

BEATRIZ CRISTINA TRAPP

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UMA FAZENDA EÓLICA OFFSHORE NO  
RIO GRANDE DO SUL

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.

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

Porto Alegre  
2009



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

**PROJETO DE VIABILIDADE DE UMA FAZENDA EÓLICA OFFSHORE NO RIO  
GRANDE DO SUL**

**BEATRIZ CRISTINA TRAPP**

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

**Prof. Walter Jesus Paucar Casas  
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica**

***BANCA EXAMINADORA:***

**Prof. Dr. BARDO E. JOSEFF BODMANN  
UFRGS / DEMEC**

**Prof. Dr. JORGE R. S. ZABADAL  
UFRGS / DEMEC**

**Prof. Dr. SÉRGIO LUIZ FREY  
UFRGS / DEMEC**

TRAPP, B. **Análise de Viabilidade de Uma Fazenda Eólica Offshore no Rio Grande do Sul**. 2009. 20f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

## **RESUMO**

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica de instalação de uma fazenda eólica *offshore* no litoral sul do Rio Grande do Sul, demonstrando os passos a serem seguidos para a seleção do local, fundação e turbina adequadas para a aplicação. O regime de ventos do local é analisado utilizando a função de distribuição de probabilidade de Weibull. São mostrados os fatores econômicos envolvidos na análise do retorno de investimento e cinco turbinas são comparadas entre si para a seleção da turbina que gera maior retorno. Verifica-se a Taxa Interna de Retorno de uma fazenda eólica *onshore* instalada no mesmo local. Constata-se que a instalação de uma fazenda eólica *offshore* é viável, mas o retorno de investimento ainda é muito menor do que *onshore*.

**PALAVRAS-CHAVES:** Energia Eólica, Turbinas Eólicas, Offshore, Energias Alternativas, Viabilidade Técnica, Viabilidade Econômica.

TRAPP, B. **Viability Analysis of an Offshore Wind Farm in Rio Grande do Sul**. 2009. 20f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

## **ABSTRACT**

The present work analyzes the technical and economic viability of installation of an offshore wind farm on the south coast of Rio Grande do Sul, presenting the steps to be followed for the selection of appropriate site location, foundation and turbine. The local wind scheme is analyzed using Weibull probability density function. The economic factors involved in the investment return analysis are shown, and five different turbines are compared to determine which yields the greatest return rate. The Internal Return Rate for an onshore wind farm installed at the same location is calculated. Installing an offshore wind farm at the selected location is viable, but the investment return is still much less than that of an onshore wind farm.

**KEYWORDS:** Wind Energy, Wind Turbines, Offshore Wind Power, Alternative Energy, Technical Viability, Economic Viability.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	1
<b>2.1. Energia Eólica Offshore no Mundo.....</b>	<b>2</b>
<b>2.2. Energia Eólica Offshore no Brasil.....</b>	<b>2</b>
<b>2.3. Diferenças Entre Onshore e Offshore.....</b>	<b>3</b>
<b>2.4. Tipos de Fundações de Aplicação Offshore.....</b>	<b>3</b>
<b>2.5. Tipos de Turbinas Eólicas.....</b>	<b>5</b>
3. METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	6
<b>3.1. Seleção do Local.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1.1. Análise dos Dados dos Ventos.....</b>	<b>6</b>
<b>3.2. Seleção da Turbina.....</b>	<b>8</b>
<b>3.3. Ligação com a Rede Elétrica.....</b>	<b>8</b>
<b>3.4. Análise Econômica.....</b>	<b>8</b>
4. RESULTADOS.....	9
<b>4.1. Local Selecionado.....</b>	<b>9</b>
<b>4.1.1. Análise dos Dados dos Ventos.....</b>	<b>9</b>
<b>4.2. Fundação selecionada.....</b>	<b>10</b>
<b>4.3. Turbina Selecionada.....</b>	<b>11</b>
<b>4.4. Ligação com a Rede Elétrica.....</b>	<b>12</b>
<b>4.5. Análise de Viabilidade Econômica.....</b>	<b>12</b>
5. CONCLUSÕES.....	13
REFERÊNCIAS.....	14
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	15

## 1. INTRODUÇÃO

Em 2007 o Brasil possuía uma potência instalada para geração de energia elétrica de 100,5 GW [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008]. Deste total, 76,8 GW foram gerados por Centrais Hidrelétricas, enquanto somente 247 MW foram gerados por Fazendas Eólicas. Dez anos antes, a Espanha já gerava o dobro disso em energia eólica.

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [CEPEL, 2001], o Brasil tem um potencial disponível para geração de energia a partir dos ventos da ordem de 143 GW. Atualmente, o estado do Rio Grande do Sul é o maior gerador deste tipo de energia no país, com potência instalada de 200 MW, seguido do Ceará, com 56,33 MW. Até o fim de 2009, o Ceará deve assumir liderança, com a inauguração de mais 14 parques eólicos, totalizando uma potência instalada no estado de 518,33 MW.

A demanda de energia elétrica continua crescendo a cada ano, sendo que hoje ela é mais do que quatro vezes maior do que no início dos anos 70, como mostra a figura 1.1. A tendência é que ela continue crescendo com o crescimento da indústria, evolução da tecnologia e com o aumento do número de equipamentos eletrônicos utilizados nas residências.

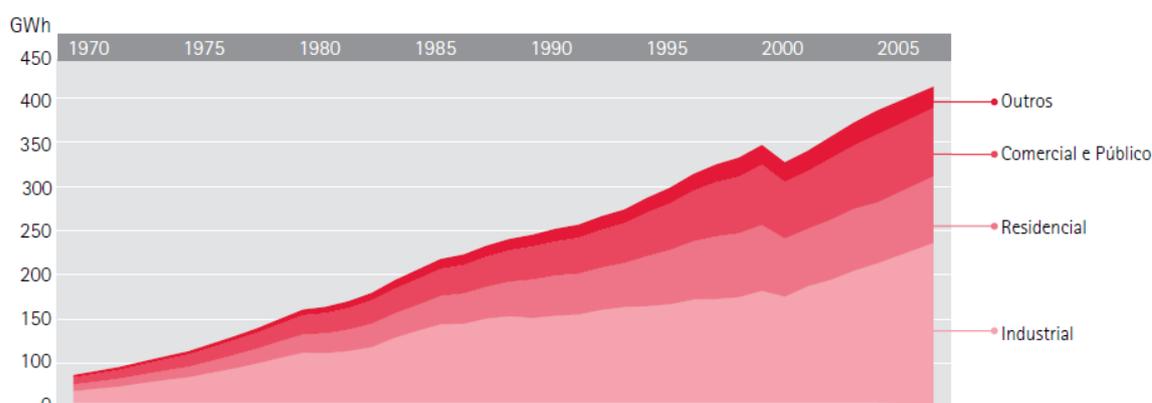


Figura 1.1: Consumo final de energia elétrica (Fonte: Balanço Energético Nacional, 2008)

Com o aumento da demanda por energia elétrica surge a necessidade de buscar novas fontes de energia. A grande preocupação atual é a utilização de fontes de energia renováveis que tenham pouco impacto no meio ambiente e que não poluam, produzindo o mínimo de gases de efeito estufa para evitar a evolução do aquecimento global. Estes fatos fazem da energia eólica uma das fontes ideais para suprir este aumento de consumo. A vantagem da instalação de turbinas eólicas *offshore* é que elas ocupam um espaço antes inutilizado. Além disso, a rugosidade superficial do oceano é bastante baixa, consequentemente a velocidade dos ventos neste ambiente é maior, trazendo maior potencial de geração energética.

O presente trabalho tem como objetivo a verificação da viabilidade de instalação de uma Fazenda Eólica *Offshore* no litoral do estado do Rio Grande do Sul, verificando a existência dos requisitos técnicos necessários, condições do local de instalação, possibilidade de ligação e proximidade com a rede elétrica e retorno dos investimentos.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia eólica *offshore* consiste do aproveitamento da energia cinética do vento, transformando-a em energia elétrica a partir da utilização de turbinas instaladas em locais alagados, como lagos ou mar aberto.

Somente parte da potência disponível no vento é transformada em potência elétrica, por isso, para encontrar a potência recuperável pela turbina, multiplica-se a potência disponível por um coeficiente de potência ( $C_p$ ) da turbina. Pela teoria de Betz, este coeficiente pode ser no máximo 0,59. Em aplicações normais o coeficiente de potência fica na faixa de 0,25 a 0,50 [CARVALHO, 2003].

## 2.1. Energia Eólica Offshore no Mundo

A primeira fazenda eólica *offshore* do mundo foi instalada em 1991, em Vindeby, Dinamarca, e inicialmente consistia de 11 turbinas, totalizando 4,95MW de potência. No início, as fazendas eólicas eram instaladas em águas rasas e relativamente protegidas. A primeira fazenda eólica *offshore* a ser instalada em mar aberto foi Blyth, na Inglaterra, no ano 2000. As turbinas foram instaladas a aproximadamente 1km da costa, em águas com uma profundidade de 8m.

A primeira instalação em águas de profundidade intermediária (mais de 30m) foi realizada na costa nordeste da Escócia, perto de uma plataforma de petróleo chamada *Beatrice Field*. Atualmente, a turbina instalada em águas mais profundas pertence à Dinamarca, em águas com uma profundidade de 220m. A Dinamarca também tem a fazenda eólica de maior capacidade no mundo, com 209MW de potência, operacional desde setembro de 2009. Uma fazenda de 500MW está programada para entrar em operação na Inglaterra em 2011.

Uma das principais vantagens da instalação de turbinas em locais alagados é a baixa rugosidade da superfície destes locais, o que faz com que a velocidade dos ventos neste ambiente seja maior, sendo que quanto mais longe da costa, maior este efeito. A variação da velocidade dos ventos em relação à altura do solo é função da rugosidade deste, que é dada em metros. Para uma área de vegetação rasteira se considera que a rugosidade seja de 0,1m, enquanto para lagos e mar aberto esta é de 0,0001m [CARVALHO, 2003]. A baixa rugosidade da superfície do oceano também contribui para a baixa turbulência dos ventos, o que diminui o carregamento mecânico sobre a estrutura.

Devido ao ambiente demandante e com baixa acessibilidade das instalações *offshore*, a principal ênfase no desenvolvimento desta tecnologia é um design econômico, com alta confiabilidade, definida como a probabilidade dos componentes e sistemas estarem executando suas funções sem falha por um tempo determinado, e disponibilidade, que é a probabilidade de o sistema estar operante e provendo serviços.

## 2.2. Energia Eólica Offshore no Brasil

Até o momento não existem instalações eólicas *offshore* no Brasil, entretanto já existe um projeto que deve ser implementado no Ceará entre 2011 e 2012. O Parque Eólico Marinho Asa Branca prevê a instalação de uma primeira usina com 200 a 400MW, com a subsequente instalação de novos módulos, até chegar a uma potência final de 10,4GW, com o objetivo de tornar o Nordeste brasileiro auto-suficiente e exportador de energia.

Viterbo [2008] defende a energia eólica *offshore* como complemento às outras fontes de energia, pois pode ser instalada a menos de 30km dos grandes centros urbanos, lembrando que 27% da tarifa paga pela eletricidade é decorrente dos gastos com transporte da mesma. Viterbo defende também que esta diminuição das perdas no transporte de energia diluiria o maior custo de instalação da usina eólica *offshore*.

Pimenta, Kempton e Garvine [2008] realizaram um estudo do potencial eólico do litoral sul do Brasil, e encontraram as condições mais favoráveis entre as latitudes 28° S, onde fica Garopaba, em Santa Catarina, e 30° S, no sul do Rio Grande do Sul. Nesta extensão de litoral,

eles chegaram a um potencial de 102GW de produção elétrica, que é aproximadamente a demanda elétrica do país inteiro.

### 2.3. Diferenças Entre Onshore e Offshore

A principal diferença entre as fazendas eólicas *onshore* e *offshore* é o custo, sendo que a tecnologia utilizada nas turbinas *offshore* praticamente a mesma utilizada nas turbinas *onshore*. As torres *offshore* precisam ser mais altas, pois elas somam a altura submergida, e as fundações são mais difíceis de construir e instalar. A transmissão elétrica em *offshore* é feita por cabos submarinos, que também são mais caros.

O custo de instalação das turbinas *offshore* é praticamente o mesmo independente do tamanho das lâminas do rotor, o que faz com que a instalação de turbinas com diâmetros maiores e conseqüentemente com maiores ganhos de energia, seja mais vantajoso [BWEA, 2009]. As turbinas são responsáveis por aproximadamente 47% do custo total de uma fazenda *offshore*, enquanto as fundações equivalem a aproximadamente 22% [ERNST & YOUNG, 2009]. Já nas fazendas eólicas *onshore* estes valores são de respectivamente 75,6% e 6,5% [EWEA, 2009]. A comparação entre os custos *onshore* e *offshore* pode ser vista na figura 2.1.

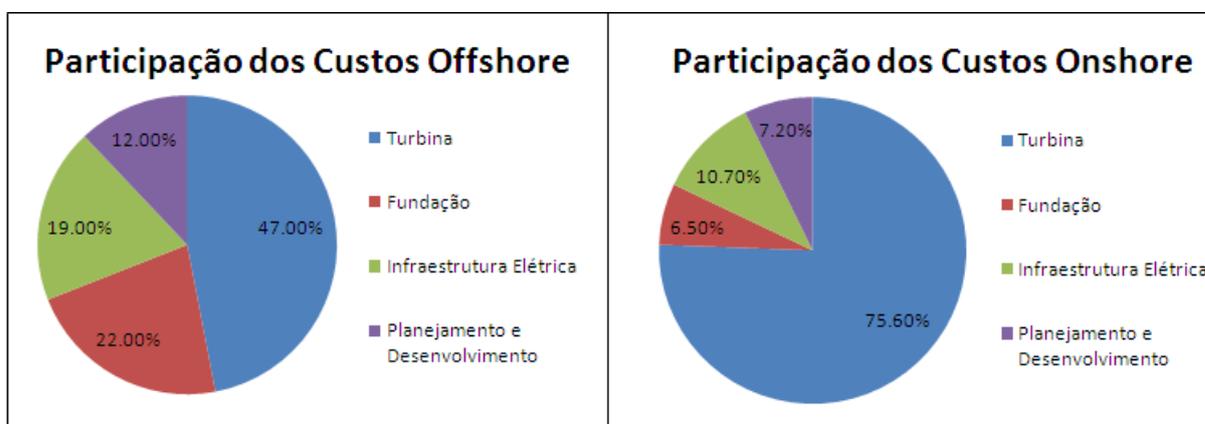


Figura 2.1: Estrutura de Custos para Fazendas Eólicas Onshore e Offshore

O ambiente *offshore* é consideravelmente mais corrosivo e abrasivo, o que requer tratamento especial dos materiais utilizados na construção das torres e turbinas. Neste caso utilizam-se revestimentos, como epóxi de zinco ou silicato de zinco [THICK, 2004], e proteção catódica. Outro fator que aumenta o custo das instalações *offshore* é a dificuldade de acesso, que dificulta reparos e manutenção. O acesso às turbinas é feito por meio marítimo ou aéreo, através de helicópteros.

### 2.4. Tipos de Fundações de Aplicação Offshore

Existem diversos tipos de fundações disponíveis para serem utilizadas em fazendas eólicas *offshore*. Estes podem ser divididos em dois grupos: os fixados diretamente no fundo do mar e os flutuantes, fixados por cabos, como mostrado na figura 2.2.

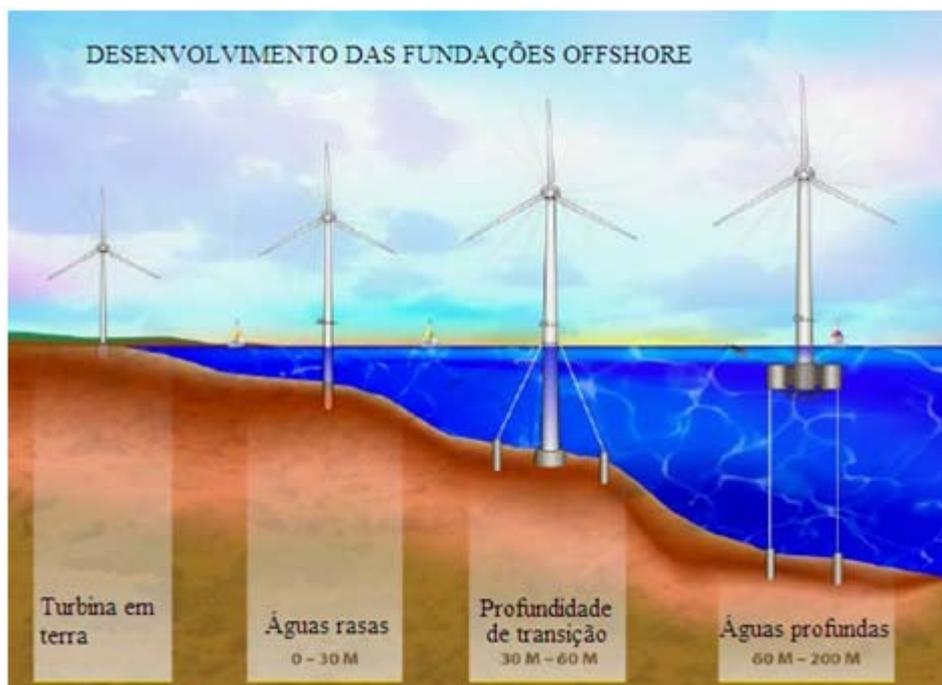


Figura 2.2: Grupos de fundações para energia eólica (fonte: NREL, 2006)

As bases fixadas no fundo do mar são divididas entre as fundações de tubulão estaqueado e tulipas de concreto armado, que são utilizadas em águas rasas, com até 30m de profundidade, e a base tipo tripé, que é utilizada em profundidades de transição (30 a 60m).



Figura 2.3: Tipos de Fundações Fixadas (fonte: NREL, 2006)

A base tipo tubulão estaqueado é a mais utilizada nas aplicações *offshore*, pois é a mais fácil e barata de ser construída e não sofre problemas com erosão do solo, mas não pode ser utilizada em locais onde há pedras muito grandes. Já as tulipas de concreto necessitam de preparo do solo antes da instalação, pois devem ser instalada em sobre um local plano, e são muito suscetíveis a problemas decorrentes da erosão do solo.

As bases propostas para utilização em profundidades de transição ainda são fixadas ao fundo do mar, mas são fixadas em mais pontos, abrangendo uma área maior e aumentando a estabilidade da torre. Esta tecnologia já é utilizada na indústria do petróleo. O *Beatrice Wind Farm Demonstrator Project* utilizou fundações em treliça sobre as quais ficava uma plataforma de petróleo para instalar as suas turbinas. Este tipo de fundação pode ser vista na figura 2.4.



Figura 2.4: Fundações para Profundidades de Transição (fonte: NREL, 2006)

Estão em estudo para utilização em grandes profundidades (mais de 60m) as bases flutuantes presas ao fundo do mar por meio de cabos, inspiradas na tecnologia utilizada na indústria do petróleo. Este tipo de fundação pode utilizar uma grande área flutuante sobre a superfície da água para estabilidade, pode utilizar um lastro, preso sob uma bóia central, o que cria o momento certo para evitar que a turbina tombe, ou pode depender da tensão dos cabos presos ao fundo do oceano para prover estabilidade. Ainda não existe nenhuma fundação destes tipos em utilização.

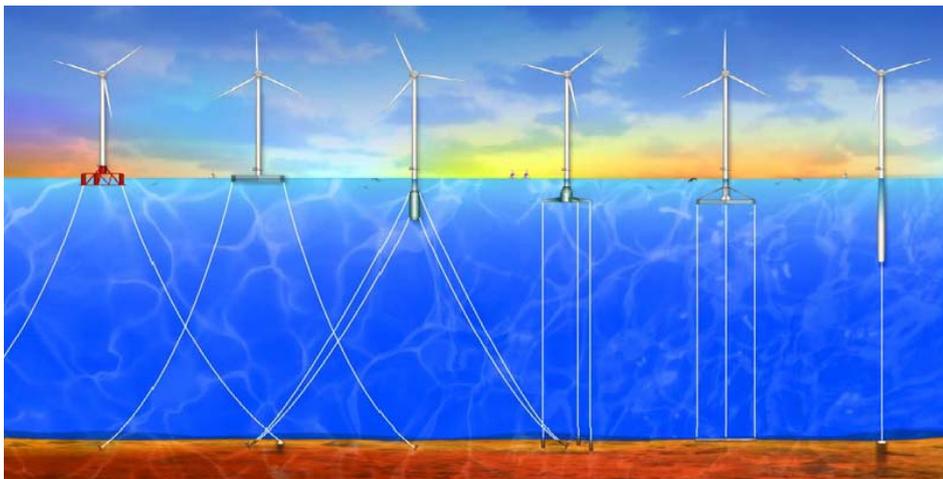


Figura 2.5: Fundações para Grandes Profundidades (fonte: NREL, 2006)

## 2.5. Tipos de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são classificadas por diversas características. Uma turbina pode ter seu eixo horizontal ou vertical, como mostrado na figura 2.6. As turbinas de eixo horizontal são as de maior ocorrência nas instalações comerciais. As turbinas de eixo horizontal podem ter diversos números de pás, mas as mais utilizadas têm geralmente três pás.

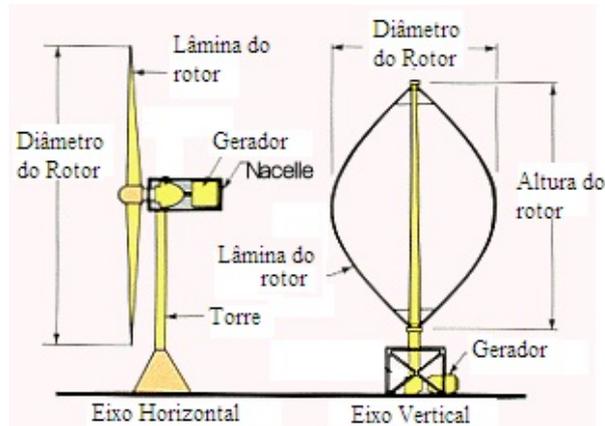


Figura 2.6: Turbina de eixo horizontal e vertical (fonte: AWEA)

### 3. METODOLOGIA DE ANÁLISE

Para determinar a viabilidade de instalação do parque eólico *offshore*, devem ser estudados diversos fatores que influenciam a possibilidade de instalação e manutenção do parque, e os custos relacionados a esta.

#### 3.1. Seleção do Local

Para a seleção do local alguns fatores devem ser levados em consideração. O regime de ventos na região deve ser analisado, para que seja possível realizar o estudo de viabilidade econômica, pois o retorno do investimento depende da quantidade de energia que pode ser gerada pelo vento.

Deve-se analisar também a facilidade de integração com a rede elétrica, pois o local de instalação deve ser próximo ao litoral e a linhas de transmissão para que os custos e perdas na transmissão sejam menores. Leva-se em consideração também a profundidade do oceano, que determina o tipo de fundação a ser utilizada, a atividade pesqueira na região e rotas de navios, já que o parque eólico não pode interferir com estas atividades.

##### 3.1.1. Análise dos Dados dos Ventos

A energia cinética retirada de uma massa  $m$  de ar em movimento a uma velocidade  $v$  é dada por:

$$E = \frac{1}{2} mv^2 \quad (1)$$

onde  $E$  é a energia disponível em Joules,  $m$  é a massa de ar em kg e  $v$  é a velocidade do vento em m/s.

A potência disponível contida no vento que passa por uma seção transversal  $A$  é dada pela relação:

$$P_{dis} = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad (2)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar em  $\text{kg/m}^3$ ,  $A$  é a seção transversal em  $\text{m}^2$ , e  $v$  é a velocidade do mesmo em m/s.

O perfil de velocidades da Camada Limite Atmosférica mostra como varia a velocidade do vento com a variação da distância do solo. A velocidade do vento em qualquer altura pode

ser determinada a partir de medidas de velocidade feitas em outra altura (altura de referência) e da rugosidade do solo. Este perfil pode ser visto na figura 3.1, e é descrito pela equação:

$$v(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3)$$

onde  $h$  é a altura em m em que se procura saber a velocidade,  $h_{ref}$  é a altura em m em que foram feitas as medições,  $v_{ref}$  é a velocidade em m/s na altura  $h_{ref}$ , e  $z_0$  é a rugosidade do solo em m.

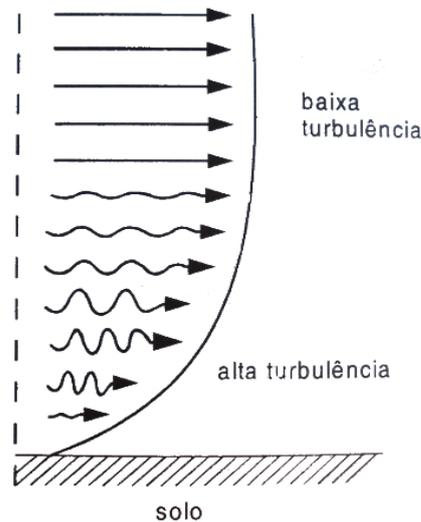


Figura 3.1: Perfil da Camada Limite Atmosférica (fonte: CARVALHO, 2003)

Para realizar a análise do potencial eólico do local selecionado se utiliza a função de distribuição de probabilidade de Weibull, que é a mais adequada para representar a distribuição dos ventos. A função de Weibull é dada por:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

onde  $k$  é o fator de forma adimensional, sendo que valores maiores de  $k$  indicam maior constância dos ventos,  $C$  é um fator de escala e  $v$  é a velocidade do vento em m/s. É possível determinar  $k$  analisando o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, e  $C$  pode ser encontrado pela equação:

$$\bar{V} \cong (\sim 0,90 \pm 0,01) C \quad (5)$$

Esta análise é necessária para determinar quanta energia pode ser gerada por uma Fazenda Eólica instalada no local analisado. Neste trabalho utilizou-se o *software* livre ALWIN para auxiliar na geração do gráfico de distribuição de frequências de Weibull.

### 3.2. Seleção da Turbina

A seleção da turbina mais adequada deve ser feita levando em consideração a existência de assistência técnica na região de instalação, o diâmetro do rotor, capacidade nominal e curva de potência e características de confiabilidade e disponibilidade do gerador.

### 3.3. Ligação com a Rede Elétrica

Na ligação com a rede elétrica é necessário informar-se se as linhas locais são de corrente contínua ou corrente alternada e, no caso de corrente alternada, se a frequência local é de 50 ou 60Hz.

### 3.4. Análise Econômica

A análise econômica é feita verificando o investimento inicial necessário para a instalação do parque eólico, considerando os custos de compra do equipamento e sua instalação no local, custos de manutenção, de operação, depreciação dos equipamentos, taxas de juros, impostos, a possibilidade de obtenção de financiamento e amortização deste e o valor da venda da energia e créditos de carbono.

Para determinar quanto se ganha com a venda da energia, deve-se antes determinar quanta energia o parque eólico consegue gerar. Isto é feito tomando as informações da distribuição de Weibull das frequências da velocidade do vento, dadas pelo *software* livre ALWIN, aliadas com as informações da potência da turbina para cada velocidade, dadas pelas curvas de potência destas, mostradas no Anexo C, e o tempo de referência, que neste caso é de um ano. Combinando estas informações chega-se à energia total gerada pela turbina em um ano, que é chamada de Energia de Referência ( $E_r$ ) e pode ser calculada por:

$$E_r = \sum f_i P_i T \quad (6)$$

onde  $T$  é o período total em horas considerado na avaliação,  $P_i$  é a potência em kW fornecida pela curva de potência da turbina para a velocidade  $v_i$  e  $f_i$  é a frequência adimensional relativa a velocidade do vento  $v_i$ , como determinada pela distribuição de Weibull [CARVALHO, 2003].

O fator de capacidade  $F_c$  compara a produção real de energia da turbina com a quantidade de energia que poderia ter sido produzida operando a plena capacidade [ADALBÓ, 2002]. O fator de capacidade é dado por:

$$F_c = \frac{E_r}{E_n} \quad (7)$$

onde  $E_r$  é a energia de referência gerada pela turbina em kWh, dada pela equação 6, e  $E_n$  é a energia em kWh gerada pela turbina se esta operasse 100% do tempo na potência nominal, que é dada pelo fabricante. Ou seja, é a potência nominal da turbina multiplicada pelo tempo de operação.

A análise do retorno de investimento utiliza como parâmetro a Taxa Interna de Retorno, que é dada por:

$$\sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (8)$$

onde  $FC_i$  é o fluxo de caixa no ano  $i$  e TIR é a Taxa interna de Retorno. Se a TIR for maior do que a taxa de juros do mercado, o investimento é viável.

## 4. RESULTADOS

### 4.1. Local Selecionado

Levando em consideração a velocidade dos ventos na altura de 100m, verificado no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, a proximidade de linhas de transmissão, a topografia do solo no oceano, foi selecionada a região de Rio Grande, no litoral sul, para a instalação da fazenda eólica. A localização é mostrada na figura 4.1.



Figura 4.1: Localização da Fazenda Eólica Proposta

Definiu-se que a análise seria feita considerando-se cinco turbinas eólicas, que devem ser localizadas a 5km da costa e espaçadas em 1km entre si, a uma profundidade de aproximadamente 10m.

#### 4.1.1. Análise dos Dados dos Ventos

Consultando o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, foi possível determinar que a média das velocidades do vento a uma altura de 100m no local selecionado é de 8,5m/s, a velocidade máxima na região é de 60m/s, e verificou-se um fator de forma de  $k$  2,5 e fator de escala  $C$  de 9,44 m/s.

Com estas informações em mãos, utilizou-se o *software* livre ALWIN para a realização da análise da distribuição da frequência das velocidades dos ventos no local, e a distribuição obtida pode ser vista na figura 4.2.

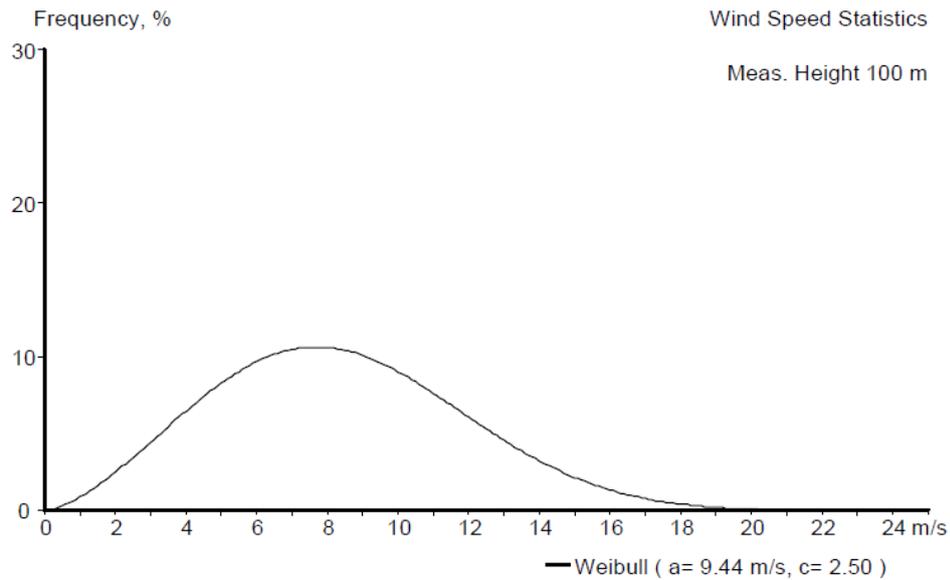


Figura 4.2: Distribuição das frequências de velocidades dos ventos no litoral de Cassino

#### 4.2. Fundação selecionada

Considerando o local selecionado, sendo que a profundidade a 5km da costa é de aproximadamente 10m, se optou pela fundação do tipo tubulão estaqueado.

Este tipo de fundação é levado até o local em seções. A base é inserida na areia até uma profundidade de 10 a 20m, sobre esta é inserida uma peça de transição, e sobre esta é encaixada a torre, como mostrado na figura a seguir.

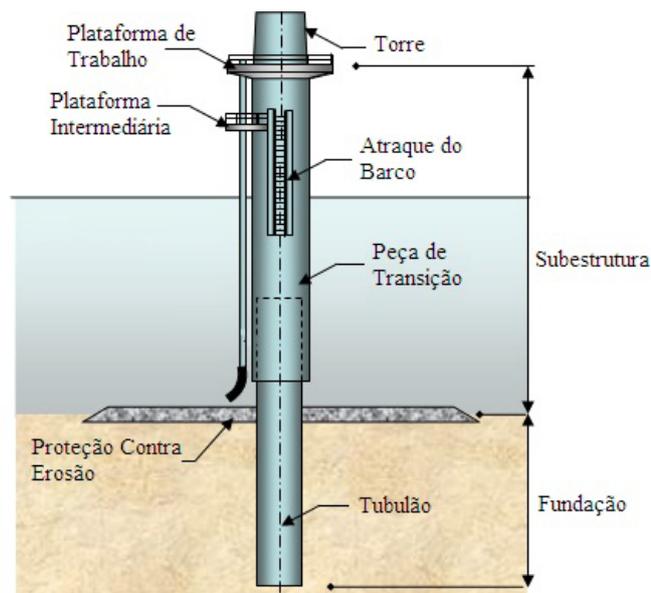


Figura 4.3: Fundação de Tubulão (fonte: Wind Energy The Facts)

No solo ao redor do tubulão é colocada uma proteção de concreto contra erosão, para evitar que a torre perca apoio lateral.

### 4.3. Turbina Selecionada

Para realizar a análise de viabilidade foram selecionadas quatro opções de turbinas com aplicação *offshore*, fabricadas pelas empresas Vestas, GE e Areva, e suas características principais são mostradas na tabela 1.

Tabela 1: Características das Turbinas Selecionadas para Análise

Fabricante	Modelo	Diâmetro do Rotor [m]	Potência Nominal [kW]
GE	3.6 sl	111	3600
Vestas	V90-3.0MW	80	2000
Vestas	V112-3.0MW	112	3000
Areva	M5000	116	5000

Com as turbinas selecionadas foi possível determinar a potência média das mesmas se instaladas no local pretendido, assim como seu fator de capacidade e a energia de referência que pode ser produzida. Utilizando as informações da altura do rotor, potência nominal e curva de potência de cada turbina, juntamente com a distribuição das frequências das velocidades dos ventos, pode-se determinar com a equação 3 a velocidade média do vento na altura do rotor, que é então utilizada nas equações 4 e 5 para determinar a distribuição de Weibull pelo *software* livre ALWIN. Associando esta informação com as curvas de potência, utiliza-se a equação 6 para obter a Energia de Referência, e com a equação 7 se obtém o Fator de Capacidade da turbina. Os resultados encontrados estão representados na tabela a seguir:

Tabela 2: Potência e Energia Produzida pelas Turbinas no Local Escolhido

Turbina	Potência Nominal [kW]	Fator de Capacidade	Potência Média [kW]	Energia de Referência [MWh]
GE 3.6sl	3600	39,8 %	1433.6	12558.2
V90-3.0MW	3000	41.2 %	1236	10827
V112-3.0MW	3000	51.8 %	1555.2	13623.4
M5000	5000	38,3 %	1916.5	16788.5

Tomando-se um Fator de Disponibilidade de 97% [WALLACE, JACKSON e ROGERS, 2009] e eficiência de 92% em um parque eólico com cinco turbinas chega-se aos seguintes valores de energia anual:

Tabela 3: Energia Anual Corrigida

Turbina	Número de Turbinas	Energia Anual [MWh]
GE 3.6sl	5	56034.68
V90-3.0MW	5	48310.07
V112-3.0MW	5	60787.61
M5000	5	74910.29

Com os dados da energia gerada anualmente, é possível fazer a análise de viabilidade econômica do projeto.

#### 4.4. Ligação com a Rede Elétrica

A ligação com a rede elétrica é realizada com a transmissão da eletricidade gerada nas turbinas por cabos submarinos até um transformador, onde a eletricidade combinada é convertida para alta voltagem. A energia é então transportada por cabos para uma subestação, que é conectada à rede elétrica.

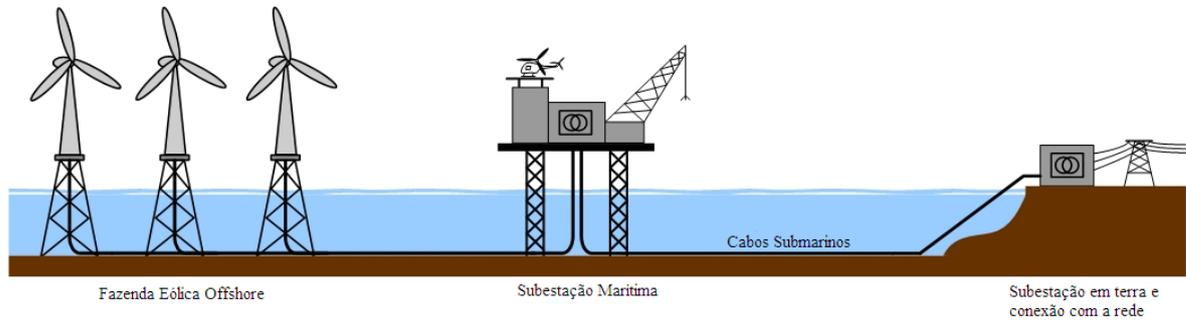


Figura 4.4: Esquema de Ligação Elétrica de uma Fazenda Eólica Offshore (fonte: Troll Wind Power)

No caso do Brasil, a energia transmitida para a rede local deve ser de corrente alternada e ter a frequência de 60Hz. Existem no país algumas linhas de corrente contínua, mas estas somente são utilizadas para transmitir energia a longas distâncias.

#### 4.5. Análise de Viabilidade Econômica

Para definir se o projeto é economicamente viável, é necessário analisar-se as despesas e receitas provindas do empreendimento. Para definir o custo da instalação do parque eólico, utilizou-se como exemplo o custo de instalação do parque eólico de Thornton Bank, na Bélgica, construído em 2008, que ficou em R\$7.083,33/kW [SNYDER E KAISER, 2008].

O custo da operação e manutenção do parque foi considerado como sendo R\$41,12/MWh, como sugerido por Lemming, Morthorst e Clausen [2007], com seguro operacional de 0,5% do custo de instalação por ano e custo de transmissão de energia de R\$2,5/kW/mês [PICCOLI apud YASBECK, 2006].

Os impostos sobre o Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR) apurados são o PIS, com valor de 1,65%, COFINS, com valor de 3% e CSLL de 9%. O imposto de renda para pessoa jurídica é de 25%, e a inflação em 2009 é de 4,5%, enquanto a taxa de juros de financiamento do BNDES é de 6%. A depreciação considerada foi de 5% ao ano.

O valor da energia eólica definido no leilão de energia em novembro de 2009 ficou em R\$189,00, e o valor de venda dos créditos de carbono era de aproximadamente R\$15,50/MWh. Com um prazo máximo de 14 anos para a amortização da dívida com o BNDES, fazendo-se o fluxo de caixa, são encontrados os valores da taxa interna de retorno (TIR) apresentados a seguir:

Tabela 4: Taxa Interna de Retorno para cada Turbina

Turbina	TIR
GE 3.6sl	4%
V90-3.0MW	4%
V112-3.0MW	9%
M5000	3%

Para comparação, calculou-se o retorno de uma fazenda eólica instalada no continente no mesmo local. Considerou-se a velocidade média dos ventos de 8m/s, utilizando-se o gerador Vestas V112-3.0MW, modelo *onshore*, chegando-se a um fator de capacidade de 46,9% e com custo de construção do parque de R\$4500,00/kW, custo de operação de R\$50,00/kW nos primeiros dois anos, R\$100,00/kW do terceiro a décimo ano, e R\$120,00/kW do décimo - primeiro a vigésimo ano, custo de recultivação de R\$3,50/kW/ano, e aluguel do terreno de 1,8% da receita anual [FREITAS FILHO, 2008]. Com estes valores, se obtém uma taxa interna de retorno de 15%.

## 5. CONCLUSÕES

Nota-se que apesar de a tecnologia *offshore* apresentar certas vantagens, como a possibilidade de instalação em locais próximos aos grandes centros de consumo, o que diminui os custos de transmissão e as perdas, a grande disponibilidade de terras sem uso no Brasil torna as fazendas eólicas *onshore* mais atrativas, já que o investimento inicial neste tipo de tecnologia é muito mais baixo e a realização da manutenção envolve muito menos dificuldades.

O custo de instalação utilizado na análise econômica foi o custo de instalação de uma fazenda eólica *offshore* na Bélgica. Este país foi escolhido por ter experiência em instalações *onshore*, assim como o Brasil, mas sem experiências anteriores em instalações *offshore*, como seria o caso proposto neste trabalho. O custo da instalação de uma fazenda eólica *onshore* na Bélgica é de R\$3651,50/kW, que equivale a 48% do custo da instalação *offshore*. Como sugestão para trabalhos futuros, fica trazer os custos de instalação para a realidade brasileira.

Com os valores obtidos na análise de viabilidade econômica é possível verificar que apesar dos rápidos avanços na tecnologia *offshore*, o retorno dos investimentos em uma fazenda eólica em terra é muito maior. Ao comparar-se a mesma turbina em suas versões *onshore* e *offshore*, chegou-se a um valor de taxa de retorno quase duas vezes maior para um parque eólico *onshore*. Apesar de a Taxa Interna de Retorno já ser a suficiente para viabilizar o investimento, ela não seria suficiente para viabilizar um financiamento através do programa PROINFA, cuja TIR exigida era de 15%, sendo necessário buscar financiamento diretamente com o BNDES, como foi considerado neste trabalho, ou em outras fontes.

Verifica-se finalmente que com a seleção de um local adequado e com a utilização das turbinas corretas, já é tecnicamente viável a instalação de parques eólicos *offshore* na costa do Brasil.

## REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2008: Ano Base 2007.** Rio de Janeiro, 2008. Disponível em <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/ben/arquivos/ben\\_2008/BEN\\_Portugues\\_2008.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/ben/arquivos/ben_2008/BEN_Portugues_2008.pdf)> Acesso em 21 de Setembro de 2009.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Brasília, 2001. Disponível em <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm)> Acesso em 21 de Setembro de 2009.

CARVALHO, P., **Geração Eólica**, Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.

ERNST & YOUNG. **Cost and Financial Support for Offshore Wind: A Report for the Department of Energy and Climate Change.** Reino Unido, 2009. Disponível em <<http://www.berr.gov.uk/files/file51142.pdf>>

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA). **The Economics of Wind Energy: A Report by the European Wind Energy Association**, 2009. Disponível em <<http://www.ewea.org/index.php?id=11>> Acesso em 07 de Outubro de 2009.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Offshore Wind Technology Overview (Presentation)**, 2006. Disponível em <<http://www.nrel.gov/docs/gen/fy07/40462.pdf>> Acesso em 21 de Outubro de 2009.

ADALBÓ, R. **Energia Eólica**, São Paulo: Artliber, 2002.

PIMENTA, F., KEMPTON, W., GARVINE, R. Combining Meteorological Stations and Satellite Data to Evaluate the Offshore Wind Power Source of Southeastern Brazil. **Renewable Energy**, v.33, n.11, p. 2375-2387, 2008.

BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION [BWEA]. **Offshore Wind Briefing Sheet.** Disponível em <<http://www.bwea.com>> Acesso em 18 de Novembro de 2009.

THICK, J. **Offshore Corrosion Protection of Wind Farms.** European Wind Energy Conference. 2004.

VITERBO, J.C. **Geração de Energia Eólica a Partir da Fonte Eólica Offshore.** Dissertação (Trabalho de Conclusão de Mestrado em Engenharia Naval Oceânica) – Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL. Disponível em <[http://www.semc.rs.gov.br/atlas/INDEX\\_mapas.htm](http://www.semc.rs.gov.br/atlas/INDEX_mapas.htm)> Acesso em 1 de Outubro de 2009.

WIND ENERGY THE FACTS. **Offshore Support Structures.** Disponível em <<http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-i-technology/chapter-5-offshore/wind-farm-design-offshore/offshore-support-structures.html>> Acesso em 12 de Outubro de 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Disponível em <<http://www.ons.org.br>> Acesso em 12 de Outubro de 2009.

SNYDER, B., KAISER, M.J. Ecological and Economic Cost-Benefit Analysis of Offshore Wind Energy. **Renewable Energy**, v. 36, n. 6, p. 1567-1578, Junho 2009.

LEMMING J.K., MORTHORST P.E., CLAUSEN N.E. **Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment**. Riso National Laboratory, 2007.

WALLACE, J., JACKSON, W., ROGERS, S. The Problem With O&M. **Renewable Energy Focus**, v. 9, n. 7, p. 22-27, Janeiro-Fevereiro 2009.

PICCOLI, G. L. **Análise da Viabilidade de uma Fazenda Eólica Empregando Dinâmica dos Fluidos Computacional**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

FREITAS FILHO, D. G. R. **Análise de viabilidade técnica e econômica de uma fazenda eólica no RS**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

AIR ENERGY. **Company Report**, 2007. Disponível em <<http://www.airenergy.be>> Acesso em 27 de Novembro de 2009.

## **BIBLIOGRAFIA CONSULTADA**

LANGE, B. et al. Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment. **Journal of wind engineering and Industrial Aerodynamics**, Amsterdam, v. 92, n. 11, p. 959-988, Julho. 2004.

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. **CE vai liderar produção de energia eólica nacional até o fim deste ano**. Disponível em <<http://www.ceara.gov.br/noticias/ce-vai-liderar-producao-de-energia-eolica-nacional/?searchterm=eolica>> Acesso em 4 de Outubro de 2009.

PROJETO ASA BRANCA. <<http://www.usinaasabranca.com.br/>> Acesso em 21 de Outubro de 2009.

TROLL WIND POWER. Disponível em <<http://www.trollwindpower.no>> Acesso em 4 de Novembro de 2009.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. Disponível em <<http://www.receita.fazenda.gov.br/>> Acesso em 12 de Novembro de 2009.

ABREU, G. N. A., CALLIARI, L. J. **Paleocanais na Plataforma Continental Interna do Rio Grande do Sul: Evidências de uma Drenagem Fluvial Préterita**. Revista Brasileira de Geofísica, v.23, n.2, p. 123-132, Abril-Junho, 2005.

GE ENERGY. Disponível em <<http://www.gepower.com/>> Acesso em 9 de Novembro de 2009.

VESTAS WIND POWER SOLUTION. Disponível em <<http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions.aspx>> Acesso em 9 de Novembro de 2009.

AREVA. Disponível em <<http://www.areva.com/>> Acesso em 9 de Novembro de 2009.

## APÊNDICES

### APÊNDICE A – Tabela de Cálculo de Retorno de Investimento

		ANO 1	ANO 8	ANO 14	ANO 20
Venda de Energia	189 R\$/MWh	\$ 10,397,351.95	\$ 14,149,359.41	\$ 18,426,146.55	\$ 23,995,635.91
Cred Carbono	15.5 R\$/MWh	\$ 852,692.89	\$ 1,160,397.20	\$ 1,511,139.00	\$ 1,967,896.07
<b>Receita Bruta</b>		\$ 11,250,044.84	\$ 15,309,756.61	\$ 19,937,285.56	\$ 25,963,531.98
Energia Ref	55012.44 MWh				
Pot Parque	15000 kW				
Investimento	4500 R\$/kW				
Financiamento	70%				
Perdas	1%	\$ 103,973.52	\$ 141,493.59	\$ 184,261.47	\$ 239,956.36
Impostos Sobre receita					
PIS	1,65%	\$ 185,625.74	\$ 233,464.43	\$ 304,031.42	\$ 395,927.99
COFINS	7,6%	\$ 855,003.41	\$ 1,075,351.32	\$ 1,400,387.14	\$ 1,823,668.33
<b>Receita Operacional</b>		\$ 10,105,442.17	\$ 13,859,447.27	\$ 18,048,605.54	\$ 23,503,979.30
Custos/Despesas Operacionais					
Oper/Man	41.12 R\$/MWh	\$ 2,262,111.71	\$ 3,078,421.48	\$ 4,008,905.54	\$ 5,220,637.82
Seguro Oper	0,5%	\$ 337,500.00	\$ 337,500.00	\$ 337,500.00	\$ 337,500.00
Custo Transmissao	2.5 R\$/kW/mes	\$ 450,000.00	\$ 612,387.82	\$ 797,488.24	\$ 1,038,537.14
Custo Recult	3.5 R\$/kW/ano	\$ 192,543.55	\$ 262,025.17	\$ 341,224.94	\$ 444,363.63
Depreciação	5%	\$ 3,375,000.00	\$ 3,375,000.00	\$ 3,375,000.00	\$ 3,375,000.00
Custo terreno	1,8%	\$ 187,152.34	\$ 254,688.47	\$ 331,670.64	\$ 431,921.45
<b>Lucro operacional</b>		\$ 3,301,134.58	\$ 5,939,424.33	\$ 8,856,816.18	\$ 12,656,019.26
Despesas Operacionais					
Juros do financiamento	6%	\$ 2,835,000.00	\$ 1,417,500.00	\$ 202,500.00	
<b>Lucro Antes do IR (LAIR)</b>		\$ 466,134.58	\$ 4,521,924.33	\$ 8,654,316.18	\$ 12,656,019.26
Impostos Sobre LAIR					
IRPJ	25%	\$ 116,533.64	\$ 1,130,481.08	\$ 2,163,579.05	\$ 3,164,004.81
CSLL		\$ 41,952.11	\$ 406,973.19	\$ 778,888.46	\$ 1,139,041.73
<b>Lucro Líquido</b>		\$ 307,648.82	\$ 2,984,470.06	\$ 5,711,848.68	\$ 8,352,972.71
Financiamento BNDES					
Amortização	\$ (47,250,000.00)	\$ 3,375,000.00	\$ 3,375,000.00	\$ 3,375,000.00	
<b>Fluxo de Caixa Líquido Final</b>	\$ (20,250,000.00)	\$ 307,648.82	\$ 2,984,470.06	\$ 5,711,848.68	\$ 11,727,972.71
<b>TIR</b>	<b>13%</b>				

Figura A.1: Tabela de Cálculo de Taxa Interna de Retorno *Onshore*

		ANO 1	ANO 8	ANO 14	ANO 20
Venda de Energia	189 R\$/MWh	\$ 14,158,044.24	\$ 19,267,142.00	\$ 25,090,830.75	\$ 32,674,788.39
Cred Carbono	15.5 R\$/MWh	\$ 1,161,109.45	\$ 1,580,109.53	\$ 2,057,713.63	\$ 2,679,678.41
<b>Receita Bruta</b>		\$ 15,319,153.69	\$ 20,847,251.53	\$ 27,148,544.39	\$ 35,354,466.80
Energia Ref	74910.29 MWh				
Pot Parque	25000 kW				
Investimento	7083.33 R\$/kW				
Financiamento	70%				
Perdas	1%	\$ 141,580.44	\$ 192,671.42	\$ 250,908.31	\$ 326,747.88
Impostos Sobre receita					
PIS	1,65%	\$ 252,766.04	\$ 317,907.84	\$ 413,998.71	\$ 539,134.01
COFINS	7,6%	\$ 1,164,255.68	\$ 1,464,302.79	\$ 1,906,903.14	\$ 2,483,283.92
<b>Receita Operacional</b>		\$ 13,760,551.53	\$ 18,872,369.48	\$ 24,576,734.23	\$ 32,005,300.99
Custos/Despesas Operacionais					
Oper/Man	41.12 R\$/MWh	\$ 3,080,311.00	\$ 4,191,877.67	\$ 5,458,915.14	\$ 7,108,927.51
Seguro Oper	0,5%	\$ 885,416.25	\$ 885,416.25	\$ 885,416.25	\$ 885,416.25
Custo Transmissao	2.5 R\$/kW/mes	\$ 750,000.00	\$ 1,020,646.37	\$ 1,329,147.07	\$ 1,730,895.23
Depreciação	5%	\$ 8,854,162.50	\$ 8,854,162.50	\$ 8,854,162.50	\$ 8,854,162.50
<b>Lucro operacional</b>		\$ 190,661.78	\$ 3,920,266.69	\$ 8,049,093.28	\$ 13,425,899.50
Despesas Operacionais					
Juros do financiamento	6%	\$ 7,437,496.50	\$ 3,718,748.25	\$ 531,249.75	
<b>Lucro Antes do IR (LAIR)</b>		\$ (7,246,834.72)	\$ 201,518.44	\$ 7,517,843.53	\$ 13,425,899.50
Impostos Sobre LAIR					
IRPJ	25%	\$ -	\$ 50,379.61	\$ 1,879,460.88	\$ 3,356,474.88
CSLL		\$ -	\$ 18,136.66	\$ 676,605.92	\$ 1,208,330.96
<b>Lucro Líquido</b>		\$ (7,246,834.72)	\$ 133,002.17	\$ 4,961,776.73	\$ 8,861,093.67
Financiamento BNDES					
Amortização	\$ (123,958,275.00)	\$ 8,854,162.50	\$ 8,854,162.50	\$ 8,854,162.50	
<b>Fluxo de Caixa Líquido Final</b>	\$ (53,124,975.00)	\$ (7,246,834.72)	\$ 133,002.17	\$ 4,961,776.73	\$ 17,715,256.17
<b>TIR</b>	<b>2%</b>				

Figura A.2: Tabela de Cálculo de Taxa Interna de Retorno *Offshore*

## ANEXOS

## ANEXO A - Topografia do Fundo Oceânico na Desembocadura da Lagoa dos Patos

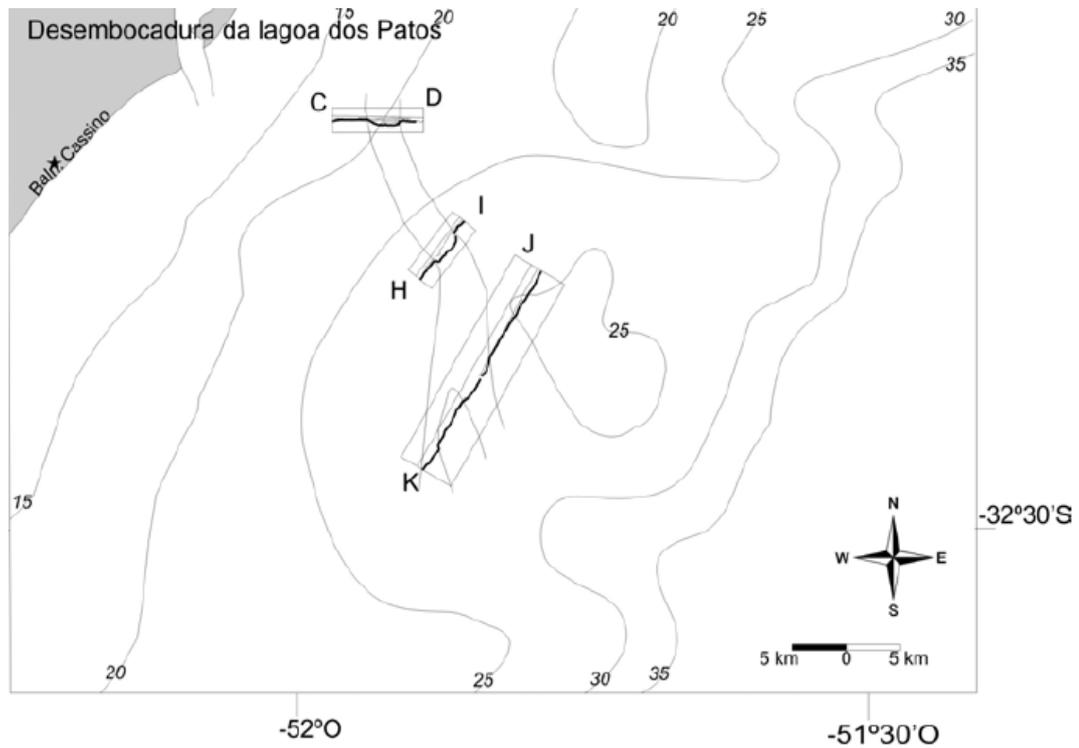


Figura A.A.1: Sistema de paleodrenagem existente na plataforma continental interna do Estado do Rio Grande do Sul, reconstituído da interpretação dos perfis sísmicos obtidos durante a Operação Geocosta Sul II. (fonte: ABREU e CALLIARI, 2005)

## ANEXO B – Velocidade Média Anual dos Ventos a 100m de Altura

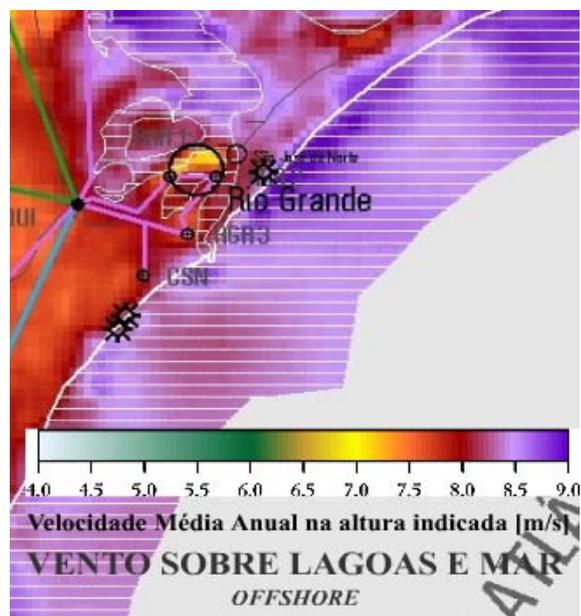


Figura B.1: Velocidade Média Anual (fonte: ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

## ANEXO C – Curvas de Potência das Turbinas Seleccionadas

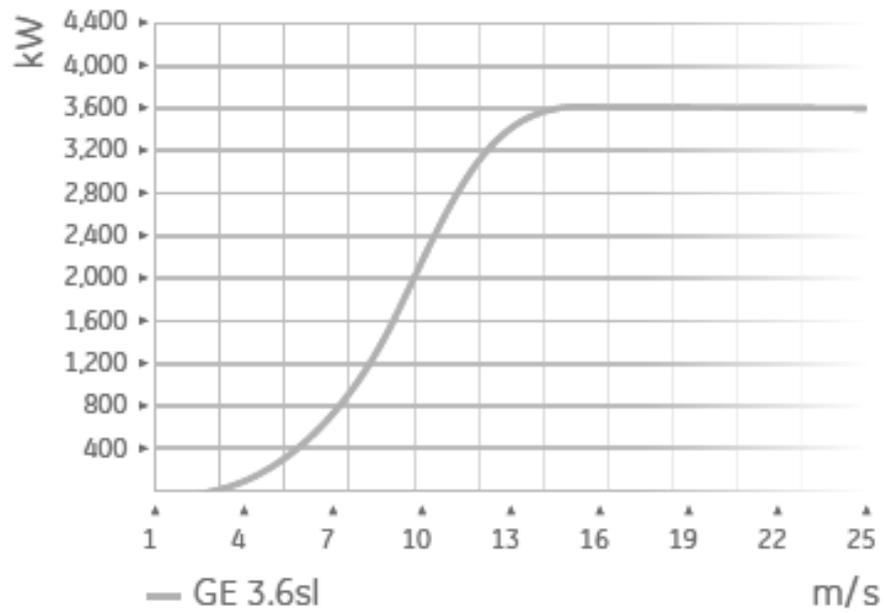


Figura C.1: Curva de Potência da Turbina GE 3.6sl (fonte: GE Energy)

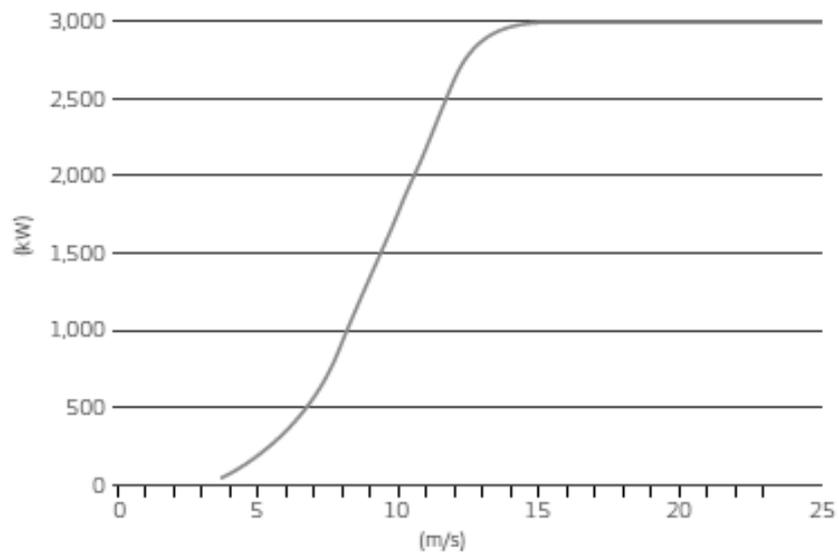


Figura C.2: Curva de Potência da Turbina V90-3.0MW (fonte: Vestas)

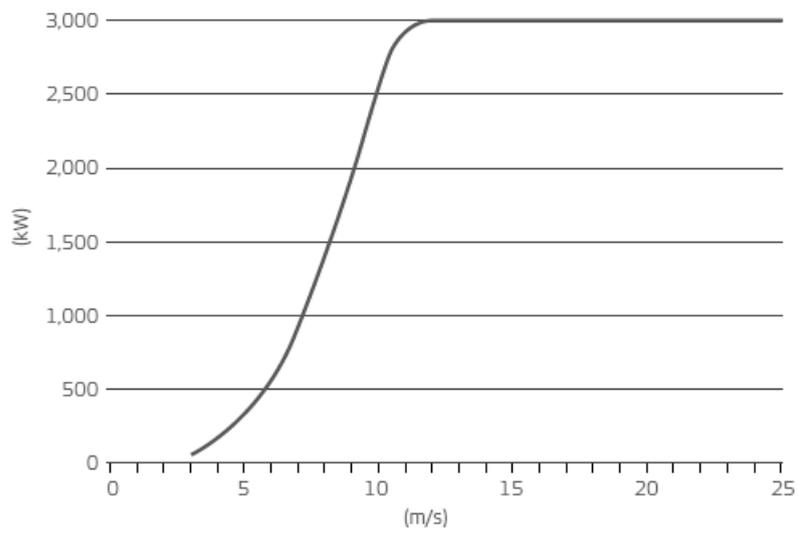


Figura C.3: Curva de Potência da Turbina V112-3.0MW *offshore* (fonte: Vestas)

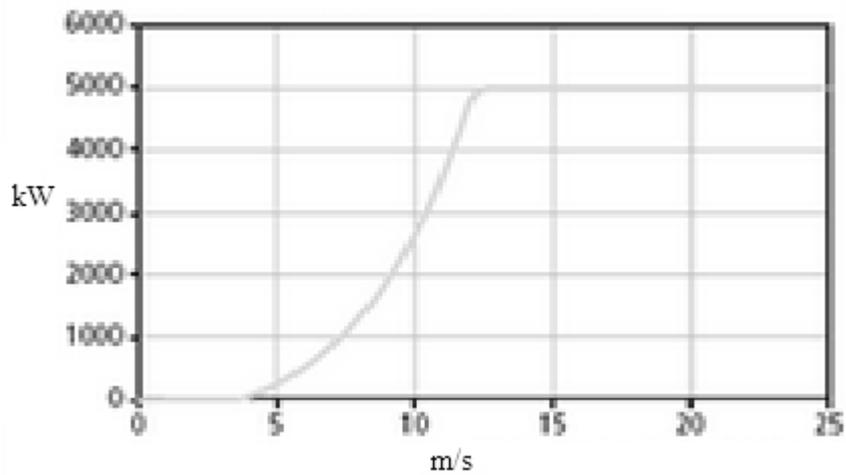


Figura C.4: Curva de Potência da Turbina M5000 (fonte: AREVA)

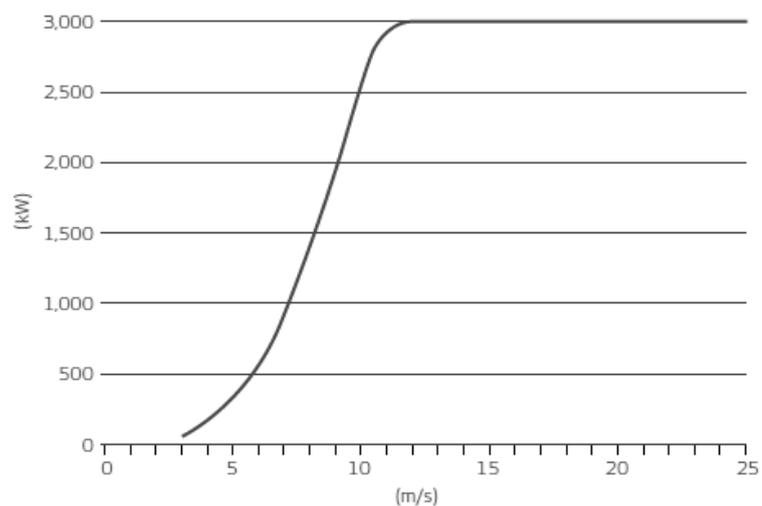


Figura C.5: Curva de Potência da Turbina V112-3.0MW *onshore* (fonte: Vestas)