



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO NO LITORAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Maynara Azevedo Aredes

Projeto de Graduação apresentado ao Corpo Docente do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Maurício Aredes

Rio de Janeiro

Março de 2016

# ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO NO LITORAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Maynara Azevedo Aredes

PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

---

Prof. Maurício Aredes, Dr.-Ing.

---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.

---

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

---

Eng. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2016

Aredes, Maynara Azevedo

Análise do potencial eólico no litoral do Rio Grande do Norte . – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2016.

XIV, 584 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Maurício Aredes

Projeto de Graduação – UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia Elétrica, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 39.

1. Energia Eólica, 2. Distribuição de Weibull, 3. Turbinas Eólicas, 4. Confiabilidade da geração eólica. I. Aredes, Maurício de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

Dedicado à minha avó Jamile.

# Agradecimentos

Aos meus pais, Marília e Maurício Aredes pela educação que me foi dada e pelo incentivo aos meus diversos interesses, da matemática às artes. Um especial agradecimento ao meu pai/orientador pela paciência e insistência.

À minha irmã de sangue Mariah, e minha irmã de coração Fernanda pelo apoio e preocupação com minha saúde física e mental.

Às minhas amigas de infância Ananda, Vanessa e Julia, que sempre estão do meu lado, perto ou longe.

Às minhas queridas companheiras de faculdade Raquel e Mariana. Amigas para vida inteira, espero ainda poder trabalhar com vocês para termos nossos divertidos almoços de volta.

Aos professores do departamento de Engenharia Elétrica, em especial a professora Carmen, pelos desafios propostos e pela orientação ao longo da faculdade. E ao professor Oumar, por toda dedicação aos alunos, como professor e coordenador.

Por fim, agradeço minha avó, Jamile. Pelo apoio incondicional, esteja onde estiver.

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

## ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO NO LITORAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Maynara Azevedo Aredes

Março/2016

Orientador: Maurício Aredes

Departamento: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta um estudo do potencial eólico no litoral do Rio Grande do Norte, perto da cidade de Macau. Para tanto, dados medições da velocidade do vento num período de 3 anos são analisados para a modelagem estatística do comportamento do vento. O levantamento do potencial eólico é então determinado pela caracterização do regime de vento e pelas curvas de potência das turbinas utilizadas, considerando os controles de velocidade e aerodinâmico envolvidos.

As informações disponíveis na análise do recurso eólico podem ser utilizadas não somente para a estimação da produção de energia do parque eólico da região, como também a escolha do local para a instalação considerando aspectos de produção, custos, impactos ambientais, etc.

Abstract of Graduation Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electrical Engineer.

## ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO NO LITORAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Maynara Azevedo Aredes

March/2016

Advisor: Mauricio Aredes

Department: Electrical Engineering

This paper presents a study of the wind potential in the coast of Rio Grande do Norte. Therefore, data of wind speed measurements in a 3-year period are analyzed for modelling the wind behavior in a statistical model. The available wind energy is then determined by the characterization of the wind speed and the power curves of the turbines used, considering the speed and aerodynamic controls.

The information available in the analysis of wind resource can be used not only to estimate the wind farm energy production in the region, as well as the location for installation the wind turbines considering aspects of production, costs, environmental impact, etc.

# Sumário

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Símbolos .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Abreviaturas .....</b>	<b>xiv</b>
<b>Capítulo 1    Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	1
1.2. Objetivo .....	3
1.3. Organização do trabalho .....	3
<b>Capítulo 2    Fundamentos Teóricos .....</b>	<b>5</b>
2.1. A Energia Eólica .....	5
2.2. Modelagem do Comportamento do Vento.....	9
2.2.1. A Distribuição de Weibull.....	10
2.2.2. Moda, Média e Média Cúbica da Velocidade do Vento.....	15
2.3. Modelagem da Turbina Eólica.....	16
2.3.1. Turbinas de Velocidade Fixa e Variável .....	16
2.3.2. Curva Característica da Turbina Eólica.....	19
2.3.3. Topologias de Sistemas de Geração Eólica.....	22
2.4. Índices de Disponibilidade de Energia .....	26
<b>Capítulo 3    Resultados.....</b>	<b>28</b>
3.1. Área de Interesse.....	28
3.2. Tratamento dos Dados .....	30
3.3. Análise Estatística da Velocidade do Vento .....	33
3.4. Modelo das Turbinas Eólicas.....	36
3.5. Índices de Confiabilidade .....	39

<b>Capítulo 4</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>41</b>
<b>Referências .....</b>		<b>43</b>

# Lista de Figuras

Figura 1: Localização dos parques eólicos no Brasil com destaque do Rio Grande do Norte...	2
Figura 2: Massa de ar passando por uma área $A$ com velocidade $V$ .....	6
Figura 3: Eficiência do rotor em função da razão entre a velocidade do vento antes e depois da turbina ( $C_{pMAX} = 0.59$ , quando $V_0/V = 1/3$ ).....	8
Figura 4: Espectro de energia do vento. ....	10
Figura 5: Função de distribuição probabilística Weibull para $\eta = 10$ e $\beta = 1, 2$ e $3$ .....	12
Figura 6: Distribuição de Weibull para $\beta = 2$ e $\eta = 5, 6, 7, 8, 9$ e $10$ m/s.....	13
Figura 7: Distribuição de Weibull para $\beta = 1.5, 2$ , e $2.5$ .....	14
Figura 8: Moda, média e média cúbica da velocidade do vento para uma distribuição Weibull dada por $\beta = 2$ e $\eta = 8$ m/s.....	16
Figura 9: Gráfico potência em função da velocidade rotórica na operação em velocidade variável para o rastreamento da máxima potência.....	18
Figura 10: Gráfico potência em função da velocidade rotórica na operação em velocidade fixa sem rastreamento da máxima potência. ....	18
Figura 11: Curva de potência típica de uma turbine eólica.....	19
Figura 12: Curvas de potência de uma turbina eólica operando com velocidade fixa e variável para uma mesma velocidade nominal de vento. ....	21
Figura 13: Curvas de potência de uma turbina eólica operando com velocidade fixa e variável considerando um gerador de potência igual. ....	21
Figura 14: Topologia do sistema de geração eólica tipo 1. ....	22
Figura 15: Topologia do sistema de geração eólica tpo 2. ....	23
Figura 16: faixa de operação com velocidade variável limitada da turbina de tipo 2. ....	23
Figura 17: Topologia do sistema de geração eólica tpo 3. ....	25
Figura 18: Topologia do sistema de geração eólica tpo 4. ....	25
Figura 19: Projeto Piloto de Geração de Energia Eólica da Petrobras. ....	29
Figura 20: Localização das usinas eólicas Alegria I e II, Miassaba 3 no Rio Grande do Norte, Brasil.....	29
Figura 21: Conexão das usina eólicas do litoral do Rio Grande do Norte ao SIN pela subestação de Açú II.....	30
Figura 22: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2010 de Macau.....	31
Figura 23: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2011 de Macau.....	31

Figura 24: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2012 de Macau.....	32
Figura 25: Variação da velocidade do vento no período de 72 horas.....	32
Figura 26: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2010. ....	33
Figura 27: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2011. ....	34
Figura 28: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2012. ....	34
Figura 29: Comparação entre as funções de Weibull aproximadas para os anos de 2010. 2011 e 2012.....	35
Figura 30: Função de Weibull aproximada para o conjunto de dados de 2010 a 2012.....	36
Figura 31: Curva característica da turbine eólica Alstom modelo ECO 86. ....	37
Figura 32: Curva característica de potência da Vestas modelo V82. ....	38
Figura 33: Detalhe das curvas de potência das turbinas da Vestas e da Alstom sobrepostas. .	38

# Lista de Tabelas

Tabela 1: Geração e representatividade por fonte .....	2
Tabela 2: Classificação das turbinas eólicas segundo o IEC.....	10
Tabela 3: Dados estatísticos das séries de vento dos anos de 2010, 2011 e 2012.....	34
Tabela 4: Dados estatísticos do perfil de vento em Macau. ....	35
Tabela 5: Parâmetros dos aerogeradores. ....	37
Tabela 6: Índices de confiabilidade calculados por usina eólica pela distribuição de Weibull.. .....	39
Tabela 7: Comparação entre os índices de disponibilidade de energia obtidos pela distribuição de Weibull, moda, média e valor RMC. ....	40

# Lista de Símbolos

$E_c$	Energia cinética em uma massa de ar em movimento
$m$	Massa de ar
$V$	Velocidade do vento
$P_c$	Potência cinética de uma massa de ar em movimento
$\rho$	Densidade do ar
$A$	Área envolvida na rotação das pás da turbina eólica
$P_w$	Potência eólica
$V_{out}$	Velocidade do vento depois da turbina
$C_p$	Coefficiente de potência da turbina eólica
$V_m$	Vento aproveitável para geração de energia
$v$	Vento turbulento
$\beta$	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
$\eta$	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
$V_{mean}$	Velocidade média do vento
$V_{rmc}$	Velocidade eficaz do vento
$R$	Raio da pá da turbina eólica
$\omega_R$	Velocidade angular do rotor da turbina eólica
$\lambda$	Tip speed ratio
$\theta$	Ângulo de passo

# Lista de Abreviaturas

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>NH1</b>	Estudo de confiabilidade do sistema de energia elétrica de geração
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>SCIG</b>	Squirrel Cage Induction Generator
<b>WRIG</b>	Wound Rotor Induction Generator
<b>DFIG</b>	Double fed Induction Generator
<b>PMSG</b>	Permanent Magnetic Synchronous Generator
<b>IWP</b>	Installed Wind Power
<b>IWE</b>	Installed Wind Energy
<b>EAW</b>	Expected Available Wind Energy
<b>FC</b>	Fator de capacidade
<b>RMC</b>	Root mean cube

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Motivação

Com o inevitável esgotamento dos recursos hídricos para a geração de energia elétrica no decorrer dos próximos anos no Brasil, tem-se buscado a diversificação da matriz energética. Tendo em vista também, a pressão dos ambientalistas para a produção de energia limpa, evitando a emissão de gases poluentes na atmosfera, a energia eólica vem ganhando espaço nos leilões de energia promovidos pela ANEEL ao longo dos anos. Por exemplo, no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015 realizado no dia 13 de novembro foram contratados 20 projetos de geração eólica, totalizando 548,2 MW de capacidade instalada.

A Tabela 1 mostra a representatividade por fonte de energia no boletim informativo divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 24 de março de 2016. Na tabela, pode-se observar um crescimento de 64,2% na geração eólica entre março de 2015 e março de 2016. Este crescimento se deve, principalmente, pelo aumento da capacidade instalada de geração eólica, acompanhado pela priorização do governo da utilização de fontes renováveis. O aumento da geração renovável observado na tabela se deve também pelo período

de seca enfrentado no ano de 2015. Neste período as usinas térmicas tiveram grande participação na produção de energia elétrica, o que reforça a necessidade da diversificação da matriz energética do país.

Tabela 1: Geração e representatividade por fonte

Geração	mar/16 (MW médio)	Representatividade mar/16 (%)	mar/15 (MW médio)	Representatividade mar/16 (%)	Varição (%)
<b>Hidráulica (&gt;30 MW)</b>	49.053	75,7%	44.444	68,6%	10,4%
<b>PCH</b>	3.093	4,8%	2.642	4,1%	17,1%
<b>Térmica</b>	10.003	15,4%	16.049	24,8%	-37,7%
<b>Eólica</b>	2.638	4,1%	1.607	2,5%	64,2%
<b>Total</b>	64.787	100,0%	64.741	100,0%	0,1%



Figura 1: Localização dos parques eólicos no Brasil com destaque do Rio Grande do Norte.

Nesse contexto, para o melhor aproveitamento da energia eólica disponível no território brasileiro é importante uma análise do potencial eólico do país. Entre as regiões de maior produção de energia eólica, o estado do Rio grande do Norte (Figura 1) se destaca com a maior quantidade de parques eólicos em operação e capacidade instalada, totalizando um pouco mais de 30% da geração eólica do país. Isto se deve pelas condições climáticas do estado, que recebe em grande parte ventos regulares, sem mudanças bruscas de frequência e velocidade. A regularidade dos ventos torna o Rio grande do Norte um ambiente naturalmente favorável a esse tipo de geração de energia elétrica.

## **1.2. Objetivo**

Este trabalho tem como objetivo o estudar o potencial eólico da região da cidade de Macau, no Rio Grande do Norte. O levantamento do potencial eólico de um determinado local é realizado pela caracterização do regime de vento, que por sua vez é influenciado por fatores geográficos, características do terreno e parâmetros atmosféricos (temperatura, pressão). As informações disponíveis na análise do recurso eólico podem ser utilizadas não somente para a estimativa da produção de energia do parque eólico da região, como também a escolha do local para a instalação considerando aspectos de produção, custos, impactos ambientais, etc.

## **1.3. Organização do trabalho**

A estimativa do potencial eólico da região de estudo é dada pela produção de energia eólica em função da distribuição probabilística do regime dos ventos e a curva característica de potência da turbina eólica. Sendo assim, primeiro se faz necessário uma análise estatística da velocidade do vento, que em conjunto com as informações da curva de potência de saída da

turbina determina a produção de energia eólica do local, assim como os índices de confiabilidade de geração eólica.

Deste modo, no segundo capítulo serão apresentados os fundamentos teóricos para a análise do potencial eólico. Primeiro, será apresentada uma breve introdução da conversão de energia realizada pela turbina eólica, seguida pela teoria probabilística para análise da velocidade do vento. Nesta seção, é destacado o uso da distribuição de Weibull para a representação do comportamento dos ventos. Depois, são apresentadas as topologias de sistemas de geração eólica classificadas em dois grupos: turbinas de velocidade fixa e variável. A combinação da análise estatística da velocidade do vento com as características de potência das diversas topologias de turbinas eólicas resulta no cálculo dos índices de confiabilidade de geração para a análise do recurso eólico. Os índices de confiabilidade usados neste estudo são apresentados no final deste capítulo.

Apresentados os fundamentos teóricos para estudo, no capítulo 3 é feita a análise dos dados de velocidade do vento obtidos na região da cidade de Macau, no Rio Grande do Norte. Primeiro, é feito um tratamento de dados da velocidade do vento dos anos de 2010 a 2012. Para a análise estatística dos dados, é encontrada a função de Weibull aproximada para o regime dos ventos. Como nas proximidades de Macau encontram-se em operação as usinas eólicas de Alegria I e II, e Miassaba 3. São consideradas as curvas características de potência das turbinas dessas usinas para o cálculo dos índices de confiabilidade e análise do potencial eólico da região.

Por fim, no capítulo 4 são apresentadas as conclusões do estudo do potencial eólico assim como uma perspectiva de trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Fundamentos Teóricos

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos teóricos do presente trabalho. Primeiramente, a relação cúbica entre a potência eólica e a velocidade do vento é evidenciada pelo cálculo da energia cinética dos ventos convertida em energia mecânica de rotação das pás da turbina. Mostrada a relação entre a potência eólica e a velocidade do vento, se faz necessário o estudo da modelagem estatística do vento para a determinação do potencial eólico de uma determinada região. Depois, é apresentada a modelagem da turbina eólica operando a velocidade fixa e variável. Combinando a modelagem do vento com a modelagem da turbina eólica tem-se então a energia disponível do sítio para o cálculo dos índices de confiabilidade que serão usados para a análise de confiabilidade da geração (NH1).

### 2.1. A Energia Eólica

A energia eólica extraída dos ventos é dada pela energia cinética da massa de ar em movimento convertida em energia mecânica de rotação das pás da turbina eólica. Seja a energia cinética contida em uma massa de ar em movimento dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2 \quad (1)$$

Como potência é energia por segundo, a potência eólica pode ser expressa pela taxa de fluxo de massa passando por uma dada área. Ou seja:

$$P_c = \frac{1}{2} (\text{taxa de fluxo de massa por segundo}) V^2 \quad (2)$$

E,

$$\text{taxa de fluxo de massa por segundo} = \rho AV \quad (3)$$

Sendo assim,

$$P_c = \frac{1}{2} (\rho AV) V^2 \quad (4)$$

$$P_c = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (5)$$

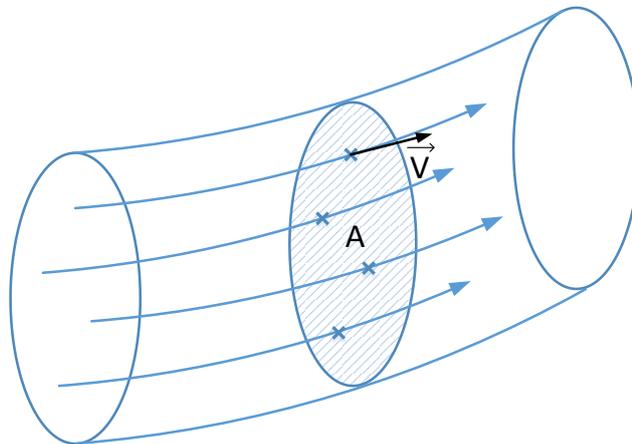


Figura 2: Massa de ar passando por uma área  $A$  com velocidade  $V$ .

Como pode ser observado na equação ( 5 ), a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, e diretamente proporcional a área alcançada pelas pás. Todavia, nem toda potência mecânica dos ventos é extraída pelas pás da turbina, sendo assim, a potência eólica

pode ser determinada pela diferença entre as potências do vento antes e depois de passar pela área de rotação das pás. Ou seja,

$$P_w = P_{depois} - P_{antes} \quad (6)$$

$$P_w = \frac{1}{2} (\text{taxa de fluxo de massa médio por segundo}) \cdot (V^2 - V_{out}^2) \quad (7)$$

Por simplificação, a taxa de fluxo de massa por segundo é considerada como sendo o produto da densidade do ar, a área de rotação das pás e a média entre a velocidade do vento antes e depois de passar pela área das pás, como em [1].

$$\text{taxa de fluxo de massa médio por segundo} = \rho A \frac{(V + V_{out})}{2} \quad (8)$$

Substituindo a equação (8) em (7), tem-se:

$$P_w = \frac{1}{2} \left[ \rho A \frac{(V + V_{out})}{2} \right] [V^2 - V_{out}^2] \quad (9)$$

Logo,

$$P_w = \frac{1}{2} [\rho A V^3] \left[ \frac{\left(1 + \frac{V_{out}}{V}\right) \left(1 - \left(\frac{V_{out}}{V}\right)^2\right)}{2} \right] \quad (10)$$

O segundo termo da equação acima é chamado de coeficiente de potência do rotor ou eficiência do rotor. Assim, a potência extraída pelas pás do rotor é dada por:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (11)$$

Em que,

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_{out}}{V}\right) \left(1 - \left(\frac{V_{out}}{V}\right)^2\right)}{2} \quad (12)$$

Calculando a derivada do coeficiente de eficiência do rotor em relação a razão das velocidades do vento antes e depois da turbina tem-se que o máximo de eficiência alcançado pelo rotor é igual a 16/27 (limite de Betz) quando a razão entre as velocidades é igual a 1/3, como pode ser visto na Figura 3. É importante ressaltar que o limite de Betz leva em conta apenas a conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação das pás, sem considerar as perdas mecânicas e elétricas como, por exemplo, a eficiência da caixa de engrenagens e do gerador conectado a turbina.

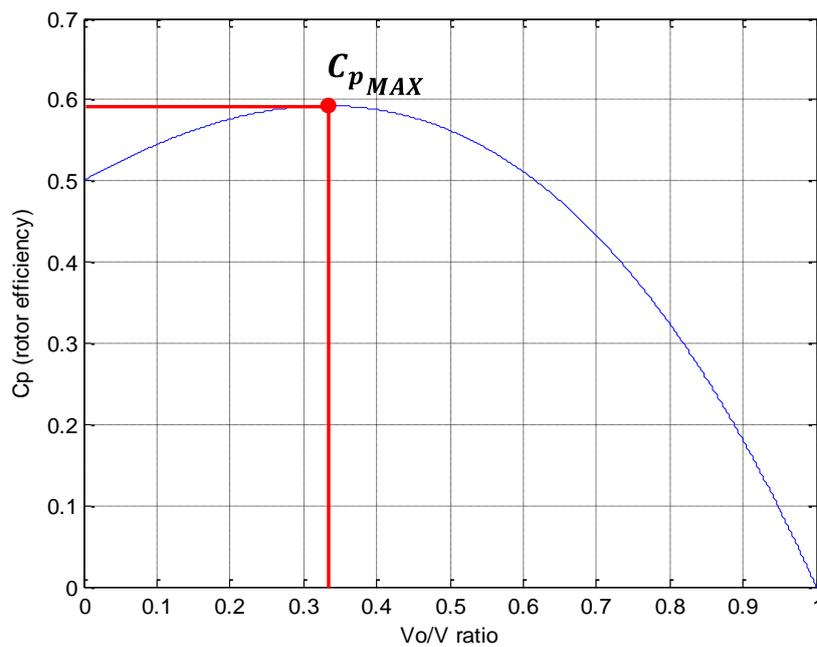


Figura 3: Eficiência do rotor em função da razão entre a velocidade do vento antes e depois da turbina ( $C_{p_{MAX}} = 0.59$ , quando  $V_o/V = 1/3$ )

## 2.2. Modelagem do Comportamento do Vento

Como pode ser visto na seção anterior, a operação dos parques eólicos depende essencialmente da distribuição da velocidade do vento, já que o potencial do parque é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Diversos fatores climáticos e geográficos influenciam na distribuição do vento, tais como: temperatura, pressão, rugosidade do terreno, obstáculos físicos e orografia. Esses fatores resultam em variações temporais no comportamento do vento com frequências na escala de segundos a décadas. A Figura 4 mostra o espectro de energia do vento, em que dois picos de energia se destacam: um à direita com intervalos de no máximo 10min, e outro mais à esquerda com escala de dias. Dessa maneira, pode-se definir a velocidade do vento em duas parcelas:

$$V = V_m + v \quad (13)$$

Em que  $V_m$  é a parcela de vento útil, aproveitável para geração eólica, e  $v$  representa turbulências provocadas por rajadas de vento, com duração menor que 10min. Essas perturbações devem ser rejeitadas pela turbina eólica, pois podem introduzir variações indesejáveis na potência gerada, resultando na injeção de flutuações de potência na rede.

Devido às características do espectro de energia do vento da Figura 4, as turbinas eólicas podem ser classificadas em função da velocidade do vento média e turbulência características para as quais foram projetadas segundo o IEC [2]. A tabela de classificação das turbinas eólicas segundo o IEC é mostrada na Tabela 2.

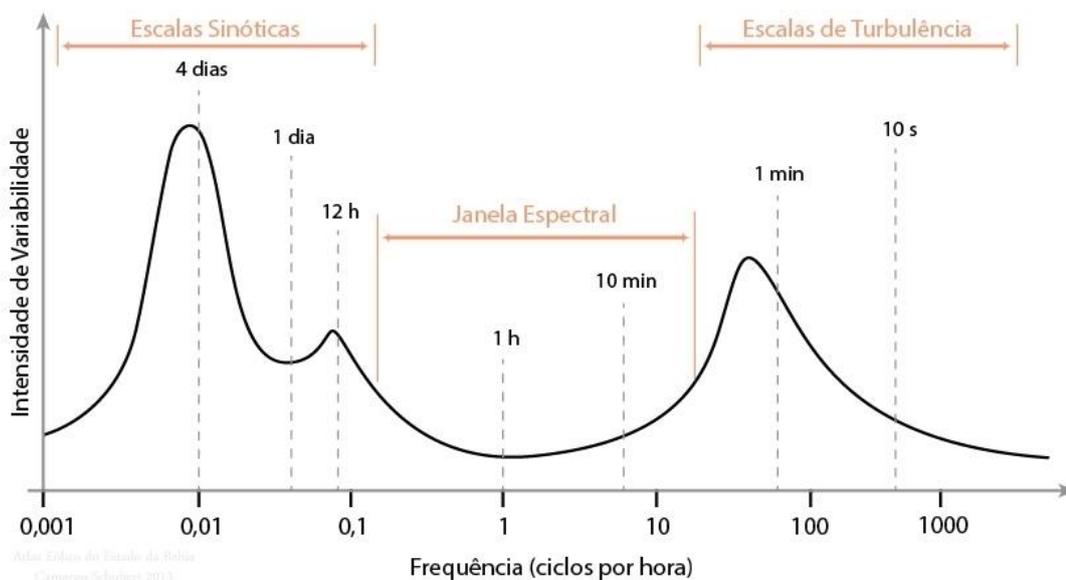


Figura 4: Espectro de energia do vento.

Tabela 2: Classificação das turbinas eólicas segundo o IEC.

Classe da Turbina	I	II	III
Média Anual da velocidade do vento	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s
Classe de turbulência	A 18% B 16%	A 18% B 16%	A 18% B 16%

### 2.2.1. A Distribuição de Weibull

Muitos estudos já foram feitos a fim de determinar a melhor função probabilística que descreve o comportamento do vento [3], [4] e [1]. Esses estudos evidenciam o uso da distribuição de Weibull devido a sua flexibilidade, sendo capaz de representar desde uma função exponencial a uma distribuição normal.

A distribuição de Weibull foi proposta por Waloddi Weibull em 1951, sendo primeiramente aplicada em estudos relacionados ao tempo de falha devido a fadiga de metais

[5]. A distribuição de Weibull tem um vasto campo de aplicação na análise de dados da física, biologia, sociologia e outros, dado que pode representar diferentes tipos de distribuição de acordo com o valor do parâmetro de forma  $\beta$ .

A função de distribuição probabilística de Weibull com dois parâmetros é dada por:

$$f(v) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{\eta}\right)^\beta\right) \quad (14)$$

No estudo da velocidade do vento esta função pode ser usada para melhor entendimento da probabilidade da velocidade  $v$  ocorrer em um intervalo de tempo escolhido. Sendo o comportamento da velocidade do vento periódico ao longo de um ano, normalmente uma janela de tempo de um ano é usada. Por definição de função probabilística gaussiana, a probabilidade da velocidade de vento entre zero a infinito durante o período escolhido é igual a um, ou seja:

$$\int_0^{\infty} f(v)dv = 1 \quad (15)$$

Diferentes distribuições probabilísticas podem ser encontradas variando o parâmetro de forma  $\beta$ . A Figura 5 mostra a distribuição de Weibull para diferentes valores do parâmetro de forma. Para  $\beta = 1$  a curva se reduz a uma distribuição exponencial dada pela equação (16), onde a maioria dos dias são sem vento ( $v = 0$ ).

$$f(v) = \frac{1}{\eta} \exp\left(-\frac{v}{\eta}\right) \quad (16)$$

A segunda curva, em que  $\beta = 2$ , é a distribuição Rayleigh normalmente usada para caracterizar a distribuição de velocidade de vento na maioria dos locais de estudo. Nessa distribuição, existem mais dias com velocidade abaixo da velocidade média, enquanto existem poucos dias com altas velocidades. A distribuição de Rayleigh é dada por:

$$f(x) = \frac{2v}{\eta^2} \exp\left(-\frac{v^2}{\eta^2}\right) \quad (17)$$

Para  $\beta \geq 3$  a curva se aproxima a uma distribuição normal, em que os dias de velocidade acima da média são iguais ao dias de menores velocidades.

A Figura 6 mostra a curva de distribuição para  $\beta = 2$  (distribuição de Rayleigh) para diferentes valores  $\eta$ , de 5 a 10m/s. Para valores maiores de  $\eta$ , as curvas se deslocam para a direita para maiores valores de vento. Em outras palavras, quanto maior o valor de  $\eta$ , maior o numero de dias com ventos maiores. Visto que o parâmetro  $\eta$  define a posição da curva em relação ao eixo das abcissas (velocidade do vento), este é chamado de parâmetro de escala dado em  $m/s$ .

Na maioria dos lugares com potencial eólico, o parâmetro de forma ( $\beta$ ) varia entre 1.5 e 2.5, e o parâmetro de escala ( $\eta$ ) entre 5 a 10m/s, segundo [1]. A Figura 7 mostra a distribuição de Weibull para diferentes valores de parâmetros de forma e escala entre esses intervalos.

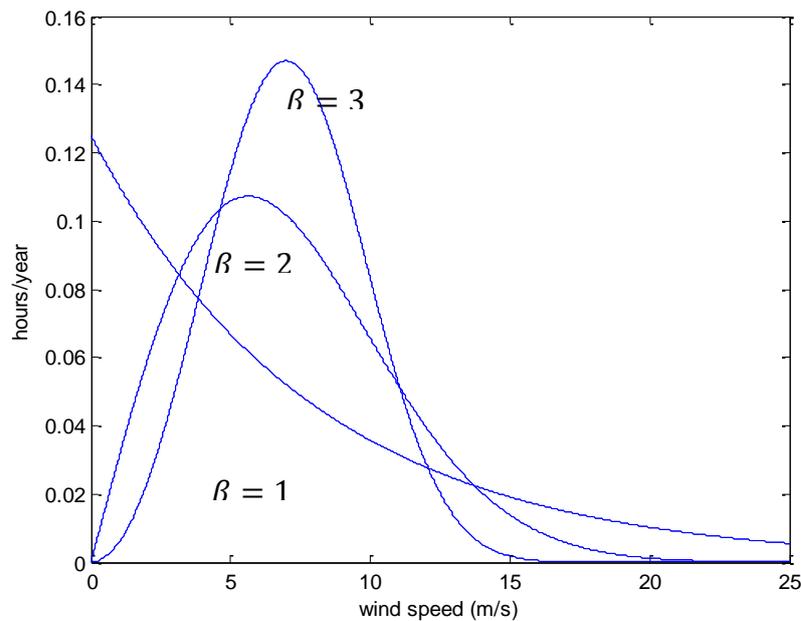


Figura 5: Função de distribuição probabilística Weibull para  $\eta = 10$  e  $\beta = 1, 2$  e  $3$ .

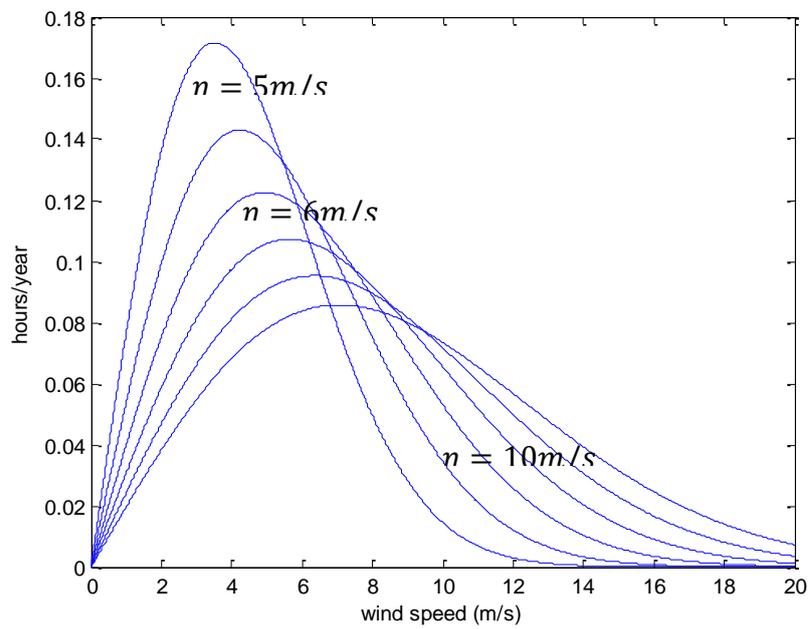


Figura 6: Distribuição de Weibull para  $\beta = 2$  e  $\eta = 5, 6, 7, 8, 9$  e  $10$  m/s.

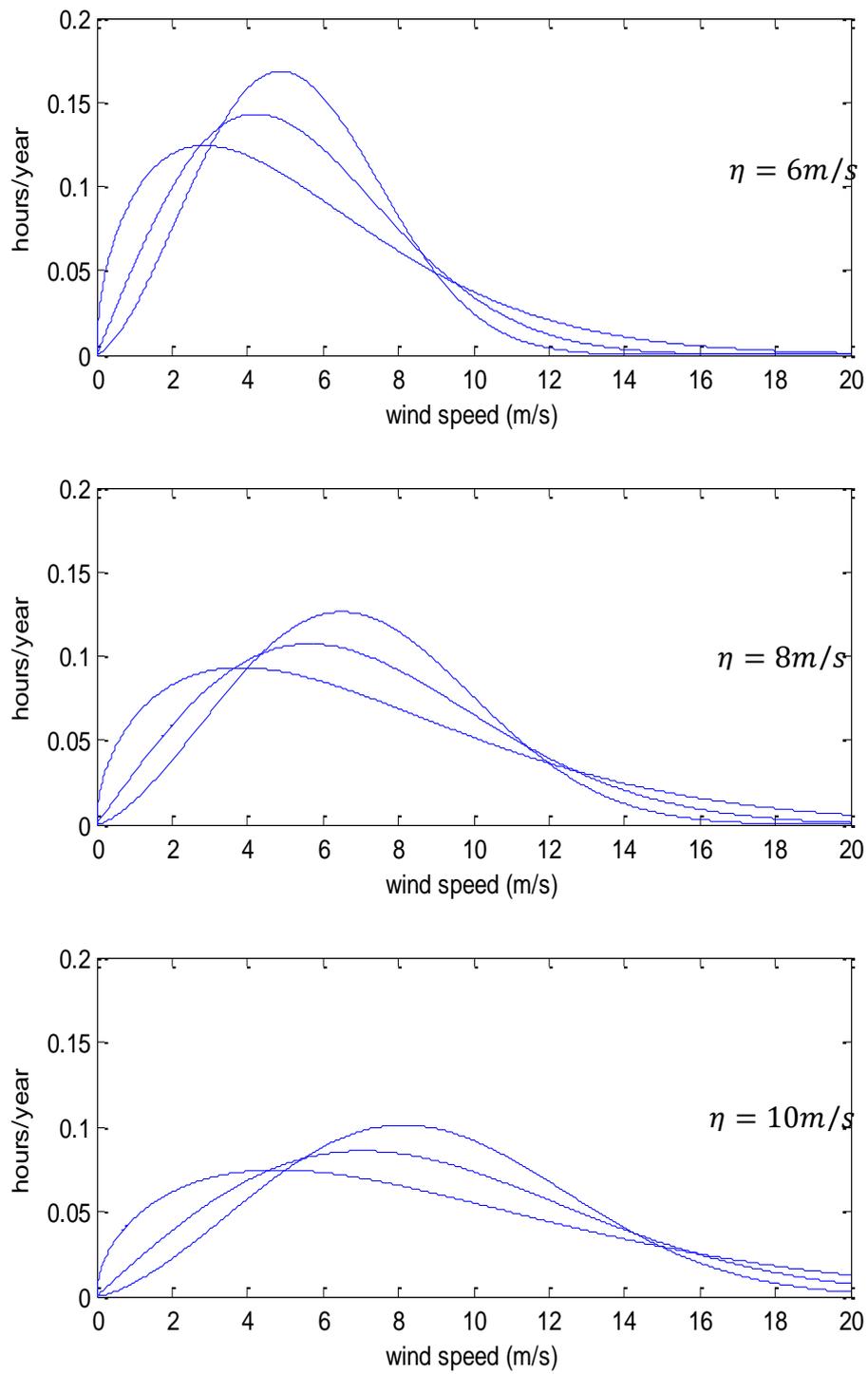


Figura 7: Distribuição de Weibull para  $\beta = 1.5, 2,$  e  $2.5$ .

## 2.2.2. Moda, Média e Média Cúbica da Velocidade do Vento

### a) Moda

A moda é a velocidade do vento com maior frequência. No gráfico da função Weibull é determinada pelo topo da curva.

### b) Média

Considerando um intervalo de tempo de um ano, e sendo a unidade usada pela função Weibull de horas/ano, a velocidade média é dada por:

$$V_{mean} = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (18)$$

$$V_{mean} = \frac{1}{8760} \int_0^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (19)$$

### c) Valor RMC

A definição do valor RMC (“root mean cube”) é similar ao valor eficaz (RMS) usado na análise circuitos de corrente alternada. Este valor é o valor mais importante a ser considerado, já que a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, seja ele definido por:

$$V_{rmc} = \sqrt[3]{\frac{1}{8760} \int_0^{\infty} x^3 f(x) dx} \quad (20)$$

O valor RMC pode ser utilizado para o cálculo da disponibilidade de energia em um ano devido à relação cúbica do vento com a potência gerada. Assim, em vez de considerar a distribuição de probabilidades como um todo, apenas um valor é necessário para representar a distribuição de velocidade do vento no período de um ano.

A Fig. 6 mostra os diferentes valores de moda, média e média cúbica para uma mesma distribuição probabilística de vento.

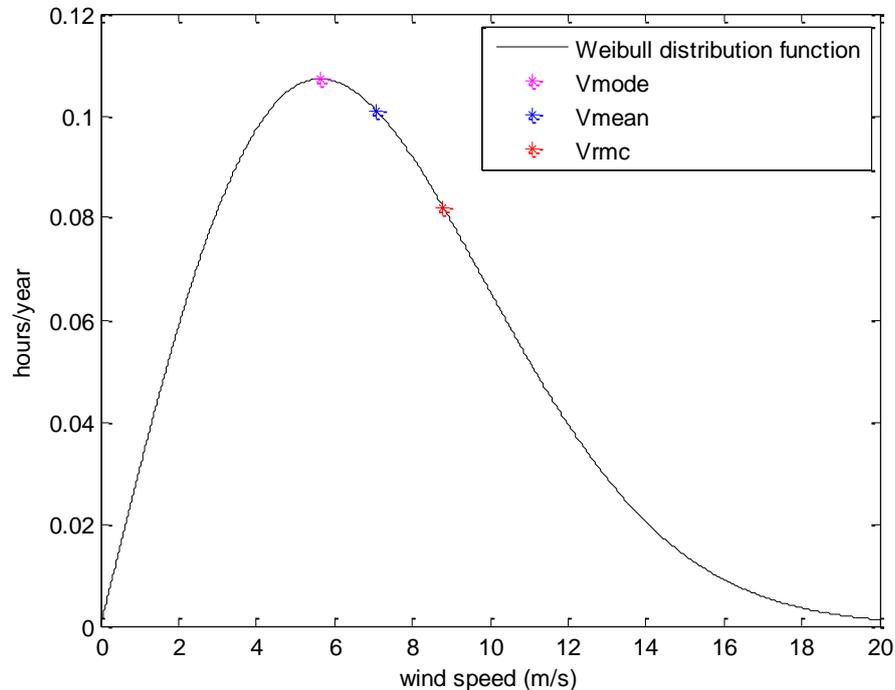


Figura 8: Moda, média e média cúbica da velocidade do vento para uma distribuição Weibull dada por  $\beta = 2$  e  $\eta = 8m/s$ .

## 2.3. Modelagem da Turbina Eólica

### 2.3.1. Turbinas de Velocidade Fixa e Variável

A geração de energia elétrica por meio de turbinas eólicas constitui na conversão de energia cinética das massas de ar em movimento (vento) em energia cinética de rotação, com o emprego de aerogeradores, e assim transformada em energia elétrica através da conexão com geradores (síncronos ou de indução). Os geradores podem operar a velocidade fixa ou variável com o emprego de conversores de potência, sendo assim, as turbinas eólicas podem ser classificadas em turbinas de velocidade fixa ou variável.

A potência eólica gerada pela turbina é proporcional ao cubo da velocidade do vento e diretamente proporcional à área alcançada pelas pás, como mostra a equação a seguir:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (21)$$

O coeficiente de potência é a porcentagem da energia cinética do vento que é convertida em energia elétrica e pode ser dada em função do ângulo de passo da pá ( $\theta$ ) e a relação de velocidade da pá ( $\lambda$ ), definida por:

$$\lambda = \frac{R\omega_R}{V} \quad (22)$$

O coeficiente de potência pode ser expresso por [6]:

$$C_p(\lambda, \theta) = 0.22 \times \left( \frac{116}{\lambda} - 0.4 \times \theta - 5 \right) \times e^{-\frac{12.5}{\lambda}} \quad (23)$$

A Figura 9 e a Figura 10 mostram gráficos da potência em função da velocidade rotórica da turbina para diferentes velocidades do vento, segundo as equações ( 21 ), ( 22 ) e ( 23 ). Nota-se que para cada velocidade de vento mantendo o ângulo de passo fixo, existe apenas uma velocidade rotórica em que a conversão de energia é máxima. Logo, na operação com velocidade variável há o rastreamento da máxima potência, enquanto na operação em velocidade fixa parte da potência é desperdiçada. Para a operação em velocidade variável é necessário o uso de conversores de potência para o constante ajuste da velocidade do gerador para o rastreamento da máxima potência. A utilização de conversores de potência possibilita ainda o emprego de controles de regulação de frequência e tensão, fator de potência, etc., para o atendimento de requisitos de qualidade de energia para a conexão com a rede.

Apesar das vantagens citadas na operação em velocidade variável, o uso de turbinas eólicas de velocidade fixa ainda é comum em sistemas de baixa potência ou em aplicações

offshore. Isto se deve principalmente pela robustez, confiabilidade, baixo custo e manutenção deste tipo de turbina.

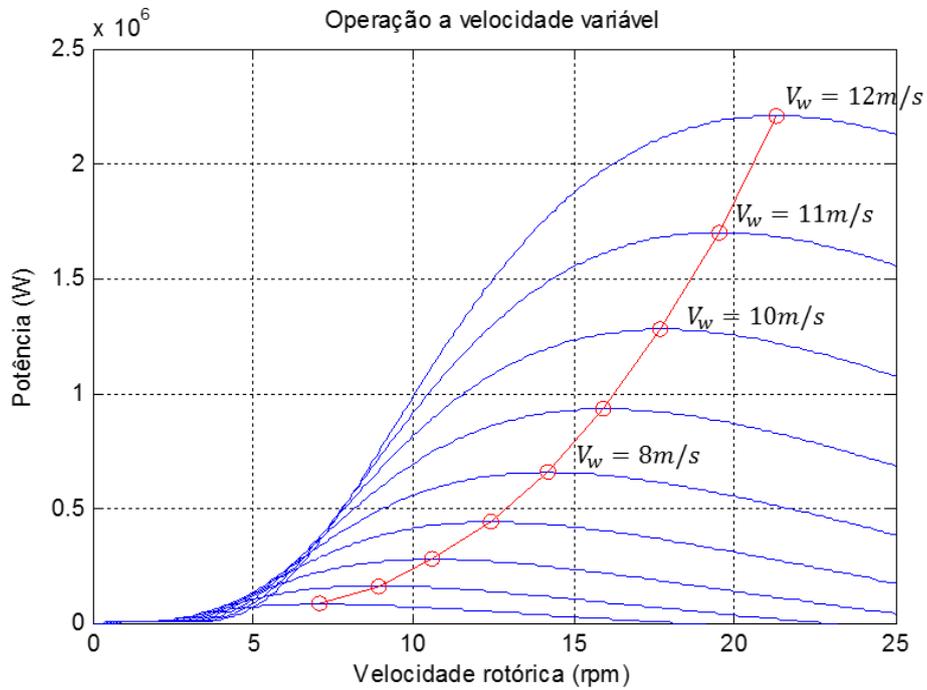


Figura 9: Gráfico potência em função da velocidade rotórica na operação em velocidade variável para o rastreamento da máxima potência.

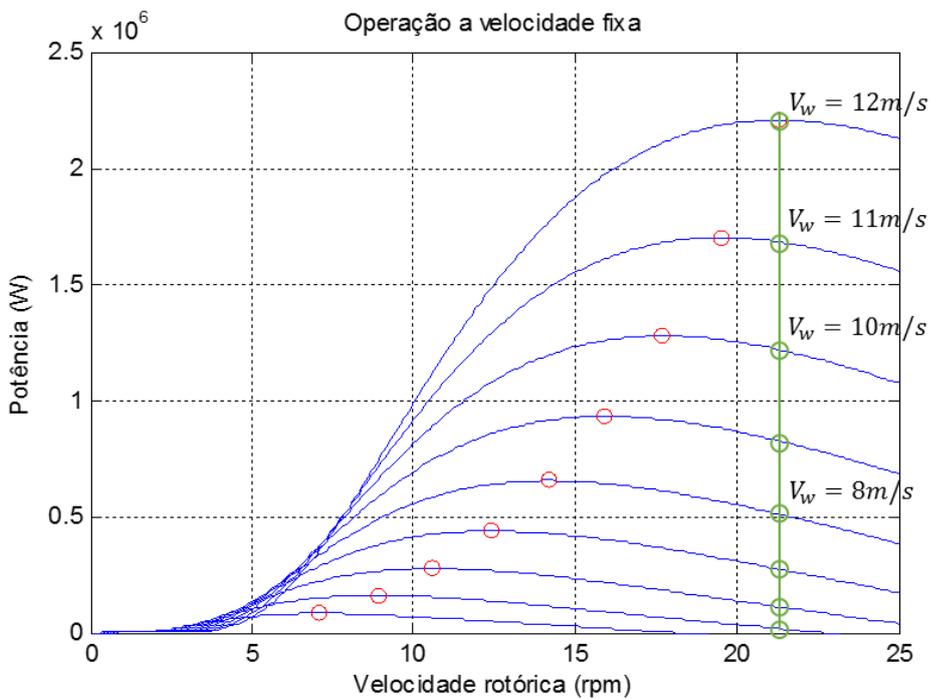


Figura 10: Gráfico potência em função da velocidade rotórica na operação em velocidade fixa sem rastreamento da máxima potência.

### 2.3.2. Curva Característica da Turbina Eólica

A Figura 11 mostra uma curva de potência típica de uma turbina eólica. O gráfico aponta três velocidades de vento importantes para análise do desempenho da turbina: a velocidade mínima (“cut-in”), a velocidade nominal e a velocidade de corte (“cut-out”). Para velocidades muito baixas não há torque suficiente para movimentar as pás e gerar energia. A velocidade em que a turbina começa a girar e gerar energia é chamada de velocidade mínima, e é tipicamente entre 3 a 4 m/s. A partir da velocidade mínima até a velocidade nominal da turbina, a potência gerada é proporcional ao cubo da velocidade do vento dada pela equação (20). Neste intervalo, o gerador opera com o controle de velocidade desenvolvido pelo conversor de potência para o rastreamento da máxima potência, no caso de turbinas de velocidade variável. A velocidade nominal é então, a velocidade do vento em que a turbina eólica atinge sua potência máxima. A partir da velocidade nominal de vento, a potência gerada é superior à potência nominal da turbina e o controle aerodinâmico das pás é acionado para a limitação da potência gerada. Este controle aerodinâmico das pás pode ser realizado por três principais métodos: stall, stall ativo e controle de pitch. Quando a velocidade do vento atinge a velocidade de corte a turbina deve ser desligada para evitar que trabalhe em níveis prejudiciais de potência.

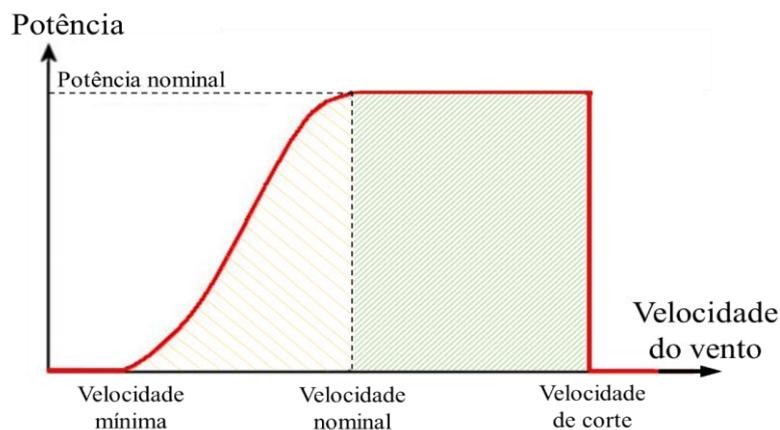


Figura 11: Curva de potência típica de uma turbina eólica

Como comentado na seção anterior, na operação com velocidade variável há o rastreamento da máxima potência pelo controle de velocidade do gerador. Assim, para uma mesma turbina eólica, a potência gerada é maior quando operando com velocidade variável. Isso se torna mais evidente nas curvas de potência das Figura 12 e Figura 13. Na Figura 12, foram considerados as mesmas velocidades características da turbina (velocidade mínima, nominal e de corte), assim como o mesmo diâmetro da área coberta pela rotação das pás. Com isso, a potência disponível na operação com velocidade variável é maior para uma mesma velocidade de vento nominal. Dessa maneira, o gerador da turbina de velocidade variável deve ter uma potência nominal de aproximadamente 30% maior que o gerador da turbina com velocidade fixa.

Nas curvas de potência da Figura 13, foram considerados geradores de mesma potência, mas com velocidades de vento nominais diferentes. Já que para uma turbina com velocidade variável a potência de saída é maior que a da turbina de velocidade fixa. Sendo assim, a velocidade nominal do vento em que a turbina alcança a potência nominal do gerador cai de 13m/s para 12 m/s na operação com velocidade variável.

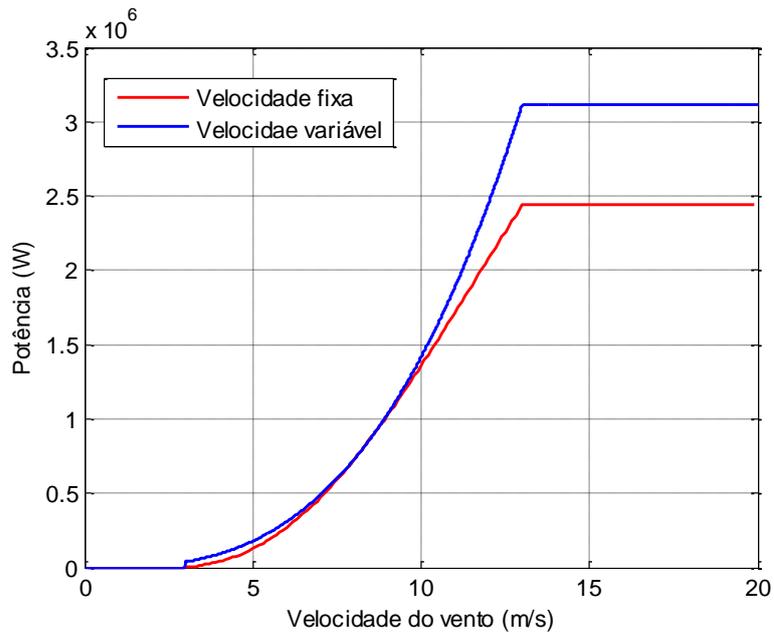


Figura 12: Curvas de potência de uma turbina eólica operando com velocidade fixa e variável para uma mesma velocidade nominal de vento.

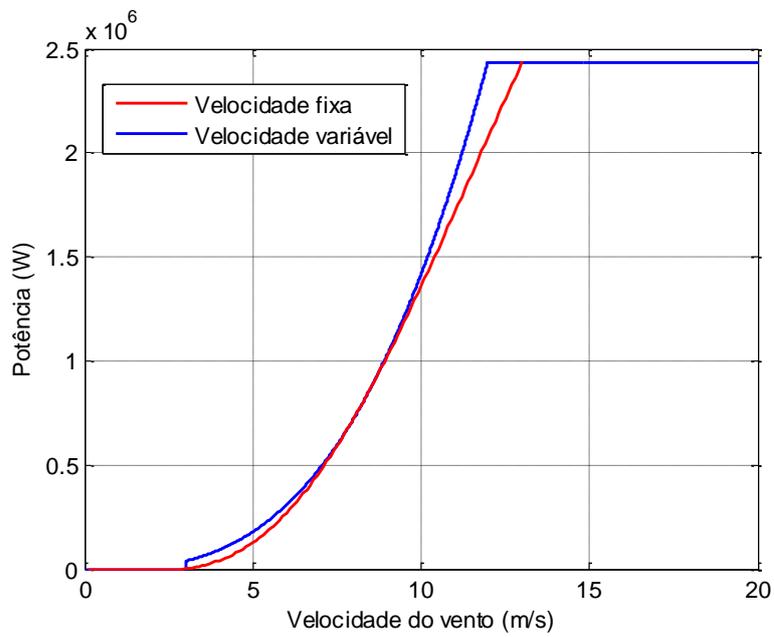


Figura 13: Curvas de potência de uma turbina eólica operando com velocidade fixa e variável considerando um gerador de potência igual.

### 2.3.3. Topologias de Sistemas de Geração Eólica

Atualmente, no mercado as turbinas eólicas são normalmente encontradas em 4 configurações distintas, com operação em velocidade fixa ou variável. A configuração do tipo 1 consiste em um gerador de indução tipo gaiola de esquilo com velocidade fixa conectado diretamente na rede como mostra a Figura 14. Nesta topologia é necessário o uso de um multiplicador de velocidade (caixa de engrenagens), já que a velocidade rotórica do gerador é definida pela frequência da rede que é muito acima da frequência de rotação das pás. Também é normalmente usado um banco de capacitores entre a conexão da turbina à rede para a compensação de potência reativa devido ao caráter indutivo do sistema. Na topologia do sistema tipo 2 o gerador também é diretamente conectado à rede sem o emprego de conversores de potência. Porém, neste tipo de turbina o gerador trabalha em uma pequena faixa de operação com velocidade variável, de 0 a 10% da velocidade síncrona da rede. Isto se deve a variação da resistência do rotor do gerador de indução de rotor bobinado, como mostra a Figura 15. Esta configuração permite um melhor aproveitamento da potência eólica, mas ainda não garante o rastreamento total da máxima potência na região de operação de potência variável, como mostra a Figura 16.

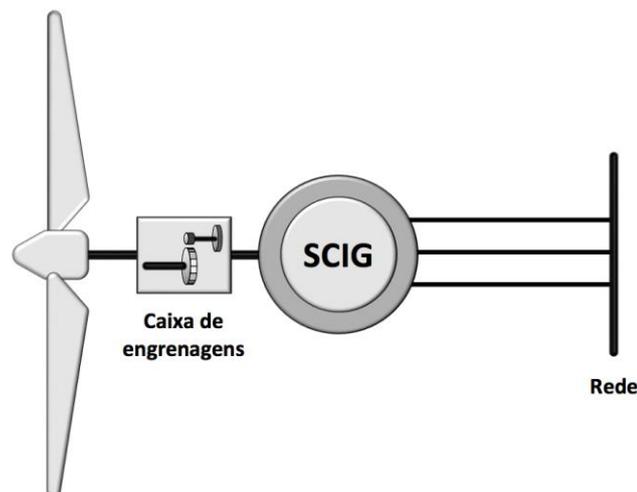


Figura 14: Topologia do sistema de geração eólica tipo 1.

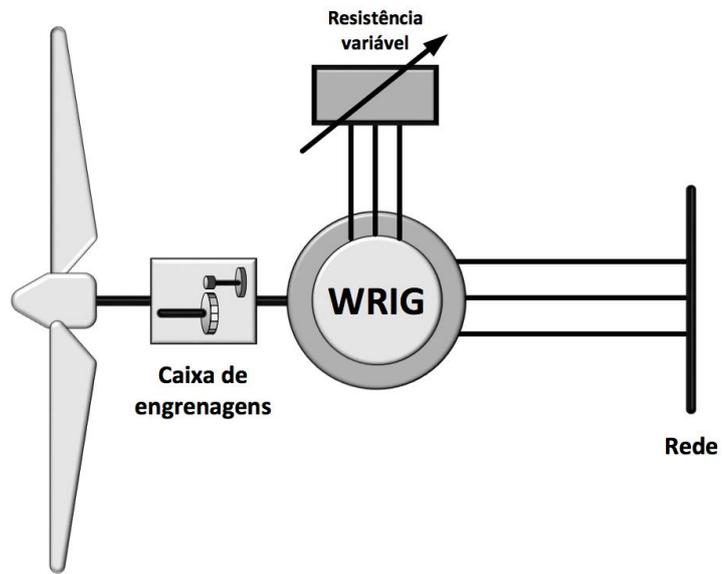


Figura 15: Topologia do sistema de geração eólica tipo 2.

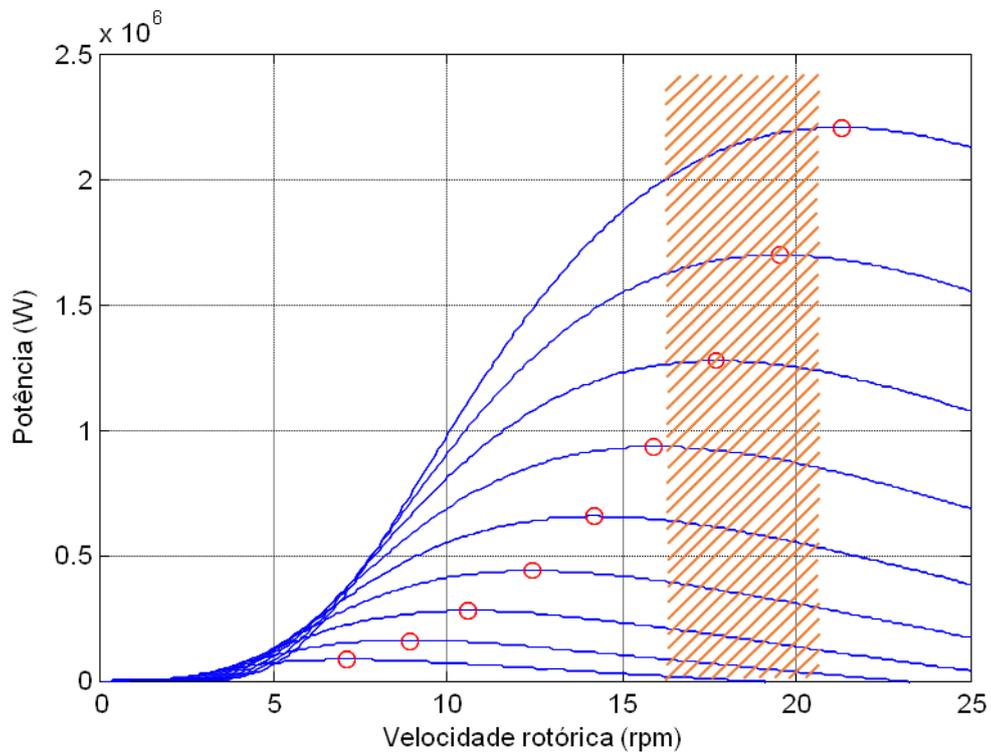


Figura 16: faixa de operação com velocidade variável limitada da turbina de tipo 2.

As topologias 3 e 4 operam com velocidade variável com o emprego de conversores de potência. No tipo 3, o gerador de indução de rotor bobinado duplamente alimentado, é diretamente conectado à rede pelo estator, enquanto o rotor é conectado via um conversor em configuração *back-to-back* com fluxo de potência bidirecional para o controle da velocidade rotórica do gerador. Neste caso é necessário o uso da caixa multiplicadora de velocidade para o ajuste de velocidade do rotor para uma faixa de operação compatível com a frequência da rede devido a conexão direta do estator com a rede. Nesta configuração além do controle de velocidade rotórica para o rastreamento da máxima potência da turbina, o conversor permite ainda o controle de potência reativa e/ou de tensão pelo inversor conectado à rede. Uma das vantagens desta configuração é o uso de conversores com potência menor que a do gerador, tipicamente 30%, diminuindo os custos da turbina.

Na configuração do tipo 4 o gerador também opera com velocidade variável com o emprego de dois conversores CA-CC conectados por um elo CC (tipo *back-to-back*). Porém, neste tipo de turbina o estator da máquina é conectado à rede através do conversor, desacoplando totalmente a máquina da rede. Assim, não é necessário o uso da caixa multiplicadora de velocidade, de modo que o eixo da turbina seja conectado diretamente ao rotor do gerador. Também conhecido como configuração *full scale*, o conversor deve ter a potência total da turbina eólica, encarecendo o projeto. O gerador utilizado pode ser síncrono de ímã permanente ou de excitação independente, ou ainda, um gerador de indução tipo gaiola de esquilo.

Hoje, o mercado está dividido principalmente nas turbinas do tipo 3 e 4 devido ao ganho de eficiência energética e flexibilidade do controle dos conversores de potência. Todavia, as turbinas de velocidade fixa (tipo 1) e velocidade variável limitada (tipo 2) vem ganhando força novamente devido a geração distribuída principalmente pelo baixo custo e manutenção, além

das aplicações offshore, pela confiabilidade e baixa manutenção devido ao difícil acesso às instalações.

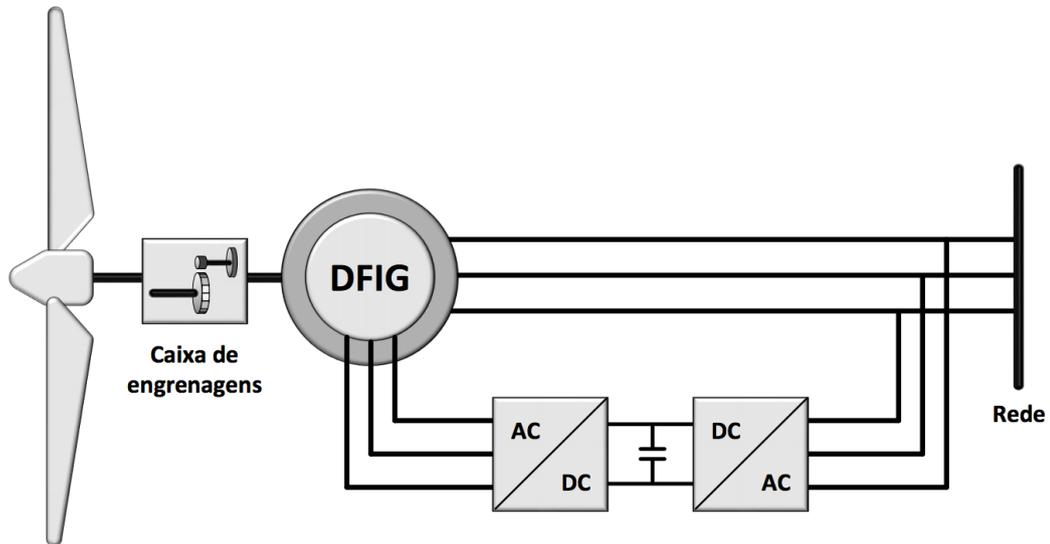


Figura 17: Topologia do sistema de geração eólica tpo 3.

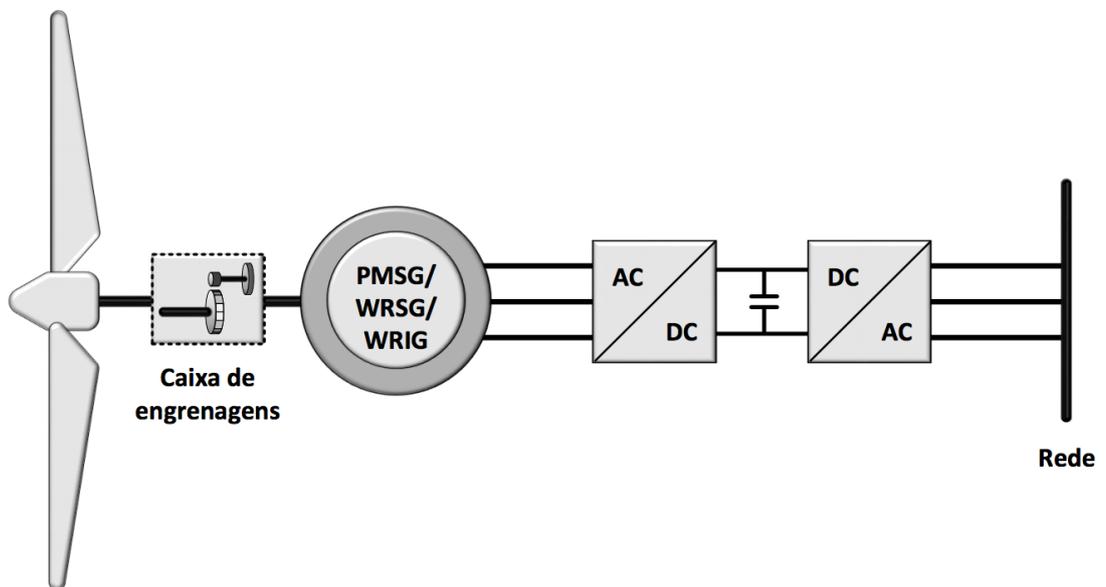


Figura 18: Topologia do sistema de geração eólica tpo 4.

## 2.4. Índices de Disponibilidade de Energia

A análise do desempenho da turbina eólica é normalmente medida através de índices de confiabilidade definidos em [7] e selecionados de acordo com o objetivo, que é a avaliação da disponibilidade de geração de energia eólica a partir da disponibilidade de vento. Estes índices não consideram a carga do sistema onde a usina está implantada, nem os cortes de carga quando a geração disponível é inferior à demanda. No entanto, o modelo desenvolvido pode ser incorporado a métodos de avaliação da confiabilidade da geração (NH1). Os índices utilizados são dados a seguir:

- a) IWP (Installed Wind Power) - potência eólica instalada, em MW. É a potência nominal da turbina, ou, a soma das potências nominais de todas as turbinas considerando se for considerado uma usina eólica.
- b) IWE (Installed Wind Energy) – Energia eólica instalada, em MWh. É potência eólica instalada multiplicada pelo número de horas em um ano, igual 8760 horas. Este índice representa a energia máxima que pode ser extraída em um ano.
- c) EAWE (Expected Available Wind Energy) – Energia eólica esperada, em MWh. Quantidade de energia que pode ser gerada em um ano considerando a distribuição de probabilidade da velocidade do vento, sem considerar as taxas de falha das turbinas eólicas.
- d) FC (fator de capacidade) – É a razão entre a energia eólica esperada e a energia eólica instalada, definido pela equação (23). Este índice não considera as taxas de falhas da turbina, apenas a disponibilidade de vento.

$$FC = \frac{EAWE}{IWE} \quad (24)$$

Os índices apresentados não consideram a carga do sistema na região de estudo, nem as falhas do conjunto turbina-gerador. O objetivo é estimar a disponibilidade de geração de energia eólica, a partir da disponibilidade de vento.

# Capítulo 3

## Resultados

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso com dados reais de velocidade de vento, obtidos na Usina Eólica de Macau (RN). Primeiramente, é feita uma análise estatística dos dados de vento através da distribuição de Weibull. Depois, a disponibilidade de geração de energia eólica é estimada considerando o uso de turbinas de velocidade fixa e variável.

### 3.1. Área de Interesse

No Brasil, a maioria dos parques eólicos está concentrada nas regiões nordeste e sul do país. Neste trabalho, são analisadas medições da velocidade do vento feitas na costa do Estado do Rio Grande do Norte, perto da cidade de Macau onde opera o Projeto Piloto de Geração de Energia Eólica da Petrobras, Figura 19. No local, foram instalados três aerogeradores com potência de 600 kW, da empresa alemã Wobben Windpower. A usina eólica atende aos campos de produção da estatal em Macau, Serra, Aratum e Salina Cristal. Neste trabalho, o perfil do vento obtido pelas medições realizadas na usina eólica de Macau será extrapolado para a análise do potencial eólico de outras 4 usinas em operação localizadas no entorno da região. São elas:

Alegria I, II, Miassaba 3 e Mangue Seco 5, como mostra a Figura 20. As usinas eólicas da região estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por linhas de transmissão de 230kV pela subestação de Açú II ( Figura 20).



Figura 19: Projeto Piloto de Geração de Energia Eólica da Petrobras.

Fonte: [tribunadonorte.com.br/eólica](http://tribunadonorte.com.br/eólica).



Figura 20: Localização das usinas eólicas Alegria I e II, Miassaba 3 no Rio Grande do Norte, Brasil.

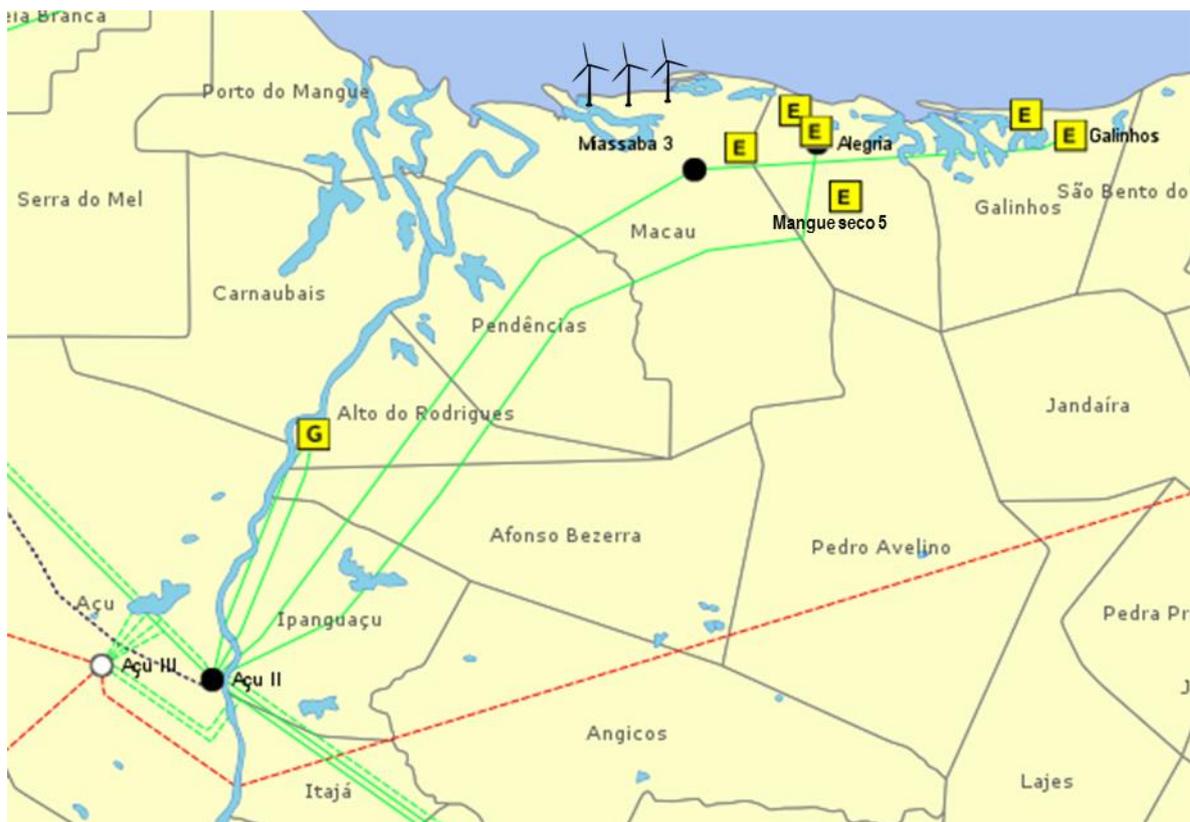


Figura 21: Conexão das usinas eólicas do litoral do Rio Grande do Norte ao SIN pela subestação de Açú II.

## 3.2. Tratamento dos Dados

As medições de velocidade de vento dos anemômetros das turbinas de Macau foram realizadas a uma altura de 65m (altura da torre). Como as turbinas de Miassaba e Alegria tem 80m de altura, como será mostrado a seguir, o efeito da altura na velocidade do vento será desprezado. As medições foram realizadas nos anos de 2010, 2011 e 2012 com um intervalo de tempo de 10min. Para análise estatística da velocidade do vento, primeiro, deve-se eliminar dados inconsistentes provenientes de erros de medição. Feito isso, devido ao intervalo de amostragem de 10 minutos, é feita uma média entre seis valores consecutivos medidos num intervalo de 1 hora para se obter uma série temporal em horas, tendo em vista que nos estudos

de confiabilidade é comum a análise no período de 1 ano com a unidade de medida de tempo em horas. As séries temporais obtidas para cada ano (2010, 2011 e 2012) são mostradas nas Figura 22, Figura 23 e Figura 24. A Figura 28 mostra ainda em detalhe a variação da velocidade do vento no período de 72 horas.

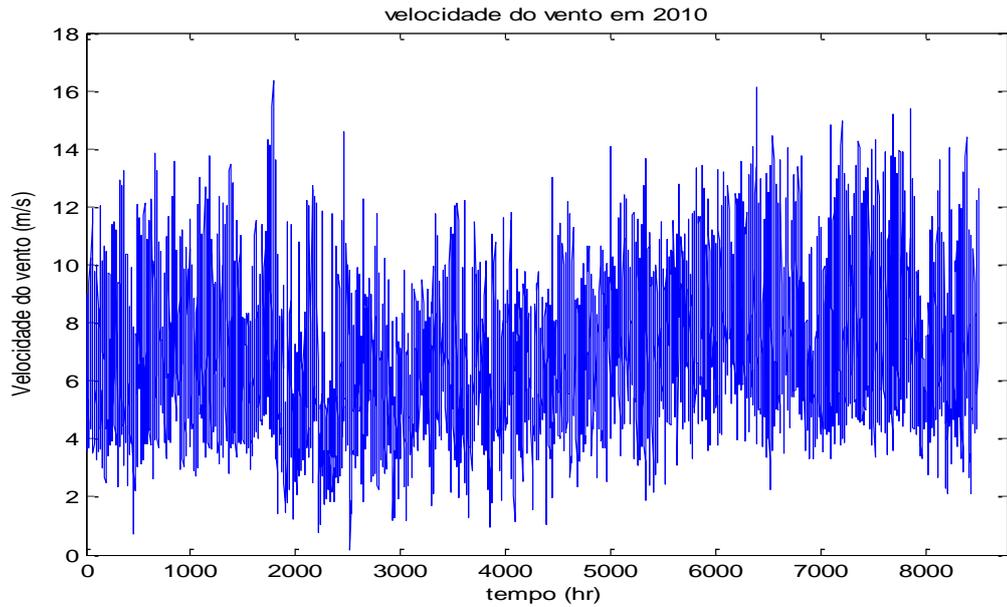


Figura 22: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2010 de Macau.

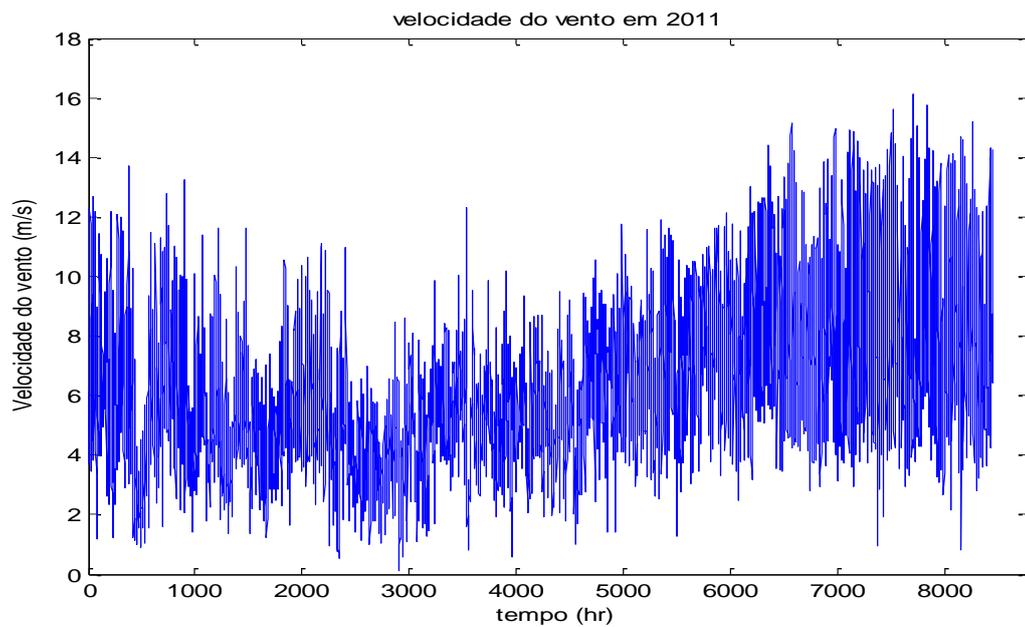


Figura 23: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2011 de Macau.

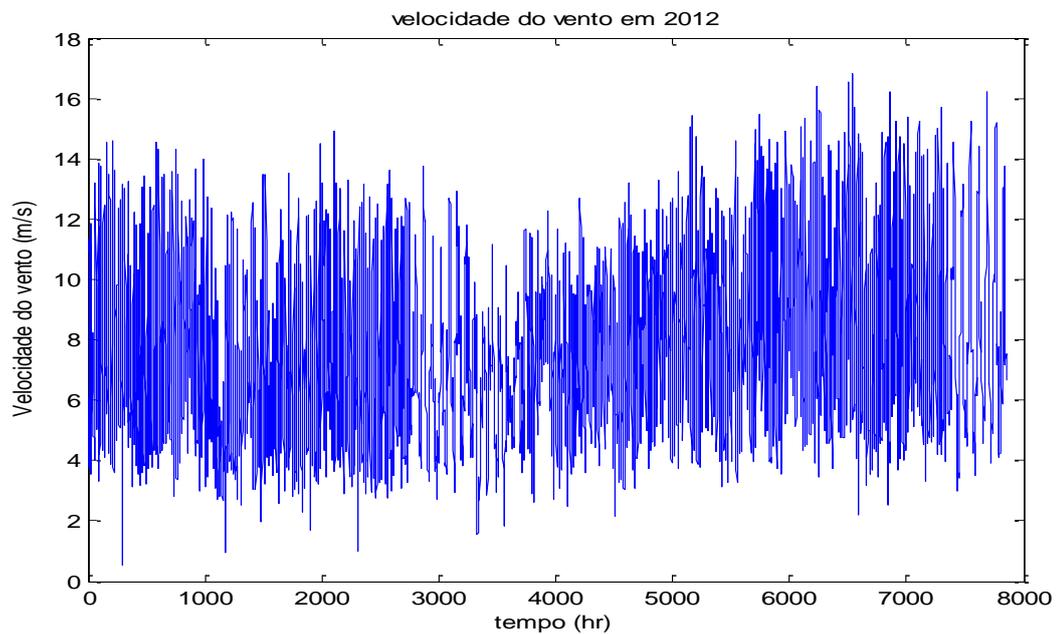


Figura 24: Série temporal da velocidade do vento no ano de 2012 de Macau.

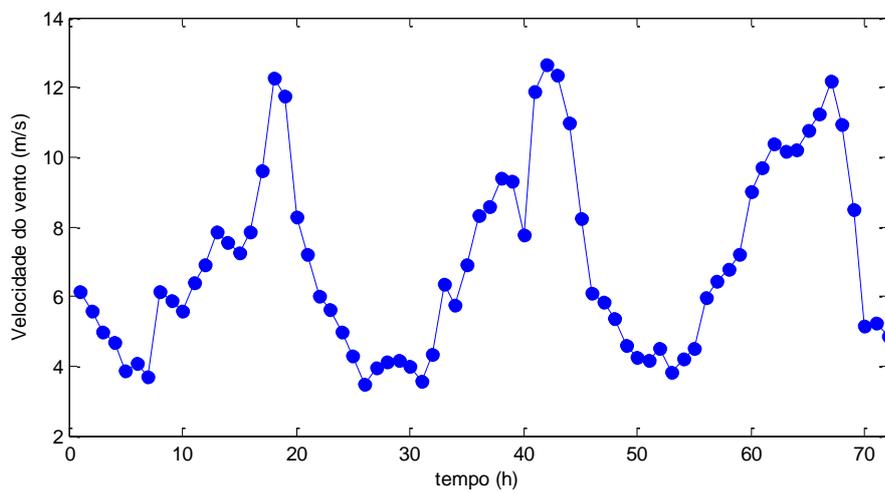


Figura 25: Variação da velocidade do vento no período de 72 horas.

### 3.3. Análise Estatística da Velocidade do Vento

A partir das séries temporais da velocidade do vento nos anos de 2010 a 2012, foram obtidos os parâmetros de forma e de escala da distribuição de Weibull assim como os valores da média, moda e RMC para cada ano. As figuras 15, 16 e 17 mostram os histogramas e as funções de Weibull aproximadas para cada série temporal, calculadas pelo software MATLAB, que utilizou o método da máxima verossimilhança para a estimação dos parâmetros. Os valores de média, moda e RMC foram calculados segundo descrito na seção 2.2.2, e são apresentados na Tabela 3.

A partir da análise estatística das séries temporais do vento é possível observar que há uma variação no perfil do vento a cada ano (Figura 29), devido a mudanças climáticas e/ou influência de fenômenos meteorológicos de longa duração. Essa variação justifica o estudo da velocidade do vento a partir de medições realizadas em um período de tempo maior que um ano para uma análise mais precisa do potencial eólico de uma região.

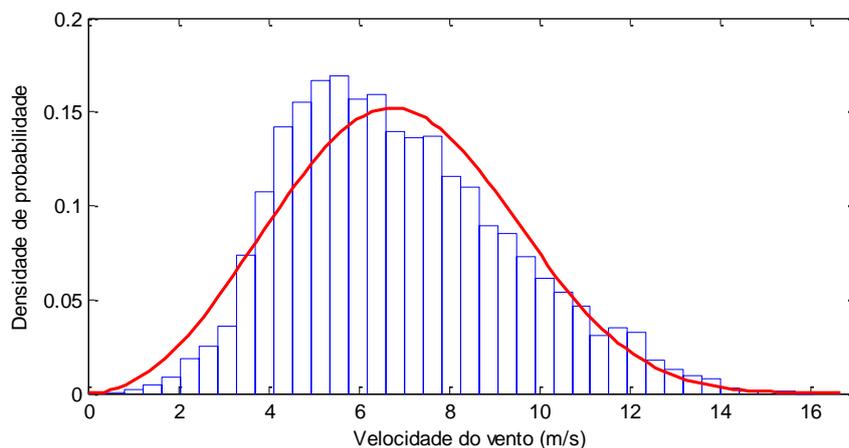


Figura 26: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2010.

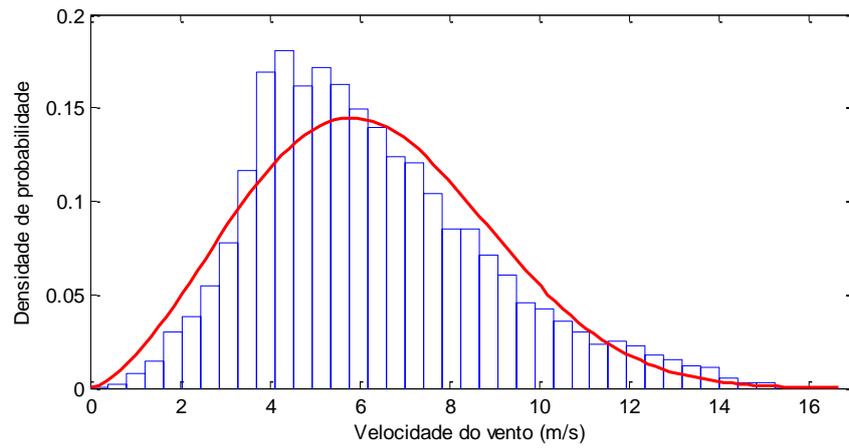


Figura 27: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2011.

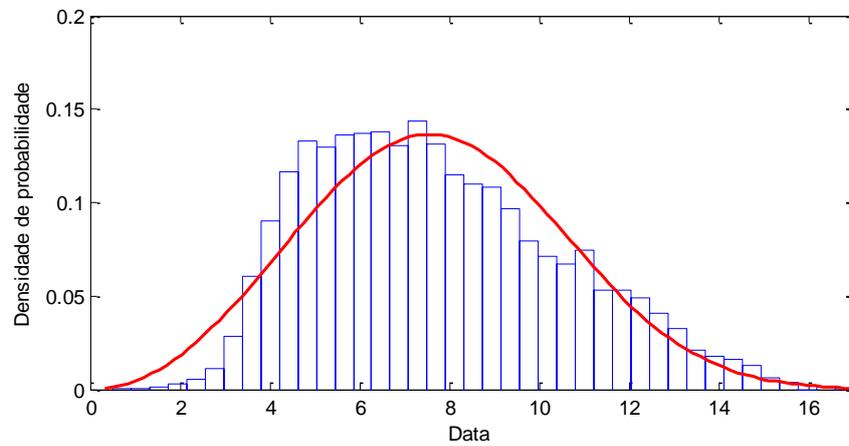


Figura 28: Histograma e função de Weibull aproximada para o ano de 2012.

Tabela 3: Dados estatísticos das séries de vento dos anos de 2010, 2011 e 2012.

	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>parâmetro de forma (<math>\beta</math>)</b>	3,00 $\pm$ 0,03	2,55 $\pm$ 0,02	3,01 $\pm$ 0,03
<b>parâmetro de escala (<math>\eta</math>)</b>	7,73 $\pm$ 0,02	7,09 $\pm$ 0,03	8,64 $\pm$ 0,03
<b>Média</b>	6,903	6,290	7,718
<b>desvio padrão</b>	2,511	2,645	2,797
<b>Moda</b>	6,650	4,917	5,900
<b>Valor RMC</b>	7,731	7,288	8,638

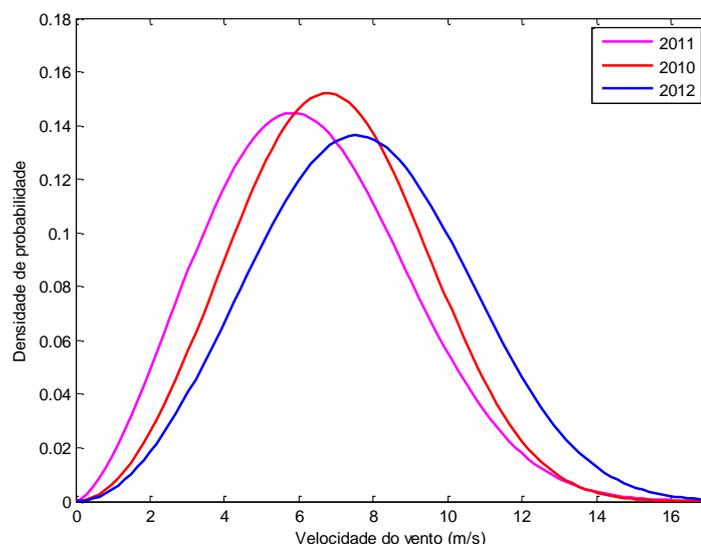


Figura 29: Comparação entre as funções de Weibull aproximadas para os anos de 2010, 2011 e 2012.

Por fim, a Figura 30 mostra a função de distribuição probabilística de Weibull resultante das medições dos três anos consecutivos. Dados estatísticos relevantes desta distribuição são fornecidos na Tabela 4.

Analisando a curva de Weibull resultante, pode-se observar que devido ao parâmetro de forma igual a 2.72 a distribuição se aproxima de uma distribuição normal. Fazendo com que a região receba ventos regulares durante todo o ano, com as probabilidades de ventos maiores e menores que a moda da distribuição sejam parecidas.

Tabela 4: Dados estatísticos do perfil de vento em Macau.

<b>parâmetro de forma (<math>\beta</math>)</b>	$2,72 \pm 0,01$
<b>parâmetro de escala (<math>\eta</math>)</b>	$7,81 \pm 0,02$
<b>Média</b>	6,952
<b>desvio padrão</b>	2,709
<b>Moda</b>	6,6500
<b>Valor RMC</b>	7,9028

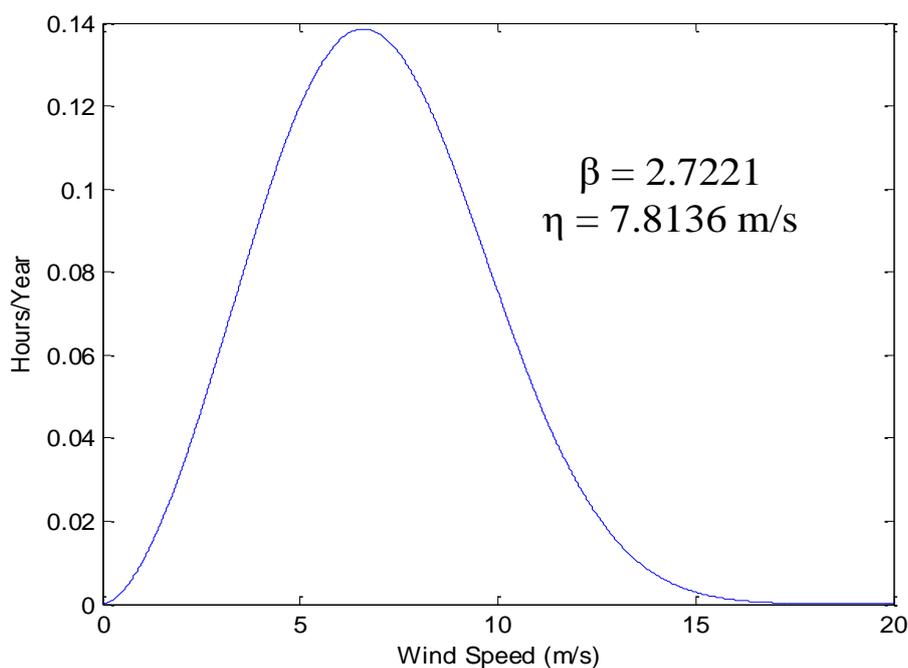


Figura 30: Função de Weibull aproximada para o conjunto de dados de 2010 a 2012.

### 3.4. Modelo das Turbinas Eólicas

Conforme mencionado anteriormente, para a análise do potencial eólica e o cálculo dos índices de confiabilidade serão consideradas as curvas de potência das turbinas das usinas eólicas de Alegria I e II, e Miassaba 3. O parque eólico de Alegria é composto por duas unidades, Alegria I e Alegria II. Ambas as unidades possuem turbinas do tipo 1, da Vestas modelo V82, com potência nominal de 1.65 MW. A unidade de Alegria I é composta por 31 turbinas, com capacidade instalada igual a 51.15 MW, e Alegria II possui 61 turbinas com 100.65 MW de capacidade.

A usina eólica de Miassaba 3 é composta por 41 turbinas do grupo francês Alstom, modelo ECO 86. Esta turbina opera com velocidade variável, na configuração do tipo 3, com um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). A potência nominal da turbina é de 1.67 MW, totalizando 68.47 MW de capacidade instalada.

Os parâmetros nominais das turbinas são fornecidos em detalhes na Tabela 5. As curvas potência fornecidas pelos fabricantes são mostradas na Figura 31 e na Figura 32. A Figura 33 mostra em detalhe as curvas de potências das turbinas sobrepostas. Nota-se que a turbina eólica da Alstom do tipo 3 de velocidade variável produz uma potência maior que a turbina da Vestas do tipo 1 de velocidade fixa.

Tabela 5: Parâmetros dos aerogeradores.

	<b>Alstom ECO 86</b>	<b>Vestas V82</b>
<b>Classe IEC</b>	IIIA	IIB
<b>Potência nominal</b>	1,67 MW	1,65 MW
<b>Diâmetro da área das pás</b>	85,5 m	82 m
<b>Altura da Torre</b>	80 m	80 m
<b>Velocidade mínima</b>	3 m/s	3,5 m/s
<b>Velocidade de corte</b>	25 m/s	20 m/s
<b>Velocidade de operação rotórica</b>	10 a 17,21rpm	14,4 rpm
<b>Configuração</b>	Tipo 3	Tipo 1
<b>Operação</b>	velocidade variável	velocidade fixa
<b>Controle das pás</b>	controle de passo	stall ativo

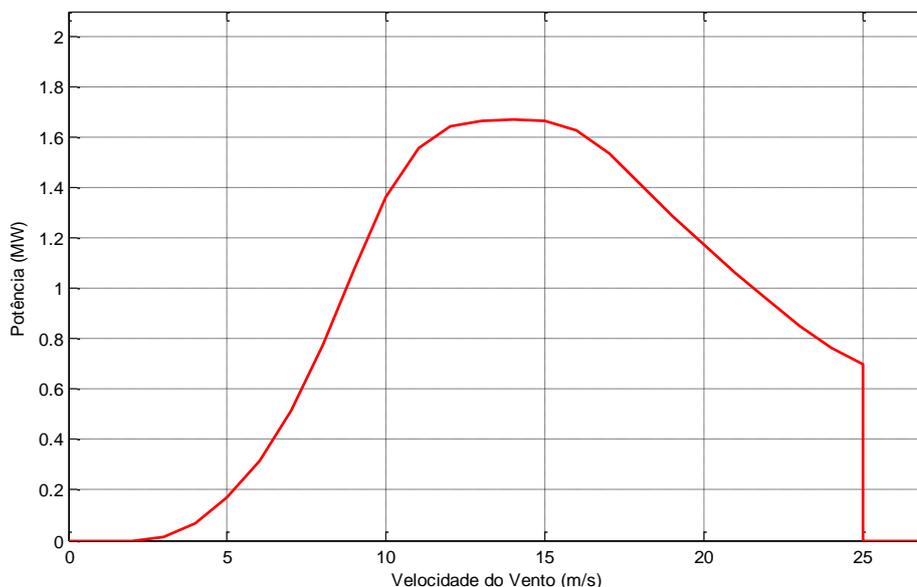


Figura 31: Curva característica da turbina eólica Alstom modelo ECO 86.

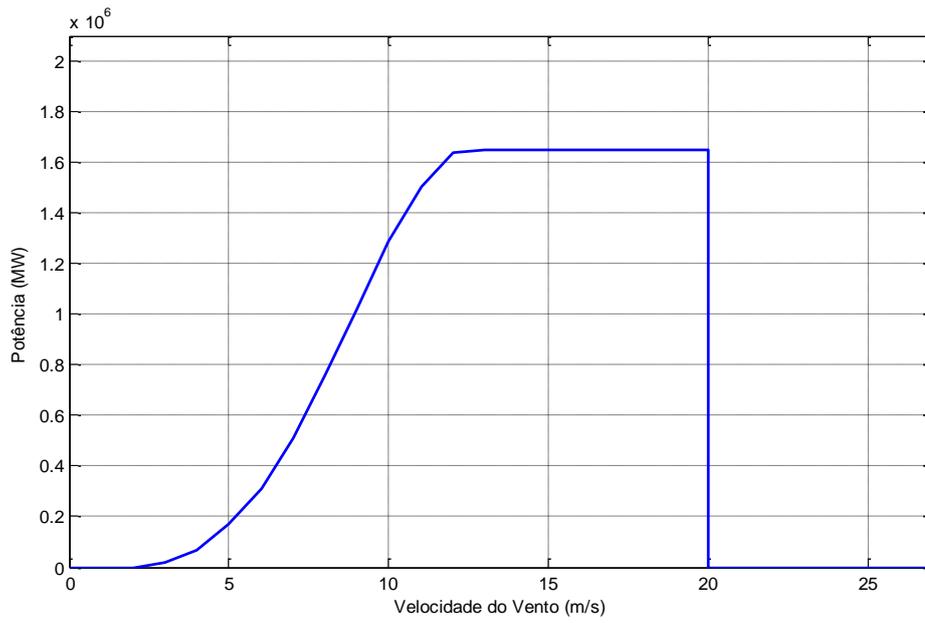


Figura 32: Curva característica de potência da Vestas modelo V82.

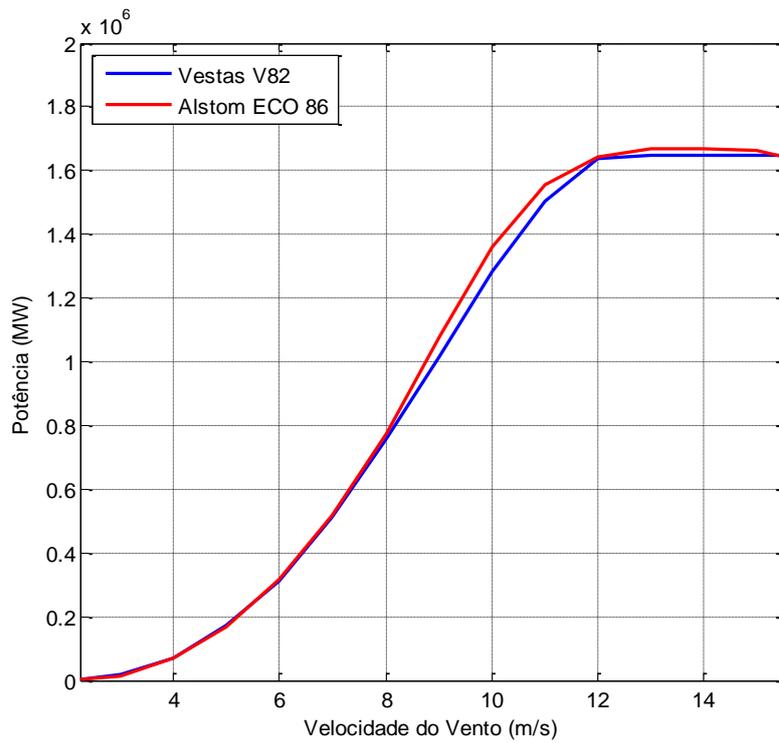


Figura 33: Detalhe das curvas de potência das turbinas da Vestas e da Alstom sobrepostas.

### 3.5. Índices de Confiabilidade

Para a análise do potencial eólico da região foram calculados os índices de disponibilidade de energia da seção 2.4, combinando a probabilidade da velocidade do vento da distribuição de Weibull assim como os valores de moda, média e RMC, com as curvas de potências das turbinas das usinas eólicas de Alegria e Miassaba. Os índices de confiabilidade calculados são mostrados na Tabela 6 e na Tabela 7. Na Tabela 6, nota-se que o fator de capacidade da usina de Miassaba 3 que opera com turbinas do tipo 3, da Alstom, é maior que o fator de capacidade das usinas de Alegria com turbinas do tipo 1 em 1,4%. Isto se deve pelo controle de rastreamento da máxima potência da turbina de velocidade variável. Essa diferença no aproveitamento da energia eólica na operação em velocidade fixa e variável deve se tornar mais evidente se a turbina estiver operando na maior parte do tempo na região mais próxima da velocidade nominal, onde a diferença da potência gerada devido ao MPPT é maior.

De acordo com o Boletim Mensal de Geração Eólica divulgado pela ONS em janeiro de 2016, em que é dado que o fator de capacidade médio de operação em 2015 foi de 34%. Entretanto, o índice encontrado para a usina de Miassaba 3 diverge em mais de 10%. Isto se deve, provavelmente, pela rugosidade do terreno do parque eólico, já que as condições climáticas de Macau e Miassaba são semelhantes. Porém, a coleta dos dados de vento foi realizada mais próxima da costa do Rio Grande do Norte, enquanto que a usina de Miassaba 3 encontra-se mais afastado, para dentro do continente.

Tabela 6: Índices de confiabilidade calculados por usina eólica pela distribuição de Weibull..

	<b>IWP</b>	<b>IWE</b>	<b>EAW</b>	<b>FC</b>
<b>Alegria I e II</b>	151,80 MW	1.329.768 MWh	486.019,2 MWh	0,3655
<b>Miassaba 3</b>	68,47 MW	599.797,2 MWh	222.860,9 MWh	0,3716

A Tabela 7 mostra uma comparação entre a disponibilidade de energia e o fator de capacidade calculados pela distribuição de Weibull, moda, média e valor RMC da velocidade do vento. Nota-se que o uso do valor RMC para o cálculo da energia esperada em um ano pode resultar na superestimação do potencial eólico de uma região. Porém, o uso do valor médio da velocidade do vento também não se mostrou uma boa aproximação.

Tabela 7: Comparação entre os índices de disponibilidade de energia obtidos pela distribuição de Weibull, moda, média e valor RMC.

	Distribuição de Weibull		$V_{moda}$		$V_{mean}$		$V_{rmc}$	
	EAWC (MWh)	FC	EAWC (MWh)	FC	EAWC (MWh)	FC	EAWC (MWh)	FC
<b>Alegria I e II</b>	486.019	0,3655	350.272	0,2634	403.260	0,3033	590.990	0,4444
<b>Miassaba 3</b>	222.860	0,3716	157.403	0,2624	181.069	0,3019	268.952	0,4484

# Capítulo 4

## Conclusão

Neste trabalho foram apresentados os conceitos teóricos para a análise de potencial eólico de uma determinada região. Para tanto, medições da velocidade do vento por um longo período de tempo são necessárias para uma modelagem estatística do regime dos ventos. Além do perfil da velocidade do vento da região também deve ser analisado o tipo de aplicação para a escolha da topologia do sistema de geração eólica. Em sistemas offshore, por exemplo, as turbinas de velocidade fixa do tipo 1 são preferíveis pela robustez e manutenção. Porém, nas topologias com operação em velocidade variável há um maior aproveitamento do potencial eólico.

Foi apresentado também um estudo de caso para a aplicação dos conceitos. Os resultados encontrados na análise do potencial eólico da região da cidade de Macau estão de acordo com o esperado. Na modelagem estatística da velocidade do vento, os parâmetros de forma e de escala da distribuição de Weibull encontrados demonstram que a região recebe ventos reguladores com velocidade média alta, apropriado para a geração eólica. Pelos índices de confiabilidade calculados, pode-se concluir que há um bom aproveitamento da energia eólica com o emprego de diferentes topologias de turbinas eólicas, com um fator de capacidade médio de 36%.

Para trabalhos futuros, é pretendido o estudo comparativo da confiabilidade de geração eólica com turbinas de velocidade fixa e variável considerando também as taxas de falhas dos equipamentos envolvidos em cada topologia.

# Referências

- [1] M. Patel, Wind and Solar power systems, CRC Press LLC, 1999.
- [2] I. E. Commission, “IEC 61400-1,” 2005.
- [3] C. Borges, A. Leite e D. Falcao, “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites,” em *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE* , Tampa, Florida, 2007.
- [4] E. Chiodo e D. Lauria, “Analytical Study of Different Probability Distributions for Wind Speed Related To Power Statistics,” em *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, Capri, 2009.
- [5] W. Weibull, “A Statistical Sistribution Sunction of Side Applicability,” Stockolm, 1951.
- [6] V. Reyes; J. J. Rodríguez; O. Carranza; R. Ortega, “Review of mathematical models of both the power coefficient and the torque coefficient in wind turbines,” em *Industrial Electronics (ISIE), 2015 IEEE 24th International Symposium on*, 2015.
- [7] R. B. R. Allan, “Probabilistic Assessment of Power Systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, nº 2, pp. 140-162, Feb. 2000.
- [8] S. G. Puntar, *Métodos e Visualização de Agrupamentos de dados*, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- [9] S. J. Miller, *The Method of Least Squares*, Mathematics Department, Brown University.
- [10] N. R. Mann, R. E. Schafer e N. D. Singpurwalla, *Methods for statistical analysis of reliability and life data*, New York: John Wiley and Sons, 1974.

- [11] J. MacQueen, “Some methods for classification and analysis of multivariate observation,” em *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, vol. 1, Berkeley, c: Univ. California Press, 1967, p. 281–297.
- [12] M. Engelhardt, On simple estimation of the parameters of the Weibull or extreme-value distribution, American Statistical Association, 1975.
- [13] Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, Samir Kouro, Power Conversion and Control of Wind Energy Systems, Wiley-IEEE Press, 2011.