), dados importados para o WAsP, são apresentados na Figura A.1 do Anexo I. O modelo apresenta uma potência nominal de 2,30 MW, que é alcançada por volta de 15 m/s. Além disso, o coeficiente de potência é máximo na faixa de 8 a 10 m/s.

4.4 Estudo do Posicionamento dos Aerogeradores

O posicionamento dos aerogeradores tem uma influência direta na produção da energia do parque eólico. Assim, a otimização do *layout* das turbinas eólicas na microrregião do parque (também conhecida por *micrositing*) é um processo fundamental a ser realizado para que a produção de energia seja maximizada e as perdas por esteira aerodinâmica minimizadas.

Salienta-se que estudos e análises do mapa da densidade de potência (W/m^2) devem ser feitos para que um apropriado *layout* do parque seja escolhido. O mapa da densidade de potência é gerado a partir de informações da orografia e rugosidade do terreno, assim como dos dados anemométricos inseridos no WAsP. O *layout* do parque deve ser escolhido baseado nas posições do mapa que apresentam maiores valores de densidade de potência. Entretanto, além do mapa da densidade de potência, o espaçamento entre as turbinas deve ser levado em conta visto que a esteira aerodinâmica influencia negativamente no desempenho de uma turbina que opera na esteira de outra, devido à redução da velocidade do vento, como também reduz a vida útil da turbina, devido à maior turbulência na esteira (Custódio, 2013).

Amarante *et al.*, 2011 recomendam que o espaçamento entre as turbinas tenha uma distância mínima equivalente a 5 diâmetros no sentido de maior incidência do vento e de 3 diâmetros na direção perpendicular ao sentido do vento predominante. Ademais, quanto maior a predominância dos ventos em uma determinada direção, mais se pode otimizar o espaçamento, reduzindo-se as distâncias laterais dos aerogeradores em relação ao vento predominante (Custódio, 2013). Assim, com o auxílio da rosa dos ventos contida na Figura 4.5, que apresenta as frequências da direção do vento, o sentido de maior incidência foi reconhecido e as recomendações atendidas.

Por consequência, dois *layouts* foram propostos: o primeiro que segue o mesmo posicionamento das turbinas utilizado por Radünz, 2015, com o propósito de realizar um estudo comparativo entre o WAsP e o *software* ANSYS CFX 13.0, conforme detalhado na seção 4.2; e o segundo que apresenta uma otimização do *layout* proposto por Radünz, 2015, aumentando a geração de energia e diminuindo as cargas de fadiga. A Figura 4.6 apresenta os *layouts* propostos.

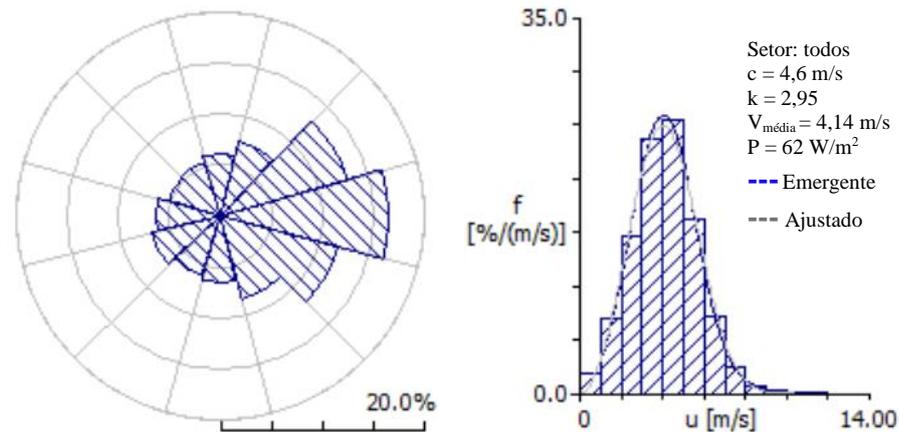


Figura 4.5 – Rosa dos ventos e frequência de distribuição para os dados do projeto MERRA ($h = 50$ m).

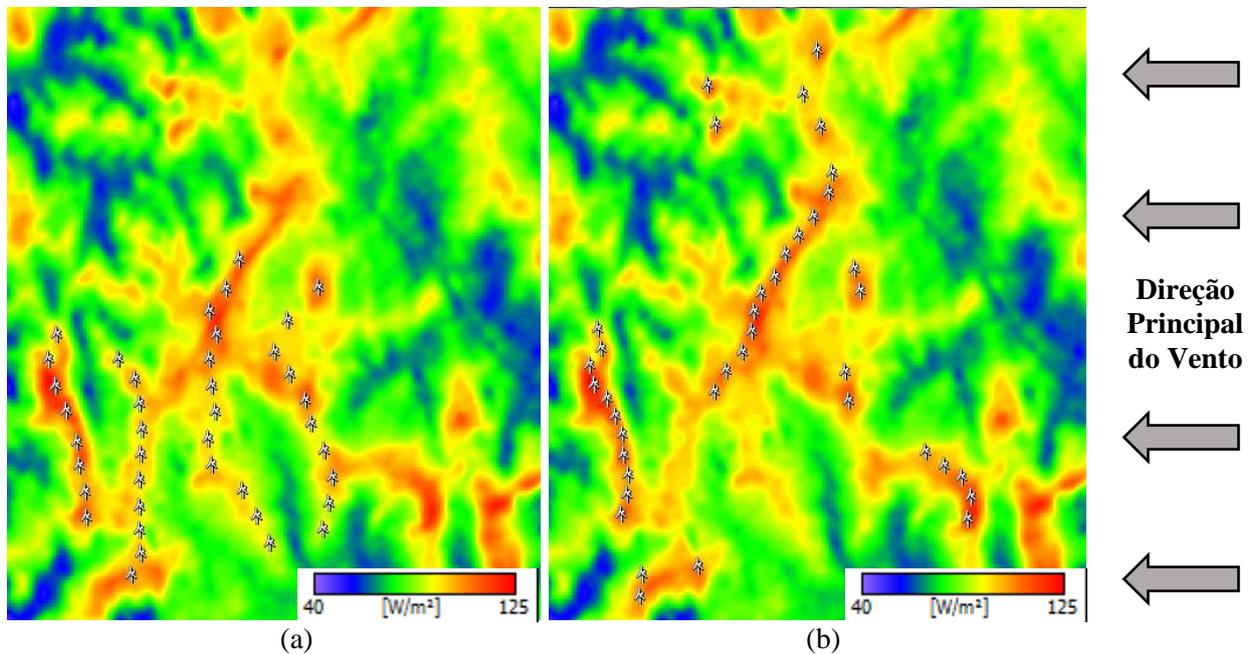


Figura 4.6 – (a) *Layout 1* proposto por Radünz, 2015. (b) *Layout 2* proposto pelo estudo de *micrositing*.

Não só a eficiência da fazenda eólica e os efeitos da esteira devem ser considerados para a escolha das posições dos aerogeradores em um parque eólico. Além disso, a proximidade de rodovias e subestações, critérios analisados por Radünz, 2015, e outros quesitos são analisados, tais como: questões ambientais, impactos da sombra da pá (*shadow flicker*), emissão de ruídos, proteção às aves, entre outros (Custódio, 2013). Ressalta-se que estes aspectos não foram levados em conta no presente trabalho, sendo necessária uma posterior análise para determinar em definitivo o *layout* do parque eólico.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Comparativo entre Diferentes Métodos de Análise do Potencial Eólico

Uma simulação foi realizada com o objetivo de comparar diferentes metodologias: a do WASP e a de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), esta última realizada por Radünz, 2015. Para que o estudo de comparação fosse válido, os dados de entrada utilizados no WASP foram os mais próximos possíveis daqueles utilizados na outra metodologia, os quais foram retirados do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul

(RS), 2014. Dessa forma, a Figura 5.1 apresenta os resultados obtidos para os dados de vento na altura do rotor da turbina eólica, 75 m.

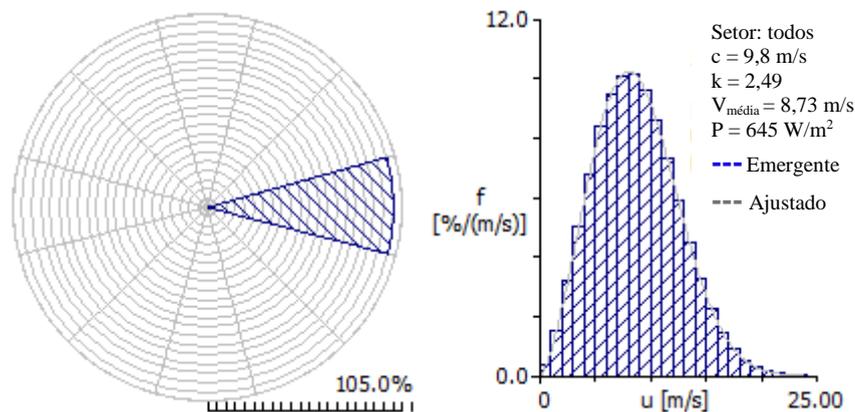


Figura 5.1 – Rosa dos ventos e frequência de distribuição para os dados do Atlas Eólico do RS, 2014.

A partir da Figura 5.1, pode-se perceber a predominância total de vento Leste, conforme utilizado por Radünz, 2015. A velocidade média na região do parque, para a altura de 75 m, é de 8,73 m/s, muito próxima daquela encontrada por Radünz, 2015 (8,75 m/s), diminuindo, assim, as incertezas no resultado devido aos dados de vento. A Tabela 5.1 apresenta os resultados encontrados em cada metodologia para a produção anual de energia e o fator de capacidade.

Tabela 5.1 – Resultado comparativo entre as metodologias para obtenção da EAG e FC.

Método	Energia Anual Produzida Líquida (EAG) [GWh]	Fator de Capacidade (FC)
CFD (Radünz, 2015)	298,33	0,40
WAsP	325,84	0,44

Analisando a Tabela 5.1, os resultados apresentados por cada metodologia estão no mesmo patamar. Um potencial motivo para que o WAsP apresente um resultado superior é a não suavização do terreno. Pode-se observar no Apêndice I que o ΔRIX global é positivo, superestimando a velocidade do vento no local do parque. Como a potência disponível está relacionada com a velocidade do vento ao cubo, assim, qualquer pequeno acréscimo na velocidade promove uma grande variação na energia eólica gerada.

5.2 Energia Anual Gerada a Partir dos Dados de Vento do Atlas Eólico do RS - 2014 e do projeto MERRA

Como o comportamento do vento não é determinístico, faz-se necessário que o seu estudo seja realizado através de análises probabilísticas. Dessa forma, o WAsP não trabalha diretamente com os dados de vento em forma de série temporal, mas sim, substitui esta série por uma distribuição de Weibull, como mostrado na Figura 4.5.

Percebe-se, através da rosa dos ventos da Figura 4.5, a predominância de vento Leste, seguido por ventos Nordeste e Sudeste. Também, os parâmetros de Weibull $A = 4,6$ m/s e $k = 2,95$. A velocidade média encontrada pelo WAsP, para os dados do projeto MERRA, igual a 4,14 m/s na altura de medição (50 m) e 4,45 m/s na altura dos rotores (75 m), esta última calculada através da lei da potência. A estimativa de produção de energia é apresentada na Tabela 5.2, que realiza uma comparação entre os resultados obtidos com os dados de entrada retirados do Atlas Eólico do RS - 2014 e do projeto MERRA.

Tabela 5.2 – Resultados obtidos a partir dos dados de vento do Atlas do RS - 2014 e do projeto MERRA.

Fonte dos Dados de Vento	Velocidade Média [m/s] ($h = 75$ m)	Energia Anual Produzida Bruta [GWh]	Energia Anual Produzida Líquida [GWh]	Fator de Capacidade (FC)
Atlas do RS - 2014	8,73	337,06	325,84	0,44
Projeto MERRA	4,45	63,45	59,47	0,08

Baseado nos resultados obtidos a partir dos dados do Atlas do RS – 2014, percebe-se que o local de estudo se caracteriza como propício para a instalação de um parque eólico, apresentando um expressivo fator de capacidade. Entretanto, quando os dados do projeto MERRA são utilizados, o cenário encontrado é totalmente dessemelhante. A partir das diferenças encontradas entre os resultados da Tabela 5.2, fica evidente a influência que o conjunto de dados de vento exerce sobre a estimativa do potencial eólico, servindo apenas para avaliações preliminares.

Ressalta-se que a principal metodologia para analisar o comportamento do vento é a realização da medição de alta qualidade dos dados de vento no local desejado por um período suficientemente longo. No entanto, esta prática demanda não só tempo, mas principalmente um considerável investimento financeiro, fugindo do propósito do presente trabalho.

5.3 Otimização do *Layout*

Conforme descrito na seção 4.4, um estudo sobre o posicionamento das turbinas foi realizado com o intuito de melhorar o aproveitamento do potencial energético. A Figura 4.6 apresenta o *layout* 1, proposto por Radünz, 2015 e o *layout* 2, proposto pelo presente estudo. Os resultados de otimização obtidos para a EAG, perdas por esteira aerodinâmica e fator de capacidade são indicados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Resultados obtidos a partir da otimização do *layout*.

	Energia Anual Produzida Bruta [GWh]	Energia Anual Produzida Líquida [GWh]	Perdas por Esteira Aerodinâmica [%]	Fator de Capacidade (FC)
Layout 1	63,45	59,47	6,27	0,08
Layout 2	68,78	66,08	3,93	0,09

Um potencial motivo para que a otimização não seja tão expressiva em números absolutos é que os aerogeradores no *layout* 1 estão consideravelmente bem posicionados, uma vez que a definição de suas posições foi baseada em um mapa do potencial energético da região do parque (Radünz, 2015). Entretanto, ratifica-se que o estudo de otimização do *layout* dos aerogeradores é uma etapa essencial a ser realizada em projetos de parques eólicos, tendo como consequência a maximização na eficiência energética do parque.

5.4 Avaliação da Complexidade do Terreno

Conforme explanado na seção 2.3, o índice RIX define a fração percentual do terreno que tem tendência a separar o escoamento de vento, ou seja, regiões que a inclinação ultrapassa o valor crítico e que desfavorecem a aplicação do modelo linearizado. Esta situação geralmente apresenta-se fora do pacote de performance do WAsP e erros de predição são esperados. Assim, o RIX global e o Δ RIX entre os pontos de medição e das turbinas são dados limitantes do modelo utilizado pelo WAsP.

O Apêndice II apresenta os mapas do RIX e Δ RIX para o *layout* de otimização apresentado na Figura 4.6b e o Apêndice I apresenta os valores dos RIX's locais dos pontos de interesse e os valores de Δ RIX, ou seja, a diferença entre os RIX's dos pontos dos aerogeradores e o RIX do ponto de medição. Assim, como pode ser analisado nos Apêndices I e II, o RIX médio de todas as posições das turbinas é 1,12%, ou seja, aproximadamente 1,12% da região do parque apresenta inclinações acima da inclinação

crítica. Não só, a diferença de RIX (Δ RIX) entre os pontos de projeção e medição apresentou-se com uma média positiva de 0,84% e desvio padrão de 0,62%, o que caracteriza que o local de referência é menos acidentado que os locais de predição. Por consequência, a previsão do regime de ventos é superestimada na região do parque.

Percebe-se que o RIX médio global e o Δ RIX não estão próximos de 0%, no entanto, conforme visto na seção 2.3, Mortensen *et al.*, 2008, concluíram que quando o $|\Delta$ RIX| < 5%, os erros estão mais relacionados a outros efeitos do que com a complexidade do terreno, diminuindo assim as incertezas devido à topografia do terreno.

5.5 Incertezas

Os resultados encontrados no presente estudo apresentam incertezas assim como qualquer trabalho que é realizado através de simulações. Pode-se dizer que na presente análise de energia, há duas principais fontes que contribuem para as incertezas nos resultados obtidos: a estimativa dos dados de vento no local e as simplificações matemáticas e computacionais.

Os erros presentes na medição da velocidade do vento, mesmo que os erros sistemáticos sejam excluídos, variam entre 2% e 15% (Troen e Petersen, 1989). Não só, apesar do fato dos dados de vento serem de longo prazo, esta incerteza pode ser maior no presente estudo pois os dados são considerados sintéticos e não foram medidos no local do parque, mas sim, modelados computacionalmente. Também, sofreram uma extrapolação vertical até a altura do cubo do rotor do aerogerador. Além disso, Troen e Petersen, 1989 afirmam que a modelagem da rugosidade pode gerar em torno de 5% de incertezas na velocidade do vento e a modelagem da orografia de até 10%.

Além do mais, outras fontes de incertezas na estimativa da energia gerada podem ser levadas em conta, como a precisão da modelagem do vento utilizada pelo *software* WAsP, como comentado na seção 4.1.1.

6. CONCLUSÕES

Com o aumento da necessidade energética em todo o planeta, fomenta-se cada vez mais a pesquisa sobre as diferentes formas de conversão de energia. Não somente esta carência energética como também os problemas de emissão de gases poluentes estão gerando uma consciência global voltada para a utilização de energias renováveis. Nesse ponto, o presente trabalho apresentou um estudo de avaliação do potencial eólico de um terreno próximo à cidade de Pinheiro Machado/RS.

Com efeito, a modelagem em CFD é bastante difundida na engenharia, servindo como ponto de partida para estudos e comparações com outras metodologias de análise. Dessa forma, o trabalho realizado por Radünz, 2015 foi utilizado para realizar uma comparação entre as metodologias propostas. Baseado nos mesmos dados de entrada para o terreno e *layout* do parque e informações de vento similares, os resultados apresentados na Tabela 5.1 mostram que as estimativas de produção energética anual são similares, sendo a diferença entre o WAsP e CFD de em torno de 10%. Esta diferença de valores obtidos entre as metodologias pode ser justificada pelo perfil do terreno ser caracterizado como complexo. Como o Δ RIX global do terreno é positivo, o WAsP superestima a produção energética anual do parque, presumindo, assim, um valor superior quando comparado com o CFD.

A estimativa do potencial eólico foi realizada pelo modelo computacional do WAsP, avaliando-se os dados públicos de vento do projeto MERRA, como parâmetros de entrada. Também, o local de estudo foi georreferenciado no *software GIS Global Mapper*, o qual também foi utilizado para reconstruir a superfície tridimensional, a partir dos dados topográficos do local. Imagens obtidas com o auxílio do *software Google Earth* foram utilizadas para auxiliar na modelagem da rugosidade do terreno, que foi realizada com a ferramenta *WAsP Map Editor*. Conforme resultados apresentados na Tabela 5.2, que compara os resultados obtidos com os dados de vento do MERRA e do Atlas Eólico do RS - 2014, nota-se a influência que o regime de ventos exerce sobre a produção de energia. De tal modo, recomenda-se uma comparação do presente estudo com a aquisição de mais informações anemométricas obtidas por uma torre de medição no local proposto ou então próximo dele, aumentando a confiabilidade dos dados de vento e, assim, diminuindo as incertezas aqui apresentadas.

Apesar da falta de dados mais precisos e recursos financeiros, foi possível verificar a viabilidade do local de estudo para a instalação de um parque eólico. A partir dos resultados obtidos na Tabela 5.2 para os dados retirados do Atlas do RS - 2014, o local apresentou-se como viável para o aproveitamento do recurso energético, principalmente devido ao regime de ventos que se caracteriza como suficiente para a geração de energia eólica.

Além disso, um estudo da disposição dos aerogeradores na fazenda eólica foi realizado (*micrositing*) visando maximizar a produção anual de energia e minimizar os efeitos das esteiras. Com o *layout* proposto neste trabalho, obteve-se um aumento de 5,25% na produção de energia bruta e uma supressão de 11,11% na influência entre as turbinas, quando comparado ao *layout* proposto por Radünz, 2015. Em termos de fator de capacidade, a diferença entre os resultados é de 12,50%. Ressalta-se, assim, que é fundamental para a eficiência do parque uma correta disposição dos aerogeradores, podendo ser determinante na análise de viabilidade econômica e consequentemente na definição dos investimentos.

6.1 Sugestão para Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalho futuro, recomenda-se utilizar a metodologia do presente trabalho em parques eólicos instalados em terrenos complexos e comparar a previsão de energia do WASP com os dados reais de geração de energia do parque. Com isso, pode-se encontrar uma relação entre o erro de predição do WASP e o ΔRIX do local de estudo e aplicá-la em outra simulação de um terreno similarmente complexo. Dessa forma, os resultados de predição de produção de energia apresentados pelo WASP estarão corrigidos e, consequentemente, mais próximos de uma realidade.

Por fim, como o WASP não somente é o *software* pioneiro e o mais utilizado globalmente no campo de simulação eólica (Zhang, 2015), como também possui uma licença temporária voltada para projetos acadêmicos, o presente trabalho propõe uma maior difusão de sua metodologia no âmbito acadêmico e, assim, contribuir para o desenvolvimento e aprimoramento de parques eólicos em nosso estado e país.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amarante, O. A.; Brower, M.; Zack, J. **“Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”**, MME, Eletrobrás, 2001.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: **“Atlas de Energia Elétrica do Brasil”**, 2ª Edição, Brasília, 2005.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: **“Capacidade de Geração do Brasil”**, www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acessado em 03/09/2016.
- Bowen A., Mortensen N. **“Exploring the Limits of WASP”– The Wind Atlas Analysis and Application Program**, Mechanical Engineering Department, University of Canterbury, New Zealand Meteorology and Wind Energy Department, Risø National Laboratory, 1996.
- Bowen, A.; Mortensen, N. G. **“WASP Prediction Errors Due to Site Orography”**, Risø National Laboratory, 2004.
- Brazil Wind Power. **“Brazil Windpower - Conference & Exhibition”**, www.brazilwindpower.org/market. Acessado em 08/09/16.
- Búrigo, V. C. **“Análise da Modelagem Numérica do Vento para Avaliação do Potencial Eólico em um Terreno Complexo Empregando CFD”**, 2014.
- Castro, R. M. G.; **“Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica”**, 2003.
- Conan, B. **“Wind Resource Assessment in Complex Terrain by Wind Tunnel Modelling”**, Other, Université d'Orleans, 2012.
- Custódio, R. S. **“Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica”**, Synergia, 2ª Edição, Rio de Janeiro, 2013.

Driemeier, L. H. “**Estudo Sobre o Impacto do Avanço Tecnológico no Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Sul**”, 2014.

Enercon: “**Product overview**”, Enercon, 2015.

Fontanet, F. A. “**Avaliação de uma Opção de Espera de um Parque Eólico pelo Método de Opções Reais**”, Dissertação de mestrado, PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2012.

GMAO, “**Global Modeling and Assimilation Office**”; gmao.gsfc.nasa.gov/merra/intro.php Acessado em 06/09/2016.

Jackson, P. S.; Hunt, J.C.R. “**Turbulent Wind Flow over a Low Hill**”; Quart J. R. Met. Soc., pp. 925-955, 1975.

Jimenez, B., Monnich, K., Durante, F. “**Comparison between NCEP/NCAR and MERRA Reanalysis data for long term correction in wind energy assessment**”, The European Wind Energy Association, 2012.

Landberg, L.; Myllerup, L.; Rathmann, O.; Petersen, E. L.; Jorgensen, B. H.; Badger, J.; Mortensen, N. G. “**Wind Resource Estimation – An Overview**”, Wind Energy, vol. 6, pp. 261-271, 2003.

Liléó, S., Petrik, O. “**Investigation on the use of NCEP/NCAR, MERRA and NCEP/CFSR reanalysis data in wind resource analysis**”, The European Wind Energy Association, 2011.

Liléó, S.; Berge, E.; Undheim, O.; Klinkert R.; Bredesen E. “**Long-term correction of wind measurements – State-of-the-art, guidelines and future work**”, vindteknikk.no/_extension/media/57/orig/Lileo%20et%20al,%20Stateof-theart%20on%20longterm%20correction,%202013.pdf. Acessado em 01/10/2016.

Mortensen, N. G.; Tindal, A.; Landberg, L. “**Field validation of the RIX performance indicator for flow in complex terrain**”, Paper presented at 2008 European Wind Energy Conference and Exhibition, Brussels, Belgium, 2008.

NASA, “**Modern-era Retrospective Analysis for Research and Application**”, gmao.gsfc.nasa.gov/merra. Acessado em: 25/09/2016.

Pereira, M. V. R. “**Estudo Comparativo Entre o Potencial Eólico e a Energia Efetivamente Gerada no Complexo de Osório**”, Trabalho de conclusão de curso, UFRGS, Porto Alegre, 2012.

Radünz, W. C. “**Avaliação do Potencial Eólico de uma Região com Topografia Complexa Através de Dinâmica dos Fluidos Computacional**”, Trabalho de conclusão de curso, UFRGS, Porto Alegre, 2015.

Renova Energia. “**Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI**” www.renovaenergia.com.br/pt-br/imprensa/noticias/paginas/noticia.aspx?idn=423. Acessado em 10/09/16.

Rienecker, M. M. *et al.* “**MERRA – NASA’s Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications**”, J. Climate, vol. 24, pp. 3624-3648, 2011.

Roedel, W. “**Physik unserer Umwelt – Die Atmosphäre**”, 2000.

Rohatgi, J. S.; Nelson, V. “**Wind Characteristics: an Analysis for the Generation of Wind Power**”, Alternative Energy Institute West Texas A&M University. Canyon, Texas, USA, 1994.

Sansigolo, C. A. “**Distribuição de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento**”, Revista Brasileira de Meteorologia, vol. 20, n. 2, pp. 207 - 214, 2005.

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

Stull, R. B. “**An Introduction to Boundary Layer Meteorology**”, 1988.

Troen, I.; Lundtang, E. P. “**El Atlas Eólico Europeo**”, Risø National Laboratory, 1990.

Troen, I.; Petersen, E. L. **“European Wind Atlas”**, Risø National Laboratory, 1989.

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

WAsP. **“WAsP 11 Help Facility and On-line Documentation”**. Acessado em 09/09/2016.

Zhang, M.H. **“Wind Resource Assessment and Micro-Siting”**, China Machine Press; 2015.

ANEXO I – Classes de terreno, curva de potência.

Tabela AI.1 – Valores típicos para a rugosidade aerodinâmica (Z_0) para diferentes características de superfície, adaptado de (WAsP, 2016).

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	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 poucos prédios/árvores	0,03
Área 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
Superfície com areia	0,0003
Lagos	0,0002
Mar aberto	0,0001

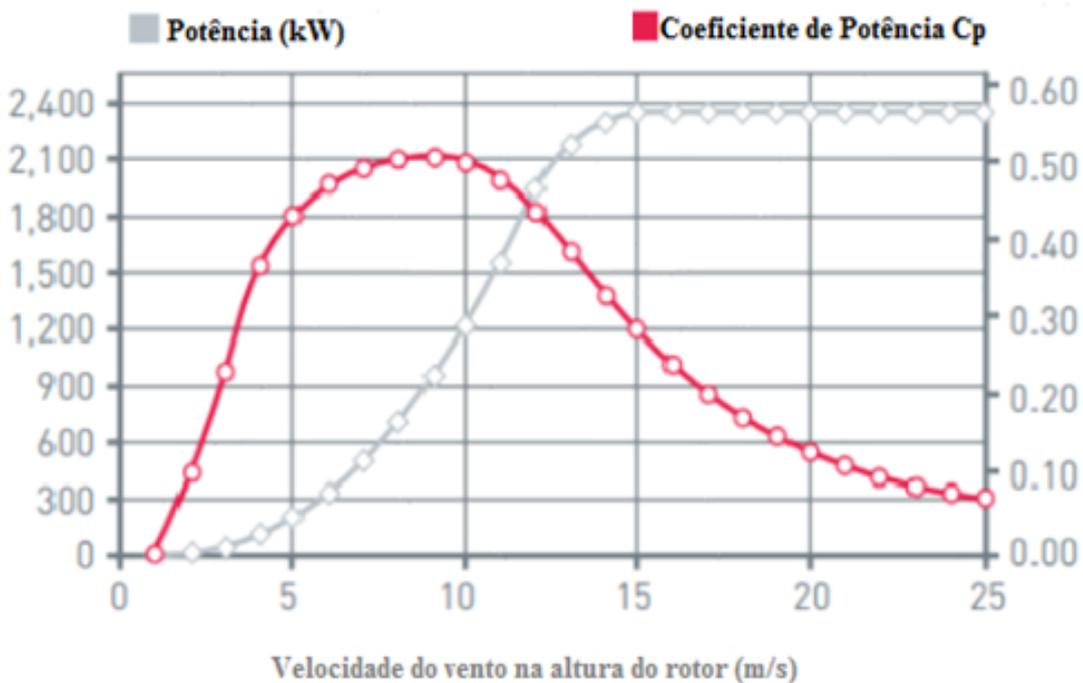


Figura AI.1 – Curva de potência do aerogerador modelo Enercon E-70 E4 (2,3 MW). Adaptado de Enercon, 2015.

APÊNDICE I – Estudo de *micrositing*.Tabela AI.1 - Resultados encontrados para o estudo de *micrositing* (T = turbina).

Ponto de Interesse	Localização [UTM]	Altura [m]	c [m/s]	k [-]	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	Δ RIX [%]
Local de Medição	(278420.0,6512625.0)	50	4,6	2,95	4,14	-	0,3	-
T1	(260093.6,6501417.0)	75	5,6	2,94	5,01	110	1,9	1,6
T2	(260086.6,6501648.0)	75	5,6	2,96	4,95	105	1,8	1,5
T3	(260135.1,6500976.0)	75	5,6	2,98	4,95	105	1,8	1,5
T4	(260146.5,6501196.0)	75	5,4	2,95	4,86	100	1,8	1,5
T5	(259918.7,6502049.0)	75	5,7	3,02	5,11	114	2,2	1,9
T6	(259717.2,6502432.0)	75	5,7	2,97	5,11	116	2,2	1,9
T7	(259853.0,6502614.0)	75	5,5	2,96	4,91	103	1,7	1,4
T8	(259815.2,6502826.0)	75	5,4	2,95	4,85	99	1,6	1,3
T9	(262374.2,6504356.0)	75	5,6	2,88	4,96	108	0,5	0,2
T10	(261101.8,6502130.0)	75	5,5	2,99	4,88	100	1,2	0,9
T11	(262421.0,6504575.0)	75	5,5	2,86	4,88	103	0,5	0,2
T12	(262085.9,6505464.0)	75	5,4	2,94	4,78	95	0,6	0,3
T13	(261238.9,6502368.0)	75	5,5	2,97	4,91	102	1,1	0,8
T14	(260076.9,6500760.0)	75	5,6	3,04	4,97	105	2,1	1,8
T15	(261035.4,6505565.0)	75	5,6	3,02	5,00	107	1,7	1,4
T16	(260931.0,6500179.0)	75	5,6	3,04	5,01	107	1,4	1,1
T17	(260301.3,6500084.0)	75	5,5	3,03	4,94	103	1,9	1,6
T18	(260275.3,6499840.0)	75	5,5	2,92	4,89	102	2,1	1,8
T19	(261776.2,6503417.0)	75	5,6	2,85	4,95	107	0,7	0,3
T20	(260010.9,6501854.0)	75	5,6	2,97	5,00	108	1,7	1,4
T21	(263959.6,6500947.0)	75	5,7	2,95	5,12	117	0,7	0,4
T22	(263856.5,6501180.0)	75	5,6	3,03	5,03	109	0,5	0,2
T23	(261630.5,6503234.0)	75	5,6	2,94	4,99	108	0,8	0,5
T24	(261118.1,6505120.0)	75	5,6	2,93	4,95	106	1,5	1,2
T25	(261903.3,6503677.0)	75	5,6	2,83	4,99	110	0,8	0,5
T26	(262209.5,6504082.0)	75	5,5	2,79	4,90	106	0,4	0,1
T27	(261519.4,6502800.0)	75	5,6	2,93	5,01	109	0,8	0,5
T28	(263665.2,6501307.0)	75	5,5	3,04	4,95	104	0,5	0,2
T29	(261551.1,6503028.0)	75	5,8	2,94	5,14	118	0,7	0,4
T30	(262726.9,6503253.0)	75	5,5	2,93	4,94	105	0,5	0,2
T31	(263457.1,6501455.0)	75	5,5	3,06	4,92	101	0,4	0,1
T32	(259768.3,6502212.0)	75	5,8	2,96	5,19	121	2,1	1,8
T33	(263924.1,6500708.0)	75	5,7	2,95	5,07	113	0,9	0,6
T34	(262242.9,6505951.0)	75	5,6	2,94	5,00	108	0,8	0,4
T35	(262667.4,6503509.0)	75	5,5	2,91	4,94	106	0,4	0,1
T36	(262591.1,6502024.0)	75	5,5	2,92	4,93	104	0,6	0,3
T37	(262563.8,6502352.0)	75	5,5	2,97	4,87	100	0,7	0,4
T38	(262042.0,6503880.0)	75	5,5	2,85	4,91	105	0,6	0,3
T39	(261424.4,6502570.0)	75	5,5	2,96	4,88	101	0,9	0,6
T40	(262285.0,6505103.0)	75	5,5	2,90	4,91	104	0,6	0,3
						Média	1,12	0,84
						Desvio Padrão	0,63	0,62

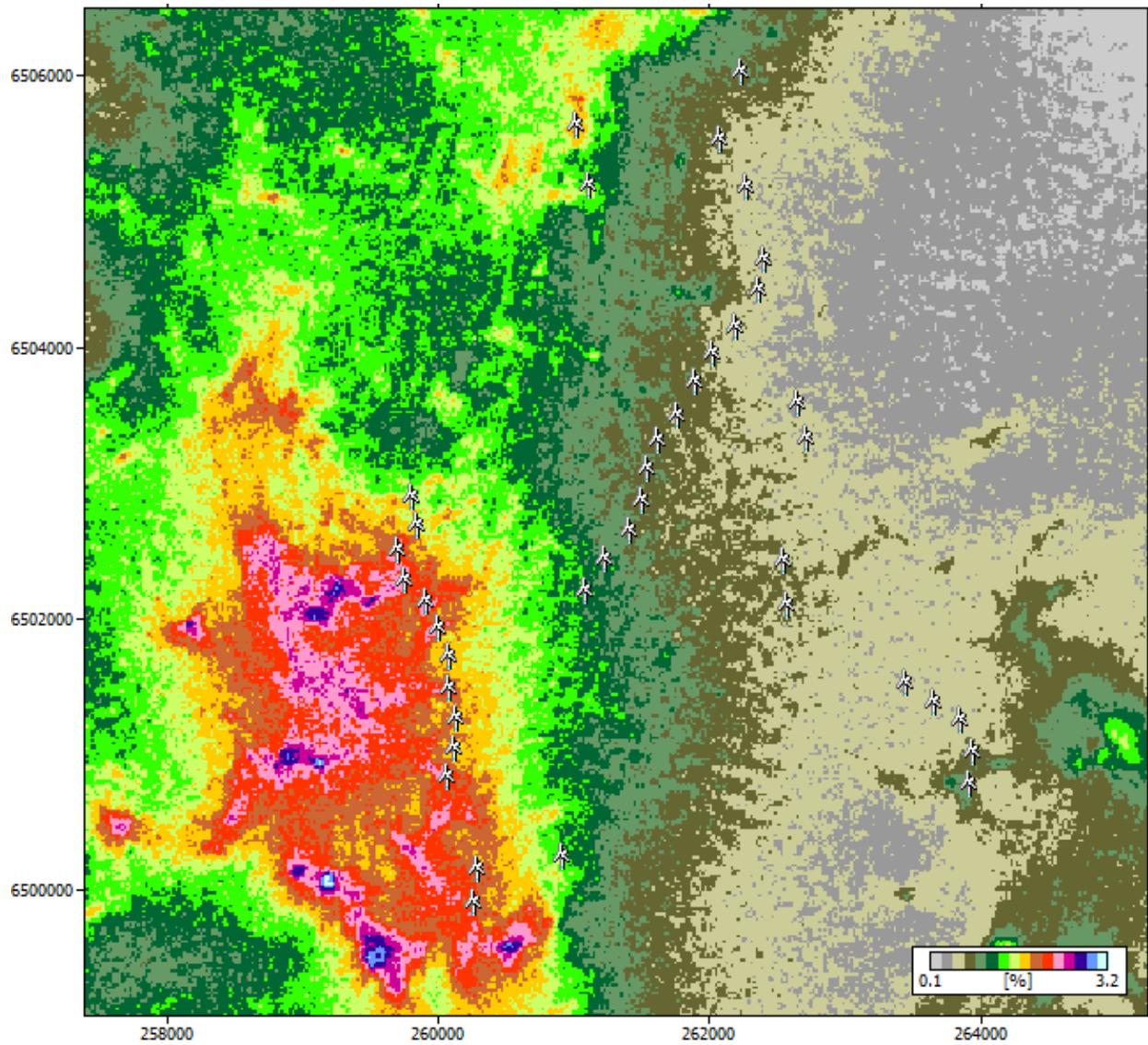
APÊNDICE II – Mapas dos índices RIX e Δ RIX.

Figura AII.1 – Mapa do índice RIX (em destaque, as posições das turbinas).

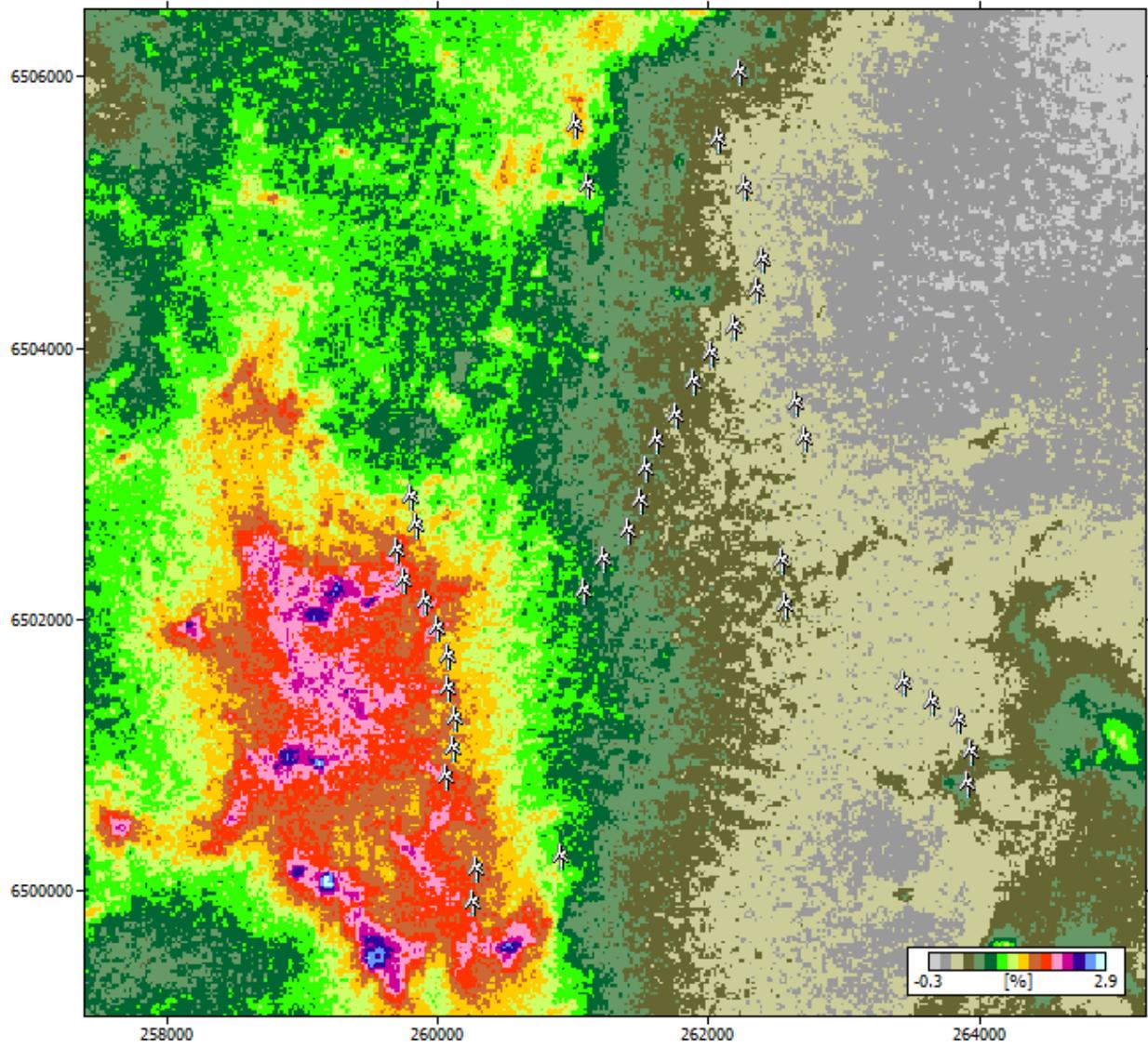


Figura AII.2 – Mapa do índice ΔRIX (em destaque, as posições das turbinas).