

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

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O POTENCIAL EÓLICO E A ENERGIA EFETIVAMENTE
GERADA PARA O COMPLEXO EÓLICO DE OSÓRIO

por

Maurício Vieira da Rocha Pereira

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, julho de 2012

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O POTENCIAL EÓLICO E A ENERGIA EFETIVAMENTE
GERADA NO COMPLEXO EÓLICO DE OSÓRIO

por

Maurício Vieira da Rocha Pereira

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. Arnaldo Ruben Gonzalez
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: **Ciências Térmicas**

Orientador: Prof. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof. Horácio Vielmo

Prof. Sérgio Viçosa Möller

Prof. Sérgio Frey

Porto Alegre, 03 de julho de 2012.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, primeiramente, ao Instituto Nacional de Meteorologia, ao *National Centers for Environmental Prediction - National Center for Atmospheric Research Reanalysis* (NCEP-NCAR) e a *Global Modeling and Assimilation Office* (GMAO), pelo fornecimento dos dados utilizados neste estudo.

Agradeço, também, a professora orientadora Adriane Prisco Petry e aos amigos Frederico Tilman e Guilherme Wenzel pelos esclarecimentos técnicos.

Por fim, aos meus pais pelo suporte emocional e base educacional que a mim foi proporcionado e a Érika Cerski pelo apoio dedicado.

A todos, muito obrigado.

PEREIRA, M. V. R. ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O POTENCIAL EÓLICO E A ENERGIA EFETIVAMENTE GERADA NO COMPLEXO EÓLICO DE OSÓRIO. 2012. 26 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

RESUMO

O Brasil está se tornando uma potência mundial na geração de energia eólica, no entanto, apresenta poucas informações disponíveis para avaliar a qualidade dos parques eólicos existentes em operação. O presente estudo apresenta indicadores de desempenho do Complexo Eólico de Osório, para o período compreendido entre 2007 e 2010, utilizando a metodologia computacional do WAsP. Inicialmente é feita uma revisão bibliográfica onde são comentados trabalhos disponíveis na literatura, relacionando-os aos principais parâmetros utilizados neste trabalho. A contextualização no panorama eólico brasileiro é feita também neste capítulo. A metodologia baseia-se na seleção da fonte de dados eólicos que melhor representa o regime de ventos na região do complexo eólico e na modelagem numérica do software WAsP. Por fim conclui-se que o Complexo Eólico de Osório apresenta índices de desempenho razoáveis e coerentes com o previsto no local de estudo. O valor da razão de energia eólica gerada e prevista dos aerogeradores é de 94.3% e o fator de capacidade anual médio para o período de estudo - 2007 a 2010 - é de 0.29.

PALAVRAS-CHAVE: eólica, razão de energia, fator de capacidade, Osório

PEREIRA, M. V. R. COMPARATIVE STUDY OF THE WIND POTENTIAL AND THE WIND ENERGY GENERATED IN OSORIO WIND COMPLEX. 2012. 26 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

ABSTRACT

Brazil is becoming a world power in wind energy generation, however it has little information available to evaluate the quality of existing wind farms in operation. This paper presents performance indicators about the Osorio Wind Farm for the period between 2007 and 2010, using WAsP software methodology. Initially this bibliographic review focuses on published technical studies, relating them to the main parameters used in this work. An overview of the Brazilian wind energy panorama is also presented in this chapter. The methodology is based on the selection of the wind data source that better represents wind behavior in the wind farm region and on the WAsP software numerical modeling. Finally, it concludes that Osorio Wind Farm presents performance levels that are reasonable and consistent with the study site prediction. The ratio of wind energy generated by the turbines in relation to the predicted is 94.3% and the average annual capacity factor for the study period - 2007 to 2010 - is 0.29.

KEYWORDS: wind energy, ratio of energy, capacity factor, Osório

ÍNDICE

	Pág.
1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
2.1. O vento e a energia eólica	2
2.2. Panorama eólico do Brasil	2
2.3. Identificação do regime de ventos	3
2.3.1) Estações meteorológicas	3
2.3.2) Modelos computacionais	4
2.4. Efeitos topográficos	5
2.5. Rugosidade e Camada Limite Atmosférica	5
2.6. Avaliação energética	5
2.7. Comparativos energéticos	5
3. METODOLOGIA	6
3.1. Seleção de dados	6
3.2. Extrapolação vertical dos dados de vento	6
3.3. Validação dos dados de vento	7
3.4. Análise energética	8
3.5. Comparativo energético	9
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	10
5. CONCLUSÕES	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
Apêndice I - Topografia e Rugosidade.....	16
Apêndice II - Velocidades do vento previstas pelo WAsP nos aerogeradores.....	17
Apêndice III – Energia.....	18
Apêndice IV – Fatores de capacidade.....	19
Anexo I – Distribuição de Weibull.....	20

1. INTRODUÇÃO

É de consenso geral que as fontes de energias renováveis devem ser presentes cada vez mais no cotidiando das sociedades contemporâneas. O Brasil possui uma das maiores matrizes energéticas renováveis do mundo, com aproximadamente 70% dos seus 117 GW de capacidade energética sendo proveniente destas fontes [ANEEL, 2012]. A escassez de recursos fósseis torna a busca por demandas alternativas de energia cada vez mais constantes.

Em 2004 foi instituído o programa Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), tornando-se, aquele ano, um marco nacional para o setor energético no país, iniciando assim o aumento de participação das fontes eólica, de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e de biomassa no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Dentre as fontes renováveis beneficiadas pelo Proinfa, a energia eólica foi a que apresentou maior oportunidade para os investidores e consequentemente obteve a maior parcela do mercado objetivado pelo programa governamental. O fator decisivo nesta escolha foi, principalmente, a alta velocidade de vento ocorrente no território brasileiro. O Brasil possui uma extensa faixa de terra com grande potencial eólico que liga o litoral nordestino ao sul do país. Há, também, no interior do país, zonas montanhosas cujas velocidades de vento não devem ser desprezadas.

Adicionalmente, a possibilidade de complementação enérgica é, através da maior disponibilidade de recursos eólicos justamente durante os períodos em que os recursos hídricos experimentam escassez, um fator de incentivo às fontes eólicas de geração de energia.

Atualmente, a energia eólica ocupa a 5^a posição em capacidade instalada na matriz energética brasileira, com aproximadamente 1.6 GW de potência. Este cenário deve alterar-se em poucos anos, pois, até o final do ano de 2011, haviam sido outorgados aproximadamente 7 GW de energia para construção de parques eólicos nos anos subsequentes [ANEEL, 2012].

Para garantir a estabilidade dos investimentos no setor, a qualidade dos empreendimentos eólicos brasileiros deve ser conhecida. Bons indicadores de desempenho dos aerogeradores instalados podem assegurar vida longa aos projetos baseados nesta fonte de energia alternativa.

Não há até o presente momento, no entanto, uma diversidade de estudos quantitativos comparando a energia eólica gerada pelos empreendimentos brasileiros com a estimativa de produção de energia baseada em dados de vento.

Um dos mais importantes projetos eólicos instalados no país é o Complexo Eólico de Osório, composto pelo Parque Eólico dos Índios, Parque Eólico Sangradouro e Parque Eólico de Osório. Sua inauguração foi no ano de 2006 com um total de 75 aerogeradores de 2 MW de potência nominal cada.

Passados 6 anos do início de sua operação, o Complexo Eólico de Osório foi escolhido para se fazer esta comparação, estabelecendo indicativos de qualidade para estes parques. A escolha deve-se à importância do empreendimento no cenário eólico brasileiro e também ao longo período que estes aerogeradores estão operacionais.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta inicialmente uma revisão da literatura explicando a formação dos ventos e a energia eólica. O panorama eólico do Brasil, mostrando previsões de crescimento é visto a seguir. Um seguinte ponto levantado nesta seção é a importância da identificação do regime de ventos nos locais a serem estudados para um projeto eólico. Por fim são abordados trabalhos relativos aos principais parâmetros utilizados na previsão de geração de energia eólica e um estudo comparativo entre a previsão de energia eólica através um modelo numérico e a energia eólica gerada por um parque eólico brasileiro.

2.1) O vento e a energia eólica

O vento, conforme Taylor, 2004, é decorrente de um movimento das massas de ar atmosféricas proveniente das variações de pressão existentes em diferentes locais do globo. As variações de pressão são, por sua vez, resultados dos fluxos de radiação solar que incidem na superfície terrestre. Tubelis e Nascimento, 1984, descrevem o vento como o movimento do ar em relação à superfície terrestre, gerado pela ação de gradientes de pressão atmosférica, sofrendo três influências modificadoras de seu movimento: rotação da Terra (Força de Coriolis), força centrífuga ao seu movimento e o atrito das massas de ar com a superfície terrestre.

A energia eólica, segundo a ANEEL, 2005, é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de aerogeradores para a geração de eletricidade. A equação 2.1 descreve a potência eólica do vento:

$$P = \frac{1}{2} \cdot v^3 \cdot \rho \cdot A \quad (2.1)$$

onde P é a potência [W], v é a velocidade do vento no aerogerador [m/s], ρ é a densidade do ar à altura do rotor [kg/m³] e A é a área varrida pelas pás do aerogerador [m²]. [Castro, 2003]

2.2) Panorama eólico do Brasil

Estudos passados estimavam o potencial de geração de energia eólica no Brasil entre 20 GW e 60 GW [ANEEL, 2005]. As medições de ventos, no entanto, eram limitadas não sendo capazes de prever adequadamente o potencial eólico de uma região. As divergências de metodologia acentuavam este problema, não se sabendo ao certo a quantidade de energia proveniente dos ventos que o país poderia produzir. Com os avanços das medições e o aprimoramento das ferramentas computacionais, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro estimou o potencial eólico no país em aproximadamente 140 GW a 50 metros de altura, divididos em regiões conforme mostra a Figura 2.1 [CEPEL, 2001].

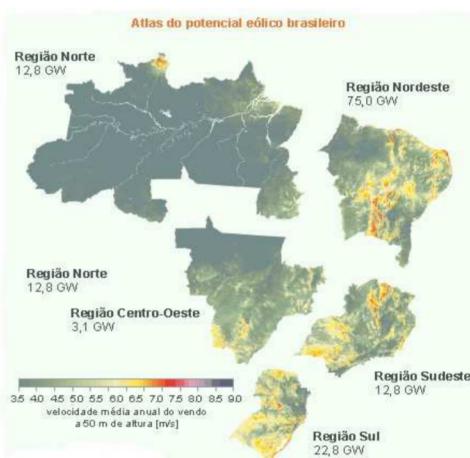


Figura 2.1 – Potencial Eólico Brasileiro [CEPEL, 2001]

Hoje em dia o Brasil conta com 76 empreendimentos eólicos em operação, totalizando aproximadamente 1.3 % da capacidade energética no país, com 1.6 GW, conforme citado anteriormente. Os novos projetos eólicos (aproximadamente 200 já foram outorgados), no entanto, serão responsáveis por um crescimento de 500 % na capacidade eólica instalada no Brasil nos próximos anos [ANEEL, 2012]. Não se espera que este crescimento venha suprir majoritariamente a demanda energética do país, entretanto, servirá como uma fonte complementar de abastecimento elétrico no Brasil.

2.3) Identificação do regime de ventos

A identificação do regime de ventos e do potencial eólico de uma dada localidade é tarefa fundamental e tem como requisito básico e indispensável, a existência de uma série temporal de observações da velocidade e direção do vento a uma altura adequada [Silva et al., 2002]. O estudo feito por Cunha, 2008, confirma que as características do vento variam tanto com os aspectos geográficos quanto com a sazonalidade. Sansigolo, 2005, ressalta a importância do conhecimento do regime de ventos no local de um projeto eólico, reportando que a potência gerada pelo vento está relacionada com a densidade do ar e com a sua velocidade elevada ao cubo. Percebe-se, assim, que uma pequena alteração na velocidade média do vento acarreta uma grande variação de energia eólica gerada. Burton et al., 2001, mostra, através do espectro de Van der Hoven na Figura 2.2, que a resolução temporal dos dados eólicos deve ser entre 10 minutos e 2 horas para, desta forma, serem reduzidas as influências de turbulência ou sazonalidade nas medições.

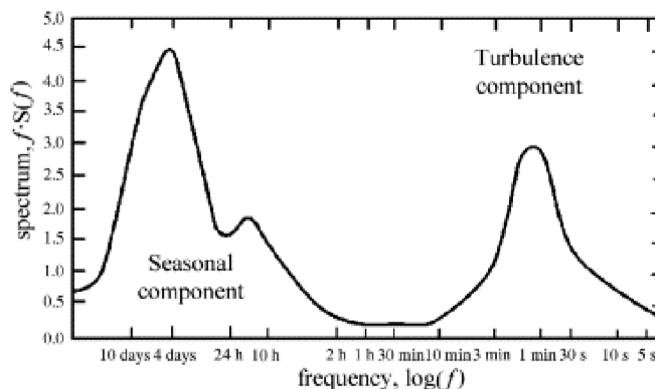


Figura 2.2 – Espectro de Van der Hoven [Burton et al., 2001]

Para reduzir o erro gerado por uma inadequada quantificação da velocidade e direção do vento em um projeto eólico, devem-se selecionar fontes confiáveis e independentes de dados de ventos, dentre as quais se destacam estações meteorológicas e projetos computacionais de renomadas e idôneas instituições.

2.3.1) Estações meteorológicas

Em 1983 a Organização Mundial de Meteorologia divulgou o *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation* onde são estabelecidas normas para a correta instalação de uma estação meteorológica [WMO, 2008]. Oliveira, 2011, citou, resumidamente, que a medição do regime de ventos em estações meteorológicas deve ser executada com anemômetros bem expostos, no mínimo a 10 metros do solo e longe de zonas íngremes e de árvores.

De acordo com o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), 2012, uma estação meteorológica do INMET é composta de sensores de parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento) ligados a uma unidade de memória central (*data logger*) que integra os valores observados minuto a minuto e automaticamente a cada hora.

Diversos autores analisaram o potencial eólico de uma região através de dados de vento medidos pelas estações automáticas do INMET. Vinte e duas torres anemométricas do INMET localizadas na região Nordeste do país foram utilizadas no trabalho de Silva et al., 2002, para determinação da potência eólica média horária e da direção predominante do vento em diferentes localizações no estado da Bahia. Verificou-se que o estado baiano apresenta alta variabilidade no potencial eólico em seu território. Mais tarde, Medina et al., 2010, fizeram um estudo utilizando dezessete torres do INMET situadas no Sudeste visando desenvolver uma metodologia de seleção dos locais e estimar o potencial de parques eólicos.

2.3.2) Modelos computacionais

Devido ao alto valor de mercado de dados de ventos, fontes baseadas em modelos matemáticos são usualmente utilizadas para determinação de potenciais eólicos. Destacam-se, nesta categoria, o Projeto Reanalysis I, desenvolvido em conjunto pelo NCEP-NCAR (*National Centers for Environmental Prediction - National Center for Atmospheric Research Reanalysis*) e o Projeto MERRA (*Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications*) desenvolvido pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*).

O Projeto Reanalysis I utiliza dados criados através de uma assimilação via modelagem numérica, usando dados mensais de vento desde 1948 até o presente momento. A resolução espacial dos pontos modelados no projeto Reanalysis I é de 2.5 graus latitudinais e 2.5 graus longitudinais, divididos em dezessete níveis de pressão atmosférica (10 hPa a 1000 hPa). A resolução temporal dos dados é de 6 horas. [Kalnay et al., 1996].

Buscando o desenvolvimento de ferramentas metodológicas que auxiliasssem na quantificação dos recursos eólicos, Vieira et al, 2006, realizaram um estudo avaliando o possível uso das séries de dados de velocidade e direção do vento geradas pelo projeto Reanalysis I na quantificação dos recursos eólicos em duas regiões localizadas no Estado do Ceará, a fim de apoiar a instalação de futuros projetos de centrais eólicas na região. Os resultados mostraram que as séries do projeto Reanalysis I não forneceram alta confiabilidade quando comparadas com dados observados nestas regiões. Especularam-se, neste trabalho, problemas com a topografia utilizada no modelo numérico global utilizado no projeto Reanalysis I. Com isso, foi concluído pelos autores que alguns estudos de quantificação deveriam ser mais aprofundados, pois essa metodologia, largamente utilizada para caracterizar o regime eólico em regiões da Europa, não possuía a mesma eficácia no estado do Ceará.

Cinco anos de dados (1999 a 2003) do Projeto Reanalysis II, descrito por Kanamitsu et al., 2002, (atualização do Projeto Reanalysis I), no entanto, foram considerados adequados e utilizados por Pinto, 2008, para elaboração de um atlas eólico em Moçambique. Neste caso, não havia no país medições de vento contínuas. Estabeleceu-se, através deste trabalho, uma referência para estudos e planejamentos no âmbito energético moçambicano.

Já o Projeto MERRA possui uma base de dados atmosféricos da NASA com foco na análise histórica dos ciclos hidrológicos, em uma ampla gama de escalas temporais e climáticas. Os dados do projeto MERRA possuem resolução espacial de 0.5 graus latitudinais e 0.66 graus longitudinais e resolução temporal horária. [GMAO, 2012]

Jimenez et al., 2012, fizeram uma comparação entre dados obtidos através do Projeto Reanalysis I, Projeto Reanalysis II, Projeto MERRA, torres meteorológicas e mapas de mesoescala, com dados de vento obtidos em 6 diferentes parques eólicos localizados em 5 territórios (Brasil, África do Sul, Norte da África, Polônia e região da Escandinávia). O Projeto MERRA apresentou a melhor correlação de velocidade do vento em 4 dos 6 parques eólicos, incluindo o situado no Brasil, obtendo o primeiro lugar médio neste quesito enquanto o projeto Reanalysis I ficou na segunda colocação.

Liléo e Petrik, 2011, conduziram outro importante trabalho, investigando o uso do projeto Reanalysis I e do projeto MERRA para análise de recursos eólicos. Foram comparados dados destes dois modelos numéricos com medições observadas em torres anemométricas localizadas na Suécia, no período compreendido entre 1980 e 2009. Enquanto o projeto MERRA obteve boa consistência espacial e temporal, o projeto Reanalysis I apresentou

algumas inconsistências temporais afetando consideravelmente a estimativa de produção de energia. A diferença de energia prevista relativa entre dados pouco consistentes do projeto Reanalysis I e bastante consistentes do projeto MERRA chegou a 14% para certo território sueco.

2.4) Efeitos topográficos

Os efeitos topográficos são importantes na avaliação do potencial eólico, pois influenciam o escoamento do vento no local estudado e, principalmente, pois, quando modelados erroneamente, geram grandes erros nas estimativas energéticas. Bowen e Mortensen, 2006, fizeram uma sugestão para avaliar a complexidade de certa topografia através da criação do RIX – *Ruggedness Index* - que avalia a complexidade topográfica de um terreno. Este número indica a fração da área de um terreno circular com raio de 3.5 km que excede a inclinação de 17º, e um valor acima de 0.3 significa uma área complexa. Silva, 2006, verificou a influência de um mapa topográfico na estimativa de velocidade do vento, em seu projeto de aspectos meteorológicos e estruturais na geração de energia elétrica de centrais eólicas. Dimensões e distâncias entre as curvas de nível deste mapa foram variadas, observando-se erros de até 25% nas previsões de vento feitas com mapas problemáticos comparados com medições anemométricas adequadas.

2.5) Rugosidade e Camada Limite Atmosférica

Stull, 1988, afirma que, abaixo de uma determinada altura, conhecida como Camada Limite Atmosférica, a superfície terrestre influencia no escoamento de vento através de sua rugosidade, independentemente das variações de sua velocidade ou estabilidade. Esta afirmação havia sido feita anteriormente por Bagnold, 1941 e Greeley e Iversen, 1985. Roedel, 2000 afirmou que o atrito entre a massa de ar em deslocamento e a superfície do solo cria a Camada Limite Atmosférica, tendo no solo seu ponto de velocidade zero. A influência da CLA na velocidade do vento se estende até aproximadamente 1000 metros de altura da superfície.

2.6) Avaliação energética

A modelagem computacional é de primordial importância para avaliar-se adequadamente o potencial energético de um dado projeto. Isto se deve a inviabilidade física e econômica da instalação de torres de medição de vento em todos os locais onde se pretende colocar um aerogerador, não sendo possível, assim, a determinação exata da velocidade do vento no local da turbina eólica.

A publicação de Landberg et al., 2003, revisa algumas formas de determinar as características eólicas de um local. Os modelos de mesoescala como, por exemplo, o RAMS (*Regional Atmospheric Modelling System*), indicam os principais locais passíveis de um bom ou mau recurso eólico utilizável. A partir destas indicações, para um estudo de maior precisão, utiliza-se softwares de microescala dentre os quais se destaca o WAsP, modelo computacional descrito por Troen e Petersen, 1989.

2.7) Comparativos energéticos

Poucos trabalhos comparativos entre previsões energéticas e geração dos parques eólicos em funcionamento no Brasil estão disponíveis na literatura. Um dos mais relevantes é de Dalmaz, 2007, onde o autor comparou o fator de capacidade de um parque eólico – fração de energia gerada pelo parque tendo como referência sua capacidade total – localizado no Estado de Santa Catarina, calculado a partir dos valores médios de energia gerada por aerogeradores entre 2004 e 2005, com o fator de capacidade previsto pelo WAsP, através de dados medidos de vento e concluiu que os valores eram consistentes. Enquanto a previsão mostrava um fator de capacidade de 0.24, o parque eólico havia obtido 0.25.

3. METODOLOGIA

3.1) Seleção de dados

Com a diversidade das fontes de dados de vento disponíveis publicamente, há a necessidade de escolher-se uma que represente de forma mais precisa o fluxo das massas de ar no local do complexo eólico em estudo.

Em primeiro lugar, selecionaram-se duas diferentes fontes de dados úteis para avaliação eólica, baseadas em modelagens computacionais. Dados mensais, obtidos através de médias dos dados com resolução temporal de 6 horas, da velocidade e direção do vento do Projeto Reanalysis I, para o ponto de coordenadas geográficas 30°0'0.00" Sul, 50°0'0.00" Oeste e dados horários de velocidade e direção do vento do Projeto MERRA para o ponto de coordenadas geográficas 30°0'0.00" Sul, 50°39'60.00 " Oeste, ambos a 50 metros de altura, foram adquiridos para análise. Obteve-se o período compreendido entre 2002 e 2010.

Dados diários de vento registrados na estação meteorológica automática localizada no município de Tramandaí, de coordenadas geográficas 30°34'.92" Sul, 50°8'7.08" Oeste, pertencente ao INMET, foram cedidos para análise e serviram como referência para a escolha do modelo computacional utilizado neste estudo. Foi obtido o período compreendido entre janeiro de 2008 e agosto de 2010. Vale ressaltar que os dados medidos nesta torre poderiam servir para avaliação do potencial energético no local, no entanto, devido a suspeita de baixa cobertura de dados neste período, optou-se por avaliá-los somente como fonte de referência.

Buscou-se, assim, a série de dados de vento, gerada através de um dos dois modelos computacionais, que fosse mais representativa do regime de vento no local dos aerogeradores.

Inicialmente, verificou-se a consistência global das fontes eólicas através de correlações entre os dois projetos matemáticos (Reanalysis I e MERRA) e os dados medidos na torre do INMET, para os períodos em que se possuam dados concorrentes - janeiro de 2008 a agosto de 2010 - da velocidade e direção do vento, avaliando-se o coeficiente de Pearson (ρ de Pearson) que mede o grau da correlação entre duas variáveis de escala métrica. Um valor de 1 indica uma correlação perfeita entre as variáveis, enquanto um valor de 0 indica que as variáveis não possuem relação linear entre elas. A equação 3.1 mostra que:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.1)$$

onde ρ é o coeficiente de correlação de Pearson, x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis e \bar{x} e \bar{y} são seus respectivos valores médios. [Shimakura, 2005]

Além de avaliar-se a representatividade dos recursos eólicos de maneira cruzada, confrontando dados das fontes estudadas com dados medidos na torre do INMET, verificou-se a quantidade de dados válidos para o período total, visto que o vento apresenta razoável variabilidade no decorrer dos anos. Fez-se um de controle de qualidade nas duas fontes de dados a fim de identificarem-se os registros perdidos ou afetados por problemas que possam ter ocorrido durante a modelagem computacional. Comparou-se, também, a resolução temporal dos dados de forma que as influências de turbulência ou sazonalidade fossem reduzidas.

A parte final na escolha dos dados de vento a serem utilizados no estudo foi feita analisando-se individualmente os períodos de divergência e inconsistência entre os dados válidos de velocidade e direção do vento para os dois projetos.

Definida a série de dados a ser utilizada, iniciou-se sua adequação para torná-la a mais representativa possível do regime de ventos, à altura do rotor da turbina eólica de 100 metros, no local de cada aerogerador do Complexo Eólico de Osório.

3.2) Extrapolação vertical dos dados de vento

O primeiro princípio utilizado para adequação da série de dados, objetivando torná-la a mais representativa possível para o local do complexo eólico, deve-se pelo fato da altura do rotor dos aerogeradores estar localizada a 100 metros, enquanto os dados de vento das séries computacionais foram adquiridos a 50 metros de altura.

O perfil vertical da velocidade do vento na Camada Limite Atmosférica pode ser aproximado, em condições neutras de estratificação térmica, pela Lei de Potência, descrita na equação 3.2:

$$\frac{v_{h_1}}{v_{h_2}} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

onde h_1 e h_2 são as alturas de interesse [m], $v_{(h1)}$ é a velocidade do vento na altura h_1 [m/s], $v_{(h2)}$ é a velocidade do vento na altura h_2 [m/s] e α é o expoente da Camada Limite Atmosférica (variável com a rugosidade do terreno). [Justus e Mikhail, 1976]

Para estimar-se o expoente da Camada Limite Atmosférica no local de modelagem da série numérica, neste trabalho, necessita-se a velocidade do vento expressa em duas diferentes alturas. Foi adquirida, assim, uma série numérica do projeto escolhido para o mesmo período de medição utilizado no estudo (2002 a 2010), a 10 metros de altura. Aplicando-se a equação 3.2 às velocidades do vento a 10 metros e 50 metros, obteve-se o expoente da Camada Limite Atmosférica.

Após, a equação 3.2 foi utilizada conjuntamente com o expoente da Camada Limite Atmosférica previamente estimado, desta vez para as alturas de 50 metros e 100 metros, a fim de obter-se uma série de velocidades do vento extrapolada a 100 metros. Foi assumido que a direção do vento não varia representativamente dentro da Camada Limite Atmosférica.

Criou-se, consequentemente, uma série de dados de velocidade e direção do vento que representa o regime eólico a 100 metros de altura, no local onde a modelagem do projeto computacional foi executada.

3.3) Validação dos dados de vento

Os dados utilizados, neste momento, apresentavam consistência temporal com o regime de ventos a 100 metros de altura, no local do projeto, no entanto, ainda não haviam sido avaliados quantitativamente.

Compararam-se, então, os dados medidos a 10 metros na torre do INMET, com a média dos valores médios anuais para o período concorrente (janeiro de 2008 à agosto de 2010) da série escolhida a 100 metros de altura, extrapolados verticalmente (para 10 metros) e horizontalmente (para a posição geográfica da torre do INMET), através da metodologia do WAsP, descrita por Troen e Petersen, 1989, e resumida na seção 3.4 deste estudo. O objetivo deste procedimento foi estimar qual seria a velocidade média da série de dados escolhida, extrapolada para posição e altura da torre do INMET, no período de janeiro de 2008 a agosto de 2010.

Percebeu-se uma divergência de valores e procedeu-se um ajuste da série de dados de vento a 100 metros, dividindo-se a média anual (calculada através da média das médias mensais) da velocidade medida na torre do INMET pelo valor médio anual da velocidade da série de dados prevista pelo WAsP para posição e altura da torre do INMET, conforme a equação 3.3:

$$s = \frac{v_i}{v_w} \quad (3.3)$$

onde v_i é o valor médio anual da velocidade do vento medido na torre do INMET, a 10 metros [m/s], v_w é a velocidade média anual da série de dados escolhida, extrapolada para posição e altura da torre do INMET [m/s] e s é o ajuste de correção (*speedup*).

Desta forma, fez-se um ajuste individual a toda série de dados, multiplicando-se cada valor de velocidade pertencente a esta série pelo *speedup* obtido na equação 3.3.

Esta metodologia de ajuste é pragmática e contém incertezas. Para reduzi-las, comparou-se a média anual da velocidade do vento na série de dados em estudo, após o ajuste, a 100 metros de altura, no seu ponto geográfico, com o valor obtido a 100 metros no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, para o mesmo local, conforme Figura 3.1.

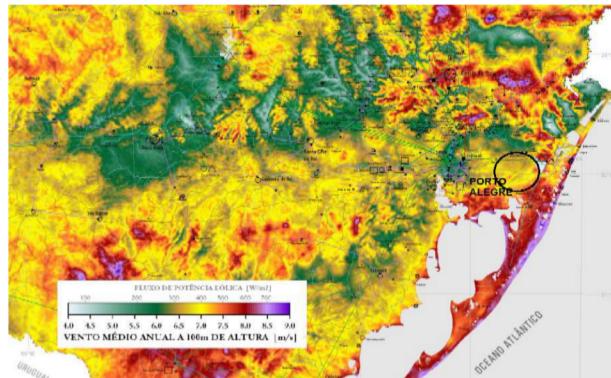


Figura 3.1 – Velocidade do vento a 100 metros [Camargo, 2002]

3.4) Análise energética

Para modelar o fluxo atmosférico sobre os parques eólicos e estimar a energia eólica prevista para o complexo, utilizou-se o modelo de escoamento computacional do WAsP. Os dados de entrada do modelo são um mapa de topografia e rugosidade do terreno, dados de velocidade e direção do vento e características próprias dos aerogeradores.

Buscou-se o mapa topográfico de elevação digital na base de dados pública *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). O mapa digital SRTM possui resolução de aproximadamente 90 metros para descrição da topografia no Brasil. O mapa SRTM para a região de estudo, incorporado na interface do WAsP, é mostrado na Figura I.A do Apêndice I.

A rugosidade superficial da região foi obtida através do software Google Earth, com ajuda de uma visita ao entorno do Complexo Eólico de Osório. Os parâmetros de rugosidade e a imagem de satélite de seus limites são mostrados na Tabela I.A e Figura I.B do Apêndice I.

Conforme citado anteriormente, os dados de velocidade e direção do vento são parâmetros de entrada do modelo computacional do WAsP. Criaram-se, então, com a utilização do software Microsoft Excel, distribuições de probabilidades da ocorrência do vento para os meses analisados – janeiro de 2007 à dezembro de 2010 -, com velocidades ajustadas a 100 metros, divididas em 12 setores de direção, gerando-se assim rosas dos ventos mensais representativas do regime de ventos no local onde a série foi obtida.

O WAsP reconhece, para fins de modelagem numérica, que a distribuição de Weibull aproxima-se adequadamente do regime de ventos ao longo dos anos. Uma breve explicação da distribuição de Weibull é feita no Anexo I.

O modelo de aerogerador Enercon E-70, utilizado no complexo eólico estudado possui 100 metros de altura, pás de 70 metros de diâmetro e potência nominal de 2 MW, tendo sido suas posições derivadas através da análise de imagens de satélite [Google Earth, 2012]. A curva de potência utilizada para o cálculo energético, considerando varivel a velocidade de rotação das pás, é apresentada na Figura 3.2.

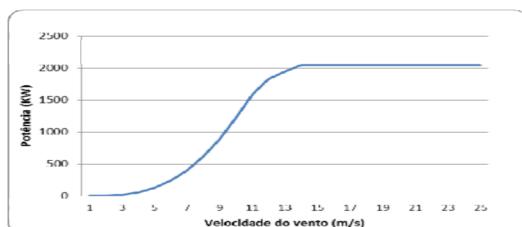


Figura 3.2 – Características do aerogerador Enercon E-70 à 1.225 kg/m³

O modelo computacional do WAsP utiliza os parâmetros de entrada descritos anteriormente e gera um “atlas eólico virtual” (*wind atlas*) para a área do mapa inserido no software. O *wind atlas* é criado através de simulações das influências nas distribuições de vento causadas pela orografia, rugosidade e obstáculos presentes nos mapas, determinando como seria o comportamento do vento acima da Camada Limite Atmosférica. A este vento dá-se o nome de vento geostrófico.

A seguir, extrapola horizontalmente o vento geostrófico sem considerar interferências externas em seu perfil.

A modelagem do vento é finalizada ao incluírem-se os efeitos topográficos, efeitos de rugosidade e efeitos criados por obstáculos, no vento geostrófico, para cada posição do layout de aerogeradores do complexo eólico estudado.

A densidade de energia eólica prevista pelo WAsP para cada posição dos aerogeradores é dada pela equação 3.4:

$$E' = \frac{1}{2} \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma(1 + \frac{3}{k}) \quad (3.4)$$

onde E' é densidade de potência do vento [W/m^2], ρ é a densidade do ar [kg/m^3], A [m/s] e k são os parâmetros de Weibull e Γ é a função matemática Gamma. [Treon e Petersen, 1989].

Aplicando-se os parâmetros característicos do aerogerador Enercon E-70 (coeficiente de potência c_p e área varrida pelas pás) à densidade de energia modelada mensalmente pela equação 3.4, dividida em 12 setores de direção (composição da rosa dos ventos do WAsP), e integrando no tempo, estima-se a geração de energia eólica mensal para cada aerogerador.

3.5) Comparativo energético

Comparou-se mensalmente a energia gerada pelo Complexo Eólico de Osório no período compreendido entre 2007 e 2010, com a estimativa energética calculada pelo software WAsP através de distribuições de frequência de ventos mensais para o mesmo período.

Através das equações 3.5 e 3.6, calcularam-se os fatores de capacidade mensais, real e previsto pelo WAsP e pela equação 3.7 estimou-se a razão de energia eólica gerada e prevista dos aerogeradores.

$$FC_{real} = \frac{E_1}{E_n} \quad (3.5)$$

$$FC_{previsto} = \frac{E_p}{E_n} \quad (3.6)$$

$$R = \frac{E_1}{E_b \cdot P} \quad (3.7)$$

onde, FC é o fator de capacidade do complexo eólico, R é a razão de energia eólica gerada e prevista dos aerogeradores, variando de 0 a 1, E_1 é a energia gerada pelos parques eólicos [Wh], E_n é a energia máxima que poderia ter sido produzida pelos parques naquele período [Wh], E_p é a energia líquida prevista pelo WAsP [Wh], E_b é a energia bruta prevista pelo WAsP [Wh] e P são as perdas estimadas por efeito de esteira para o parque eólico.

O Fator de Capacidade de um complexo eólico mede a fração de energia gerada pelos parques eólicos tendo como referência a capacidade total daquele projeto, enquanto a razão de energia eólica gerada e prevista dos aerogeradores quantifica o montante de energia que poderia ser produzido caso as perdas fossem reduzidas somente ao efeito de esteira.

Perdas na geração de energia devido ao efeito de esteira, para o complexo eólico, baseado no modelo PARK, Jensen, 1983, foram calculadas pelo modelo WAsP. Vale ressaltar que as outras perdas presentes no processo de geração de energia eólica são de diversas naturezas, como, por exemplo, perdas elétricas entre os terminais de baixa tensão (aerogeradores) e pontos de conexão da subestação de energia, perdas por histerese de altos ventos e restrições técnicas e ambientais. Estas são avaliadas pela razão de energia.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As correlações dos dados pertencentes ao Projeto MERRA e ao Projeto Reanalysis I com a torre meteorológica do INMET apresentam o coeficiente ρ de Pearson de 0.70 e 0.55, respectivamente, e são mostradas na Figura 4.1. A correlação entre o ponto de coordenadas geográficas 30°0'0.00" Sul, 50°39'60.00" Oeste, proveniente do Projeto MERRA, apresentou, assim, maior consistência temporal com a torre meteorológica do INMET.

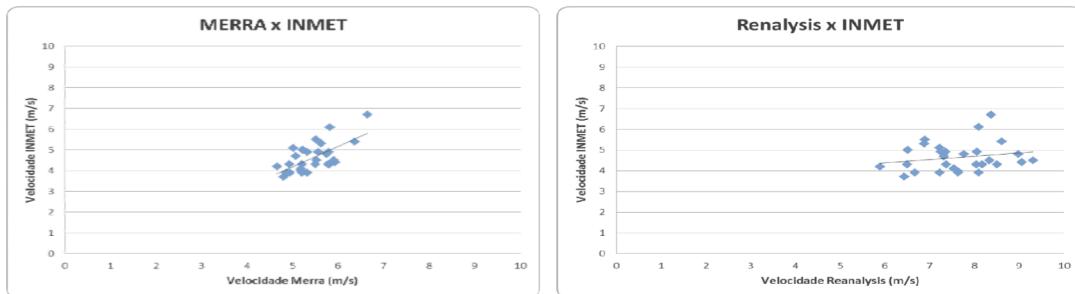


Figura 4.1 – Correlações entre o MERRA e Renalysis com o INMET

A percentagem de dados válidos para o Projeto MERRA e Projeto Reanalysis I, a partir da exclusão de dados inválidos e suspeitos, para o período de 2007 a 2010, é de 100%, ou seja, não houve problemas na criação de dados dentro deste período. Além disso, sabe-se que o Projeto MERRA possui dados gravados em médias horárias enquanto o Projeto Reanalysis I apresenta dados modelados de 6 em 6 horas.

Por fim, verificaram-se as tendências das médias mensais das duas fontes computacionais para todo o período, comparando-as pontualmente com a torre de meteorologia pertencente ao INMET, conforme a Figura 4.2.

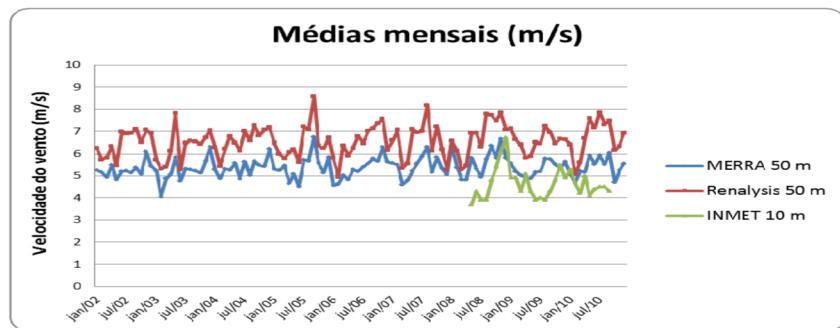


Figura 4.2 – Médias mensais de velocidade das fontes eólicas (m/s)

Pelo fato de apresentar a melhor correlação com a torre do INMET, 100% de dados válidos, alta resolução temporal e tendência consistente com o esperado, a série de dados do Projeto MERRA, com ponto de coordenadas geográficas 30°0'0.00" Sul, 50°39'60.00" Oeste, a 50 metros de altura, foi escolhida para avaliar o potencial energético no local do Complexo Eólico de Osório.

A velocidade média anual desta série de dados a 50 metros de altura, para o período compreendido entre 2002 e 2010, é de 5.4 m/s.

Utilizando-se a Lei de Potência descrita na equação 3.2, entre 10 metros e 50 metros, estimou-se um valor de expoente vertical da Camada Limite Atmosférica de 0.2. Extrapolaram-se, então, todos os dados válidos de vento a 50 metros para 100 metros de altura, obtendo-se o valor médio anual de velocidade do vento de 6.2 m/s.

Procedeu-se o processo de ajuste dos dados de velocidade do vento para a série estudada. Os dados medidos na torre meteorológica do INMET, a 10 metros de altura, para o período compreendido entre janeiro de 2008 e agosto de 2010, apresentaram uma média anual

de velocidade do vento de 4.7 m/s enquanto o WAsP estimou, para a série de dados do MERRA a 100 metros de altura, extrapolada verticalmente e horizontalmente para posição da torre meteorológica do INMET, uma velocidade média anual de 3.9 m/s.

Desta forma, aplicou-se um *speedup* de 1.2 à série de dados de vento do Projeto MERRA, a 100 metros, obtendo-se um valor médio anual da velocidade do vento de 7.5 m/s para o período compreendido entre janeiro de 2002 e dezembro de 2010.

De acordo com o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, a 100 metros de altura, no ponto geográfico de obtenção do Projeto MERRA ($30^{\circ}0'0.00''$ Sul, $50^{\circ}39'60.00''$ Oeste), a velocidade média anual do vento deve estar entre 7.0 m/s e 7.5 m/s. Validou-se, deste modo, o ajuste executado, reduzindo-se a incerteza da metodologia.

Definida e tratada a série de dados a ser utilizada no estudo, foram criadas frequências de distribuição de vento mensais para todos os meses em que o potencial energético foi avaliado (de janeiro de 2007 a dezembro de 2010). A média das frequências de distribuição para os 48 meses, assim como sua rosa dos ventos, com predominância de vento Nordeste é mostrada na Figura 4.3.

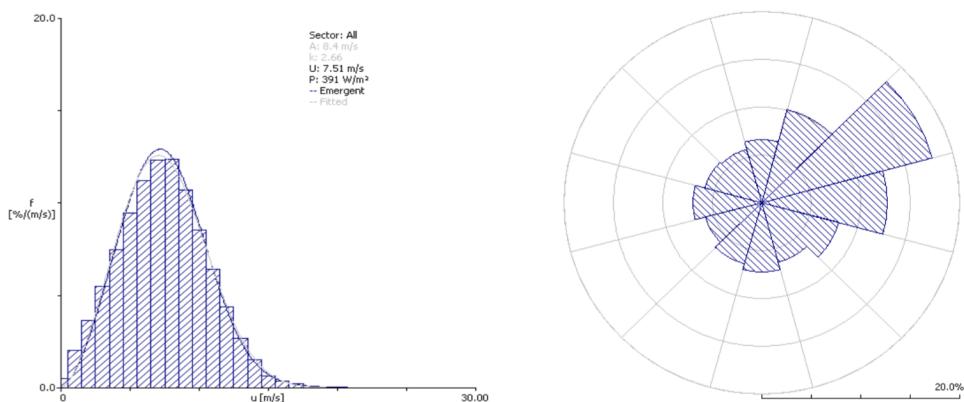


Figura 4.3 – Frequência de distribuição e rosa dos ventos para o Projeto MERRA, a 100 metros, após ajuste.

A Figura 4.3 mostra também os parâmetros de Weibull anuais de $A = 8.4$ e $k = 2.66$, calculados pelo WAsP.

As frequências de distribuição mensais do Projeto MERRA, assim como os mapas de topografia e rugosidade e a localização dos aerogeradores, foram utilizadas para estimarem-se as frequências de distribuição mensais nas posições das 75 turbinas do Complexo Eólico de Osório, através da extração horizontal do WAsP. A velocidade média anual dos aerogeradores foi estimada em 7.5 m/s. As velocidades anuais para cada aerogerador são apresentadas no Apêndice II.

Inseriram-se, então, as características das turbinas para avaliação do potencial energético mês a mês, desde 2007 até 2010, no Complexo Eólico de Osório. A geração de energia bruta prevista, para o total de aerogeradores do complexo, é mostrada na Figura 4.4.

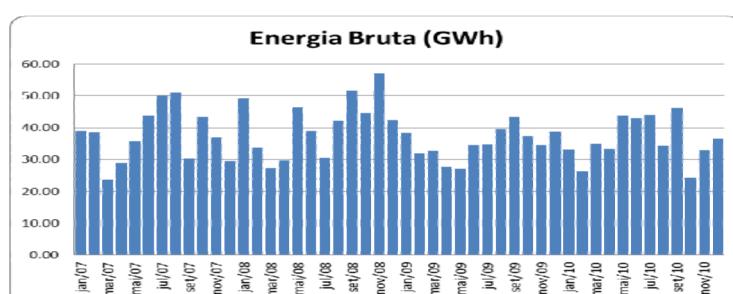


Figura 4.4 – Energia Bruta prevista pelo WAsP (GWh)

Calcularam-se os efeitos de esteira entre os aerogeradores, obtendo-se um valor médio mensal de 9% de perda elétrica devido à influência deste fenômeno.

A Figura 4.5 mostra a comparação entre a energia líquida prevista pelo modelo computacional WAsP e a energia eólica gerada pelo Complexo de Osório. Os valores são apresentados em forma de tabela no Apêndice III.

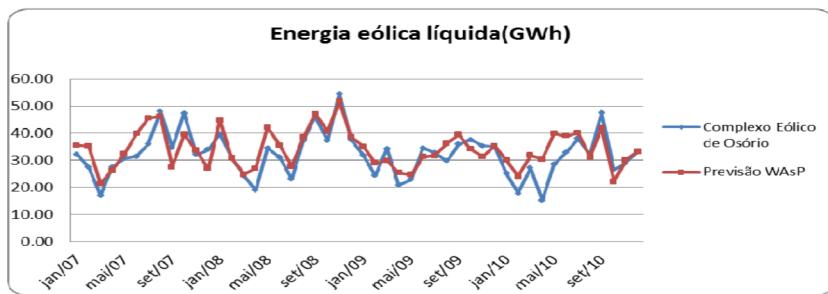


Figura 4.5 – Comparativo energético entre energia prevista pelo WAsP e energia eólica gerada pela Complexo Eólico de Osório

A razão de energia eólica gerada e prevista média dos aerogeradores para o período compreendido entre 2007 e 2010 é de 94.3%. Não foram encontrados estudos para comparar-se o valor da razão de energia eólica gerada e prevista encontrado no Complexo Eólico de Osório com o de outros parques eólicos. Acredita-se, no entanto, que este seja um valor realista para o Brasil, considerando-se os períodos de manutenção, o suporte técnico dos fabricantes no país e outras perdas existentes no processo.

A Tabela 4.1 apresenta os fatores de capacidade anuais, reais e previstos, para o período compreendido entre 2007 e 2010 no Complexo Eólico de Osório. Os valores mensais podem ser encontrados no Apêndice IV.

Ano	FC real	FC previsto	Variação
2007	0.30	0.31	-2.7%
2008	0.32	0.34	-8.2%
2009	0.29	0.29	-2.1%
2010	0.27	0.30	-11.7%
Média	0.29	0.31	-6.1%

Tabela 4.1 – Fatores de capacidade anuais para o Complexo Eólico de Osório

Este trabalho apresenta incertezas inerentes às previsões e simplificações matemáticas e computacionais, principalmente na estimativa da velocidade do vento.

De acordo com Troen e Petersen, 1989, mesmo excluindo-se os erros sistemáticos, as medições podem apresentar erros variando entre 2% e 15% na velocidade do vento, dependendo da calibração dos instrumentos. No presente estudo, esta incerteza pode ser maior, pois os dados não foram medidos no local e sim, modelados computacionalmente. Uma incerteza devido à extrapolação vertical da velocidade do vento, que considera que o comportamento do perfil vertical do vento continue o mesmo até a altura do cubo do rotor, também deve ser atribuída. Outras incertezas esperadas na velocidade do vento estão ao redor de 5% pela modelagem da rugosidade e de até 10% pela modelagem da topografia [Troen e Petersen, 1989].

Por fim, podem ser consideradas outras fontes de incerteza na estimativa energética, como a simplificação do modelo WAsP utilizando parâmetros de Weibull para estimar a frequência de distribuição do vento, as curvas de potência e de empuxo - esta última utilizada para calcular o efeito de esteira - obtidas à densidade padrão (1.225 kg/m^3) e a utilização de um mapa topográfico modelado computacionalmente.

5. CONCLUSÕES

Os investimentos em energia eólica no Brasil vêm crescendo ininterruptamente no decorrer dos últimos anos. Para manter estas quantias em patamares elevados necessita-se determinar indicativos de qualidade dos parques eólicos que já estão em atividade.

O presente estudo determinou quantitativamente dois índices para avaliar-se o funcionamento dos empreendimentos eólicos - a razão de energia eólica gerada e prevista e o fator de capacidade dos aerogeradores. Os cálculos foram baseados no Complexo Eólico de Osório.

Estes indicativos foram obtidos através de previsões energéticas feitas pelo modelo computacional do WAsP, avaliando-se fontes de dados públicos de vento como parâmetros de entrada.

O valor de razão de energia eólica gerada e prevista do Complexo Eólico de Osório, obtido no período compreendido entre 2007 e 2010, foi de 94.3% e os fatores de capacidade anuais, real e previsto pelo estudo, foram de 0.29 e 0.31, respectivamente. A concordância de resultados é confirmada com a diferença de aproximadamente 6% entre a média total dos fatores de capacidade.

Verificou-se indiretamente que o Projeto MERRA é mais representativo do regime de ventos que o Projeto Reanalysis I, para o litoral norte gaúcho e que a modelagem utilizada pelo WAsP apresenta resultados condizentes com a realidade.

Estes resultados têm como consequência principal a redução de preocupações dos investidores com rumores recentes que os parques eólicos brasileiros, provenientes do Proinfa, estão com fatores de capacidade muito abaixo dos declarados em um momento anterior suas construções. Verificou-se, de fato, uma geração abaixo do esperado, no entanto, com o amadurecimento do mercado eólico brasileiro, as estimativas de produção energética deverão se aproximar cada vez mais à realidade.

A principal dificuldade do estudo foi a obtenção de dados eólicos que pudessem ser utilizados na avaliação do potencial energético. Fontes públicas modeladas computacionalmente foram usadas devido à inviabilidade financeira da aquisição de dados medidos no local do projeto. O procedimento de ajuste de dados, visto que o Projeto MERRA não apresentou consistência quantitativa com os dados medidos na torre do INMET, também apresentou um grau de complexidade elevado. As incertezas do estudo seriam reduzidas caso fossem obtidos dados de vento medidos próximos ao complexo eólico.

Futuramente seria interessante aplicar-se a metodologia do presente trabalho a outros parques eólicos, avaliando-se a diferença nos valores de fator de capacidade e razão de energia eólica gerada e prevista. Além disto, a comparação deste estudo com empreendimentos eólicos mais recentes originaria resultados relevantes, visto que, com o desenvolvimento tecnológico dos aerogeradores, a geração energética proveniente dos ventos deve apresentar maior eficiência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); “**Atlas de Energia Elétrica do Brasil**”, Brasília, 2^a edição, 2005.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); “**Banco de Informações de Geração**”, <http://www.aneel.gov.br/15.htm>. Acessado em 10 de abril de 2012.

Bagnold R. A.; “**The Physics of Blown Sand and Desert Dunes**”, 1941.

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, Riso National Laboratory, 1996.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E.; “**Wind energy handbook**”, 2001.

Camargo, O. A.; “**Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**”, Porto Alegre, 2002.

Castro, R. M. G.; “**Introdução à Energia Eólica**”, 2003.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL); “**Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**”, 2001.

Cunha, E. B. A. C.; “**Investigação do potencial eólico de Região Serrana no Ceará**” Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual do Ceará, 2008.

Dalmaz, A.; “**Estudo do Potencial Eólico e Previsão dos Ventos para Geração de Eletricidade em Santa Catarina**”, 2007.

Global Modeling and Assimilation Office (GMAO); “<http://disc.sci.gsfc.nasa.gov>” Acessado em 22 de abril de 2012.

Google Earth, Acessado em 15 de maio de 2012.

Greeley, R., Iversen, J. D., “**Wind as a Geological Process**”, 1985.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET); “http://www.inmet.gov.br/html/rede_obs.php” Acessado em 20 de abril de 2012.

Jensen, N. O.; “**A Note on Wind Generator Interaction**”, 1983.

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.

Justus, C. G., Mikhail, A.; “**Height variation of wind speed and wind distributions statistics**”, Geophys. Res. Lett., 3(5), 261–264, doi:10.1029/GL003i005p00261, 1976.

Kalnay, E., Kanamitsu M., Kistler, R., Collins, W., Deaven, D., Gandin, L., Iredell, M., Saha, S., White, G., Woolen, J., Zhu, Y., Chellia, M., Ebisuzaki, W., Higgins, W., Janowiak, J., Mo, K.C., Ropelewski, C., Wang, J., Leetmaa, A., Reynolds, R., Jenne, R., Joseph, D.; “**The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project**”, Bulletin of the American Meteorological Society, 77, 437-470, 1996.

Kanamitsu, M., Ebisuzaki, W., Woollen, J., Yang, S.K., Hnilo, J.J., Fiorino, M., e Potter. G. L.; “**NCEP-DEO AMIP-II Reanalysis (R-2)**”, 1631-1643, Bulletin of the American Meteorological Society, 2002.

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

Liléo, 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.

Medina, D. J. C., Scola, L. A., Pellegrini, C. C., Cerqueira, S. A. A. G.; “**Localização Ótima de Centrais Eólicas – Uma abordagem Mono-Objetivo**”, 2010.

Oliveira, L. S.; “**Regras e boas práticas para instalação de torres anemométricas voltadas para estudo de potencial eólico**”, 2011.

Pinto, I.; “**Elaboração de um Atlas de Ventos para Moçambique usando o modelo Regional do Clima RegCM**”, 2008.

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

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

Silva, B. B., Alves, J. J. A., Cavalcanti, E. P.; “**Caracterização do potencial eólico da direção predominante do vento no estado da Bahia**”, XII Congresso Brasileiro de Meteorologia, 2002.

Silva, C. C.; “**Análise dos Aspectos Meteorológicos e Estruturais na Geração de Energia Elétrica de Centrais Eólicas**”, UFPE, 2006.

Shimakura, S.; “**Apostila de Bioestatística Avançada I**”, Departamento de Estatística UFPR, 2005.

SRTM; <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>. Acessado em 13 de maio de 2012.

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

Taylor, D; “**Renewable Energy – Power for a sustainable future**” 2004.

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

Tubelis, A., Nascimento, F. J. L.; “**Meteorologia Descritiva – Fundamentos e Aplicações Brasileiras**”, Livraria Nobel, 1^a edição, 1984.

Vieira, C. F. A., Santos, C. C., Lima, F. J. L., Magalhães, R. A., Silva, E. M.; “**Correlação entre dados de vento gerados no projeto Reanalysis do NCEP/NCAR e observados em regiões do estado do Ceará**”, XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia, 2006.

Weibull, W.; “**A statistical distribution function of wide applicability**”, J. Appl. Mech. 18, 293-297, 1951.

WMO, “**Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation**”, 2008.

APÊNDICE I – Topografia e Rugosidade

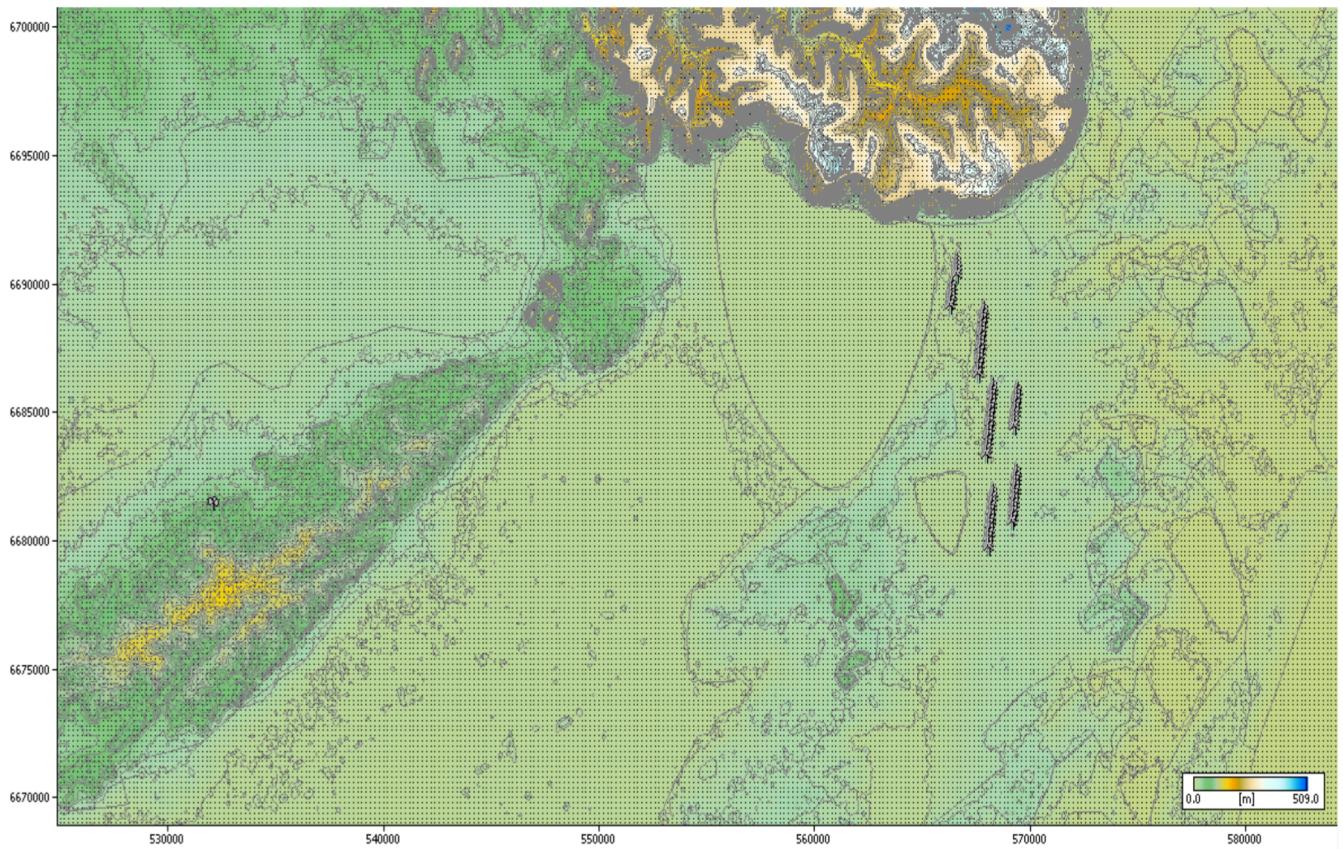


Figura I.A – Mapa topográfico da região

Comprimento de rugosidade (m)	Tipo de Panorama
0.0002	Superfície da água.
0.03	Áreas abertas.
0.1	Áreas com algumas casas construções, arbustos e plantas.
0.4	Pequenas cidades e vilas.

Tabela I.A – Parâmetros de rugosidade utilizados

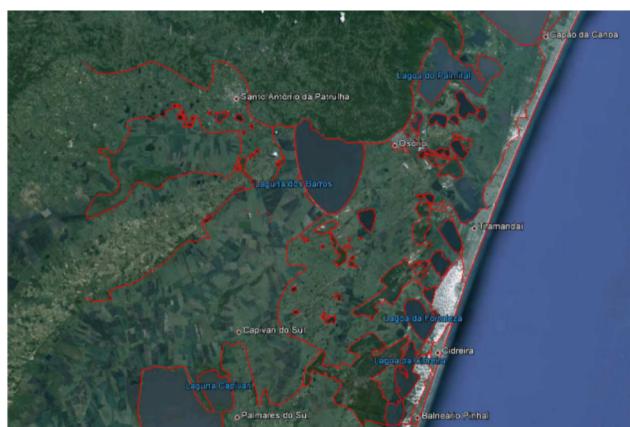


Figura I.B – Limites de rugosidade utilizados [Google Earth, 2012]

APÊNDICE II – Velocidades do vento previstas pelo WAsP nos aerogeradores

Aerogerador	Longitude [m] - UTM	Latitude [m] - UTM	Velocidade [m/s]	Aerogerador	Longitude [m] - UTM	Latitude [m] - UTM	Velocidade [m/s]
1	566693	6690557	7.41	39	568088	6683454	7.50
2	566677	6690403	7.43	40	568070	6683279	7.50
3	566661	6690253	7.46	41	568050	6683102	7.50
4	566653	6690103	7.47	42	569471	6685566	7.50
5	566439	6689632	7.53	43	569454	6685388	7.50
6	566425	6689479	7.54	44	569434	6685214	7.49
7	566412	6689328	7.55	45	569415	6685037	7.49
8	566399	6689181	7.56	46	569395	6684868	7.49
9	566385	6689030	7.57	47	569377	6684689	7.50
10	566372	6688883	7.58	48	569358	6684513	7.50
11	567912	6688697	7.51	49	569343	6684344	7.50
12	567897	6688520	7.52	50	569320	6684166	7.50
13	567884	6688355	7.52	51	568342	6681581	7.49
14	567859	6688173	7.53	52	568327	6681409	7.49
15	567843	6688001	7.53	53	568298	6681208	7.48
16	567822	6687826	7.54	54	568279	6681040	7.48
17	567811	6687655	7.54	55	568261	6680866	7.47
18	567791	6687483	7.54	56	568241	6680690	7.47
19	567772	6687308	7.54	57	568225	6680517	7.46
20	567749	6687130	7.54	58	568207	6680342	7.46
21	567732	6686963	7.54	59	568190	6680170	7.45
22	567722	6686788	7.55	60	568171	6679993	7.45
23	567699	6686608	7.55	61	568154	6679820	7.44
24	567681	6686436	7.55	62	568133	6679646	7.43
25	567657	6686217	7.56	63	568113	6679474	7.43
26	568339	6685712	7.54	64	569442	6682378	7.48
27	568314	6685537	7.53	65	569425	6682206	7.48
28	568302	6685362	7.52	66	569408	6682035	7.48
29	568283	6685190	7.53	67	569387	6681855	7.47
30	568262	6685015	7.52	68	569369	6681680	7.47
31	568244	6684843	7.52	69	569352	6681508	7.47
32	568223	6684665	7.52	70	569336	6681333	7.47
33	568206	6684493	7.51	71	569317	6681161	7.46
34	568184	6684318	7.52	72	569296	6680986	7.46
35	568167	6684142	7.52	73	569281	6680815	7.45
36	568144	6683975	7.53	74	569263	6680638	7.45
37	568128	6683801	7.52	75	569247	6680466	7.44
38	568111	6683623	7.51				

APÊNDICE III – Energia

Mês	Energia Líquida Real (MWh)	Energia Líquida Prevista (MWh)	Mês	Energia Líquida Real (MWh)	Energia Líquida Prevista (MWh)
jan/07	38996.75	35487.04	jan/09	38471.42	35008.99
fev/07	38681.67	35200.32	fev/09	31877.75	29008.75
mar/07	23589.92	21466.82	mar/09	32835.17	29880.00
abr/07	28955.92	26349.88	abr/09	27865.67	25357.76
mai/07	35659.08	32449.77	mai/09	27037.42	24604.05
jun/07	43773.00	39833.43	jun/09	34422.75	31324.70
jul/07	49899.75	45408.77	jul/09	34763.00	31634.33
ago/07	50971.33	46383.91	ago/09	39737.58	36161.20
set/07	30314.92	27586.57	set/09	43409.92	39503.02
out/07	43425.67	39517.36	out/09	37456.50	34085.42
nov/07	36885.25	33565.58	nov/09	34555.17	31445.20
dez/07	29589.00	26925.99	dez/09	38840.17	35344.55
jan/08	49201.83	44773.67	jan/10	33047.50	30073.23
fev/08	33902.00	30850.82	fev/10	26298.67	23931.79
mar/08	27261.33	24807.81	mar/10	34978.92	31830.81
abr/08	29752.58	27074.85	abr/10	33378.58	30374.51
mai/08	46351.42	42179.79	mai/10	43700.75	39767.68
jun/08	38972.67	35465.13	jun/10	42846.58	38990.39
jul/08	30603.08	27848.81	jul/10	44009.92	40049.02
ago/08	42268.92	38464.71	ago/10	34309.92	31222.02
set/08	51721.75	47066.79	set/10	46167.08	42012.05
out/08	44716.83	40692.32	out/10	24429.42	22230.77
nov/08	56988.58	51859.61	nov/10	33041.67	30067.92
dez/08	42455.58	38634.58	dez/10	36507.42	33221.75

APÊNDICE IV – Fatores de Capacidade

Mês	FC previsto	FC real	Mês	FC previsto	FC real
jan/07	0.32	0.29	jan/09	0.32	0.29
fev/07	0.32	0.25	fev/09	0.26	0.22
mar/07	0.20	0.16	mar/09	0.28	0.32
abr/07	0.24	0.25	abr/09	0.23	0.19
mai/07	0.30	0.29	mai/09	0.22	0.20
jun/07	0.36	0.28	jun/09	0.31	0.34
jul/07	0.41	0.32	jul/09	0.28	0.29
ago/07	0.46	0.48	ago/09	0.33	0.28
set/07	0.25	0.31	set/09	0.35	0.32
out/07	0.37	0.44	out/09	0.32	0.35
nov/07	0.30	0.29	nov/09	0.28	0.32
dez/07	0.25	0.31	dez/09	0.32	0.31
jan/08	0.40	0.36	jan/10	0.27	0.22
fev/08	0.29	0.29	fev/10	0.22	0.16
mar/08	0.22	0.22	mar/10	0.29	0.24
abr/08	0.25	0.18	abr/10	0.27	0.14
mai/08	0.38	0.31	mai/10	0.39	0.28
jun/08	0.32	0.28	jun/10	0.35	0.30
jul/08	0.27	0.22	jul/10	0.37	0.35
ago/08	0.34	0.33	ago/10	0.28	0.29
set/08	0.44	0.43	set/10	0.39	0.44
out/08	0.36	0.33	out/10	0.20	0.24
nov/08	0.48	0.51	nov/10	0.27	0.26
dez/08	0.35	0.34	dez/10	0.31	0.31

ANEXO I – Distribuição de Weibull

Dentre as distribuições probabilísticas propostas para descrever o regime de ventos, a distribuição de Weibull [Weibull, 1951] tem sido considerada a mais adequada. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de Weibull é expressa pela equação All1 :

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A} \right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A} \right)^k \right) \quad (\text{All1})$$

onde, u é velocidade média do vento, $f(u)$ é a frequencia de ocorrência de velocidade do vento u , A é o parâmetro de escala de Weibull [m/s] e k é o parâmetro de forma.

A função acumulativa de Weibull, apresentada na equação All2, expressa a probabilidade da velocidade do vento exceder o valor u .

$$F(u) = \exp\left(-\left(\frac{u}{A} \right)^k \right) \quad (\text{All2})$$

Duas particularidades da distribuição de Weibull são encontradas quando $k=1$ e $k=2$. No primeiro caso chega-se a distribuição exponencial e no segundo à distribuição de Rayleigh.

O valor médio e os momentos da função de Weibull são apresentados, para referências, na tabela abaixo.

Valor médio	$A \Gamma(1 + \frac{1}{k})$
Momento de ordem 2, centrado na origem	$A^2 \Gamma(1 + \frac{2}{k})$
Momento de ordem 3, centrado na origem	$A^3 \Gamma(1 + \frac{3}{k})$