



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ELSON MARTINS DANTAS

**UM ESTUDO DO FATOR DE CAPACIDADE EM
USINAS EÓLICAS**

Campina Grande, Paraíba
Julho de 2013

ELSON MARTINS DANTAS

UM ESTUDO DO FATOR DE CAPACIDADE EM USINAS EÓLICAS

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Energias Renováveis

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Julho de 2013

ELSON MARTINS DANTAS

UM ESTUDO DO FATOR DE CAPACIDADE EM USINAS EÓLICAS

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Energias Renováveis

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha Mãe, ao meu Pai,
a todos meus familiares e amigos que torceram
por mim.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a DEUS, em primeiro lugar, por estar sempre me guiando pelos caminhos do bem, me dando forças para continuar na longa caminhada da vida.

Agradeço também à minha mãe, Fátima, meu pai, Edgar, meu irmão Denis e minha irmã, Narayanna, por terem sido meus pilares como formação de homem.

À toda minha família que esteve presente nas minhas derrotas e/ou vitórias, seja fisicamente ou no coração.

Aos meus verdadeiros amigos do grupo Omact que estão comigo para momentos de tristeza ou de alegria.

Aos companheiros de curso que tornaram-se verdadeiros irmãos, especialmente ao eterno amigo Fábio Diego que, infelizmente, só posso agradecer em oração, nesse momento que ele sempre desejou estar presente.

Ao professor Leimar pela paciência e disposição dedicada a mim, na orientação deste trabalho e no aprendizado da vida.

Agradeço a equipe da Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica, por serem verdadeiros tutores e guias durante o curso, sempre buscando as melhores alternativas para a melhoria da qualidade de ensino do departamento.

*“O que importa não é o que você tem na vida,
mas quem você tem na vida.”*
William Shakespeare.

RESUMO

O presente trabalho faz um estudo geral da utilização, aplicação e relação custo benefício da geração de energia eólica em termos técnicos bem como Econômicos, baseando-se, principalmente, no fator de capacidade. A priori, será feita uma explanação geral acerca dos princípios da energia eólica, desde a origem dos ventos e seu regime, sendo explicada a parte de design das turbinas eólicas e melhoria no rendimento destas, levando em conta diversos fatores que envolvem a região onde são posicionados os sítios eólicos. Por fim, será levantada uma questão que põe em dúvida a utilização desta fonte de energia renovável em relação a seu custo-benefício, discutindo sobre o fator de capacidade, na Europa, Estados Unidos e Brasil. Dados coletados de diversas fontes renomadas foram utilizados para análises e estudos comparativos.

Palavras-chave: Geração de Energia Eólica, Fontes de Energias Renováveis, Turbinas Eólicas, Fator de Capacidade.

ABSTRACT

The present paper makes a general study about the usage, application and cost-benefit ratio of the wind-powered generation in technical and economical terms, based mainly on the capacity factor. First of all, a general explanation about wind power principles, since the origins of the wind and its behavior, giving a general explanation about the design of the wind turbines efficiency improvement, taking some points which include the site where the wind farms are located. The last but not the least, an important question about the capacity factor is spoken, some facts that put in doubt the usage of this kind of renewable energy source. Discussing about the capacity factor realized in Europe, United States and Brazil. Data taken from many well known sources were used for the analysis and comparing studies.

Keywords: Wind Powered Generation, Renewable Energy Sources, Wind Turbines and Capacity Factor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada mundial entre 1996 e 2011 (GWEC, 2012)	14
Figura 2 – Sistema de Circulação Global: Modelo de Duas Células (MUSK, 2008)	17
Figura 3 – Sistema de Circulação Global: Modelo de Seis Células (MUSK, 2008)	18
Figura 4 – Espectro de velocidades do vento (ACKERMANN, 2005)	19
Figura 5 – Área da Seção Transversal [m ²] que Intercepta um Fluxo de Ar (A) (FIDELIS, 2006)	21
Figura 6 - Comportamento do vento sob características do terreno (Atlas Eólico do Brasil, 1998).....	24
Figura 7 – Distribuição de Weibull (WINDPOWER, 2008)	27
Figura 8 - Turbina <i>Savonius</i> de Eixo Vertical (ECOSOURCES.INFO, 2013).....	33
Figura 9 - Turbina <i>Darrieus</i> de eixo vertical (www.turbinaeolica.com.br, 2013).....	34
Figura 10 – Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás (www.turbinaeolica.com.br, 2013).....	34
Figura 11 – Turbinas <i>Upwind</i> (A) e <i>Downwind</i> (B) (http://esasrenovaveis.blogspot.com.br , 2012)	35
Figura 12 – Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal (PEREIRA, 2004)	37
Figura 13 – Movimentos de uma Turbina Eólica (Araújo, A. M. UFPE, 2011).....	39
Figura 14 – Forças Atuantes em um Aerofólio (WIKIPÉDIA, 2013)	41
Figura 15 – Força Resultante em um Aerofólio (Lopes, D.P. Glauco, 2009).....	42
Figura 16 – Condições ilustrativas de vento para pá em rotação (ACKERMANN, 2005).....	43
Figura 17 – Curva $C_p \times \lambda$ para um ângulo de <i>pitch</i> fixo (ACKERMANN, 2005)	46
Figura 18 – Curva $C_p \times \lambda$ para várias velocidades de vento (ACKERMANN, 2005)	46
Figura 19 – Curva de potência de uma turbina eólica de 1500 kW (ACKERMANN, 2005).....	47
Figura 20 – Aerogerador com Controle por Estol – (www.windpower.org, 2003)	49
Figura 21 – Aerogerador com Controle de Passo – (www.windpower.org, 2003).....	51
Figura 22 – Índice de vento mensal na Dinamarca (Energy Policy Journal, 2009).....	60
Figura 23 – Índices de médias anuais de ventos no norte da Europa (Energy Policy Journal, 2009).....	61
Figura 24 – Índice NAO versus índice de vento da Alemanha (Energy Policy Journal, 2009).....	61
Figura 25 – Mudança a longo prazo no índice NAO (Energy Policy Journal, 2009)	61
Figura 26 - Distribuição geral dos ventos (CRESESB, 2013)	65
Figura 27 – Fator de capacidade em 10 países (World Wind Energy Association – WWEA).....	69
Figura 28 – Mapa do potencial eólico da região Nordeste (CRESESB, 2013).....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classes e Comprimentos de Rugosidades (WIND POWER, 2003, WAsP)	28
Tabela 2 – Expoente α para diferentes tipos de superfície (UFV, 2009).....	29
Tabela 3 – Estimativa de fatores de capacidade (Energy Policy Journal, 2009)	56
Tabela 4 – Média dos fatores de capacidade no período de 2003-2007 (<i>Energy Policy Journal</i> , 2009)....	57
Tabela 5 – Dados para a Região Sul (ONS, 2013)	66
Tabela 6 – Dados para a Região Nordeste 1 (ONS, 2013)	67
Tabela 7 – Dados para a Região Nordeste 2 (ONS, 2013)	67
Tabela 8 – Médias dos fatores de capacidade estimados e verificados (ONS, 2013)	68
Tabela 9 – Evolução dos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros.....	69
Tabela 10 – Comparativo da quantidade de aerogeradores para diferentes FC	73

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract.....	viii
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	x
Sumário.....	xi
1 Introdução.....	13
1.1 Objetivos.....	14
1.2 Estrutura do Trabalho.....	15
2 Fundamentação Teórica.....	16
2.1 Origens do Vento.....	16
2.2 A Energia dos Ventos.....	19
2.3 Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos.....	23
2.3.1 Variação da Velocidade.....	24
2.3.2 Rugosidade.....	27
2.3.3 Influência da Altura.....	30
3 Aspectos Técnicos da Energia Eólica.....	31
3.1 Características Básicas dos Aeroogeradores.....	31
3.1.1 Breve História.....	32
3.1.2 Funcionamento e Tipos de Aeroogeradores.....	33
3.1.3 Componentes e Dimensões.....	36
3.1.4 Movimentos da Turbina (<i>Yaw, Pitch e Roll</i>).....	39
3.2 A Lei de Bernoulli e os Aerofólios.....	40
3.3 Aerodinâmica Aplicada às Turbinas Eólicas.....	43
3.4 Potência dos aeroogeradores.....	46
3.4.1 Curva de potência.....	47
3.4.2 Controle Aerodinâmico de Potência.....	48
3.4.2.1 Controle por Estol (<i>Stall Regulation</i>).....	48
3.4.2.2 Controle de Passo (<i>Pitch Regulation</i>).....	49
3.4.2.3 Controle Ativo de Estol (<i>Active Stall Regulation</i>).....	51
4 Fator de Capacidade.....	52
4.1 O Fator de Capacidade na Europa.....	53
4.1.1 Importâncias do Fator de Capacidade.....	53
4.1.2 Observações Locais.....	54
4.1.3 Realizações Globais.....	56
4.2 Variabilidade do Vento.....	59
4.2.1 Índices de Vento.....	59
4.2.2 Evolução do Vento a Longo Prazo.....	61

4.3	Fator humano.....	62
4.3.1	Regiões de Sombra	62
4.3.2	Curva de Aprendizado	63
4.3.3	Viés da Seleção.....	64
5	O Caso Brasileiro.....	65
5.1	Mapa Eólico Brasileiro	65
5.2	Fatores de Capacidade no Brasil (ONS)	66
5.2.1	Controvérsia nos Dados da ONS	68
5.3	Discrepância com o demonstrado no trabalho	70
5.3.1	Estimativa Hipotética.....	70
5.4	exemplo de comparação (Hidrelétrica X Eólica)	73
6	Conclusões.....	75
6.1	Trabalhos Futuros	76
7	Bibliografia.....	77

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica é obtida pelo movimento do ar (vento). É uma abundante fonte de energia, renovável, limpa e disponível em todos os lugares. É, hoje em dia, vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura baseada principalmente na Europa e nos EUA. Pelo seu carácter limpo, abundante, inesgotável e tecnicamente mais versátil do que outras fontes renováveis, a energia eólica é aquela que apresenta uma maior margem de progressão nos próximos anos.

Esta fonte de energia renovável tem demonstrado um desenvolvimento crescente através do mundo. Esse crescimento rápido da tecnologia de energia eólica e do seu mercado, implicam numa mudança considerável para pessoas e instituições: por exemplo, para cientistas que pesquisam e ensinam sobre o futuro da energia eólica e engenheiros nas universidades; para fabricantes de turbinas eólicas e desenvolvedores de projetos eólicos.

No entanto, não é em qualquer lugar que se podem construir parques eólicos com vista à produção de energia elétrica, pois nem todos apresentam características do regime de ventos favoráveis à sua instalação de parques eólicos em condições de rentabilidade económica.

Para que os investidores tenham uma certa segurança no retorno do investimento que vão fazer, é preciso que haja pesquisas e estudos que possam identificar uma eventual área com potencial eólico para iniciar a construção de um parque eólico.

A previsão da produção energética é baseada no rendimento dos aerogeradores que é calculado a partir das respectivas curvas de potência, curvas essas que são fornecidas e garantidas pelos fabricantes.

Quando se pretende fazer uma qualificação e quantificação de um local pré-definido, procede-se a uma série de estudos mais específicos feitos no local. É fundamental para a concretização de um projeto de um parque eólico para um determinado local, a medição das principais características do vento, a velocidade e direção, com sensores de medição. Em seguida, consegue-se estimar as características do regime de ventos de um local e calcular a energia produzida por um parque eólico.

Em terrenos de natureza complexa, o escoamento atmosférico tem características quase sempre distintas daquelas em que a curva característica dos aerogeradores foi determinada, o que se traduz, inevitavelmente, num funcionamento distinto daquele que resulta da consulta dessa curva. Aspectos como a turbulência, a inclinação do escoamento e a variação da velocidade com a altura ao solo, entre outros, podem assumir uma importância não desprezável.

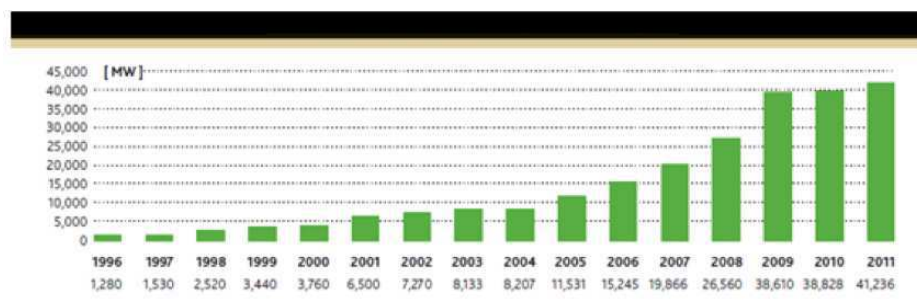


Figura 1 – Capacidade instalada mundial entre 1996 e 2011 (GWEC, 2012)

As primeiras turbinas para geração de energia elétrica a partir da força dos ventos, as quais compõem os aerogeradores, já haviam sido desenvolvidas no início do século 20. Tal tecnologia foi melhorada lentamente até o início dos anos 1970. Ao final dos anos 90, a energia eólica ressurgiu como uma das mais importantes fontes de energia limpa. Durante toda esta década, a capacidade mundial instalada dobrava a cada três anos, como pode ser visto na Figura 1 (GWEC, 2012).

1.1 OBJETIVOS

Com o crescimento das grandes metrópoles, os sistemas de suprimento de energia elétrica operados pelas concessionárias vêm demonstrando sua vulnerabilidade. Logo, as tendências no padrão atual de consumo e de produção de energia têm se mostrado cada vez mais insustentáveis. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), se nenhuma atitude mais concreta for tomada por parte dos países, as emissões de CO₂ irão mais do que dobrar até 2050 e o aumento da demanda por petróleo irá agravar as preocupações com o suprimento de energia. A energia eólica continua a ser a única fonte de energia renovável capaz de ampliar em larga escala a um custo razoável para cumprir as metas de fontes de energias renováveis comprometidas

(e redução de emissões de carbono), porém, há muito com o que se preocupar neste cenário. Este trabalho tem a intenção de mostrar o risco que se corre ao se confiar nos dados apresentados por entidades com interesses alheios aos cumprimentos de metas de emissão de poluentes. Primeiro é analisado de forma sucinta, como são projetadas as máquinas utilizadas para esta tecnologia, em seguida, analisado detalhadamente o fator de capacidade em países com vasta experiência em energia eólica e em seguida comparado com o Brasil.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Seguindo essa linha, o trabalho está dividido em sete capítulos. Este, o primeiro, apresenta uma visão geral sobre a definição de energia eólica e a produção energética a partir dessa fonte de energia renovável. estudar os aspectos históricos, técnicos, econômicos e ambientais da energia eólica como fonte de eletricidade. O segundo capítulo tratará da análise do fluido utilizado para esta produção de energia: o vento. Serão feitos comentários sobre sua origem, seus aspectos e características que influenciam no seu regime, como a variação da velocidade, rugosidade no terreno em questão, altura onde é medido, entre outros. No terceiro capítulo, será discutido mais sobre os termos técnicos das máquinas utilizadas para a extração desta energia, as turbinas eólicas ou aerogeradores, falando um pouco de sua história para fundamentarmos as características básicas deste tipo de máquina e seus componentes. Será introduzido uma análise mais detalhada das máquinas atuais, sendo estudado a moderna aerodinâmica apresentada nas máquinas e mostrado os tipos de tecnologia utilizadas hoje em dia. O quarto capítulo discute de forma bem argumentada um fator bastante importante que serviu de alicerce para o início do presente trabalho, o fator de capacidade nas usinas eólicas. Serão mostradas análises feitas em diversos países da Europa e comparadas às análises feitas no Brasil, mostrando o motivo de ao menos duvidarmos de valores apresentados por nossos órgãos públicos. O trabalho foi baseado em experiências internacionais, focando nas políticas de incentivos adotadas por alguns países e nos elementos que possibilitaram o desenvolvimento do setor eólico em cada um deles. O quinto capítulo discutirá o caso do Brasil, a história da política de incentivos ao setor eólico e a situação atual. Finalmente, a conclusão apresentará quais as lições que podem ser aprendidas para com o fator de capacidade e sua importância.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No decorrer deste capítulo será introduzido a teoria sobre a geração dos ventos, sendo estudado seu regime, baseado nos fatores que o influenciam. Serão deduzidas algumas formulações para demonstração da energia retirada deste fluido inesgotável presente na natureza.

2.1 ORIGENS DO VENTO

O sol aquece a superfície da terra de forma desigual, provocando o movimento do ar. Logo, as massas de ar, o vento, se movem devido às suas diferentes condições térmicas. O movimento de massas de ar pode ser um fenômeno global, como também um fenômeno local e regional. O fenômeno regional é determinado pelas condições de orografia, a estrutura da superfície da área, assim como também pelo fenômeno global (CUSTÓDIO, 2009).

O Vento é o fluxo de gases em curta escala. Na Terra, este corresponde ao deslocamento do ar, que migra de regiões de alta pressão atmosférica para pontos onde essa pressão é inferior, devidas ao fato de, em primeiro lugar, a radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares e, em segundo lugar, ao movimento de rotação da Terra e variações sazonais de distribuição de energia solar incidente. A origem do vento é, portanto, a radiação solar.

Os ventos com maior intensidades e mais constantes ocorrem em regiões a cerca de 10 km da superfície da Terra. Como não foi encontrada maneira viável de posicionar aerogeradores nessas zonas, os locais de interesse ficaram limitados a algumas dezenas de metros acima da superfície. A estas alturas, o vento é diretamente afetado por forças de atrito, o que provoca uma diminuição na sua velocidade.

Turbinas eólicas utilizam a energia eólica próxima ao solo. As condições de vento na área, conhecidas como camada limite, são influenciadas pela energia transferida a partir do fluxo de alta energia não perturbada do vento geostrófico para as camadas inferiores, bem como pelas condições regionais. Devido à rugosidade do solo, o fluxo de vento local próximo deste é turbulento (SILVA, 2003).

O movimento das massas de ar pode ser definido como um fenômeno global. O ar é aquecido nas regiões tropicais e torna-se menos denso tendendo a assumir um movimento ascendente. Nas camadas inferiores, ele é substituído pelo ar frio em movimento das regiões polares. Caso adotássemos apenas esse mecanismo para explicar a circulação do ar no planeta, teríamos então a formação de duas células, uma por hemisfério. No hemisfério sul, os ventos estariam orientados do norte para o sul, retornando, próximo a superfície da terra, à orientação sul norte. Já no hemisfério norte, os ventos rumariam na direção sul norte e retornariam, próximo a superfície da terra, na direção norte sul. A Figura 2 mostra o modelo de circulação de duas células acima descrito (HIRATA, 2000).

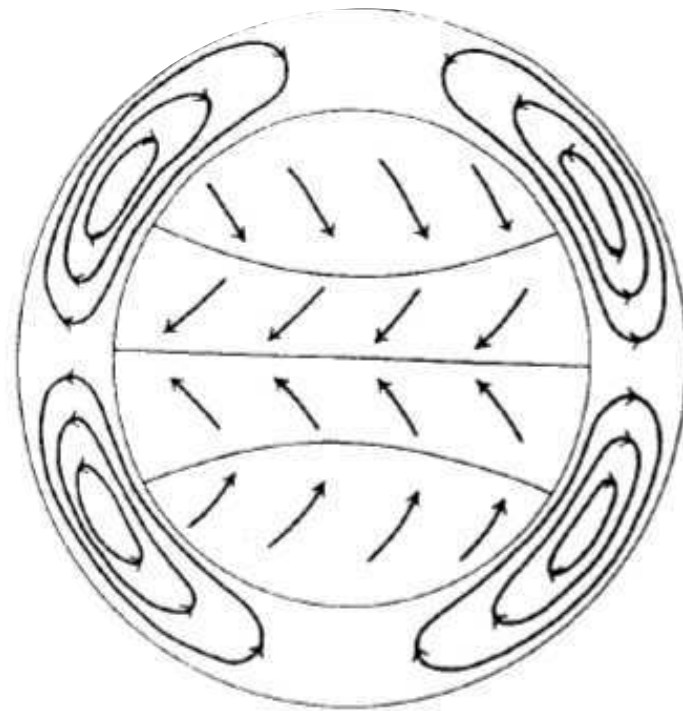


Figura 2 – Sistema de Circulação Global: Modelo de Duas Células (MUSK, 2008)

Por outro lado, é observado que durante a movimentação do ar em direção aos pólos a temperatura das partículas de ar cai rapidamente, de tal forma que em menos de um terço do percurso até os pólos a temperatura já se revela de tal forma reduzida que já é suficiente para estabelecer um movimento descendente nas massas de ar. Parte da massa de ar descendente segue em direção ao equador formando a célula tropical (células de Hadley - uma em cada hemisfério), já a massa de ar remanescente orienta-se em direção aos pólos. A parte da massa de ar que segue em direção aos pólos, próximo

à superfície da terra, enfrenta um novo aquecimento, o qual estabelece um novo movimento ascendente, formando então a célula temperada (células de Ferrel - uma em cada hemisfério). Mais uma vez a parcela do ar em movimento ascendente toma a direção dos pólos constituindo assim, a célula polar (uma em cada hemisfério). O mecanismo acima adotado para explicar a circulação do ar no planeta define um modelo de circulação de seis células, como apresentado na Figura 3 (HIRATA, 2000).

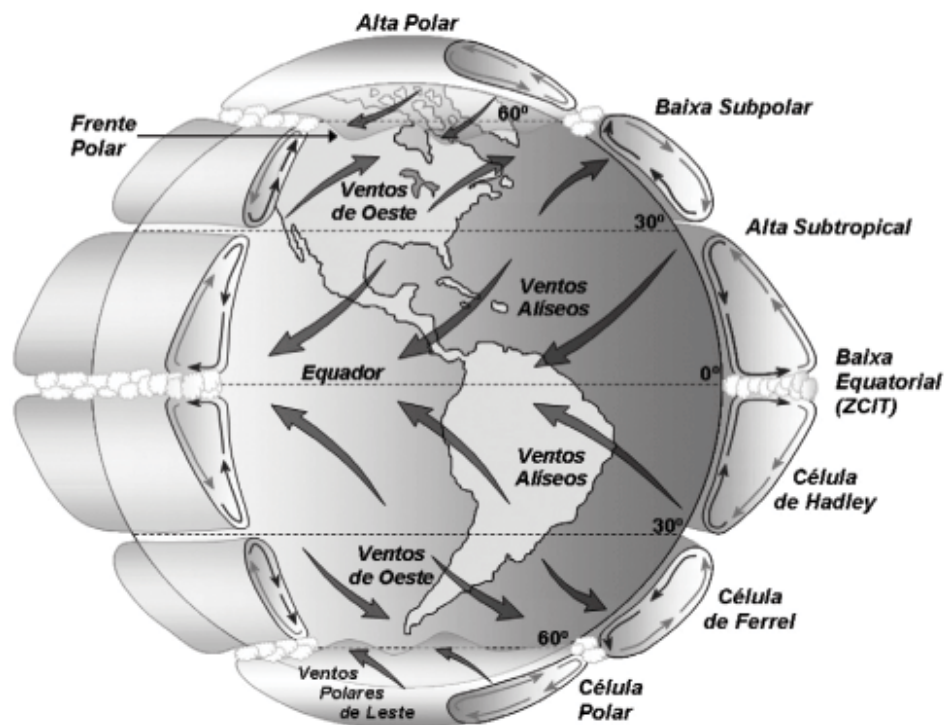


Figura 3 – Sistema de Circulação Global: Modelo de Seis Células (MUSK, 2008)

Em que pese a influência dos ventos globais na formação dos ventos dominantes em uma determinada área, as condições climáticas locais também importam de maneira significativa na direção e intensidade dos ventos mais comuns. Nesse contexto, os ventos locais revestem-se de elevada importância aos sistemas de aproveitamentos eólicos, quando da determinação apurada dos locais onde os aerogeradores são instalados.

2.2 A ENERGIA DOS VENTOS

A velocidade de vento varia continuamente como função do tempo e da altura. As escalas de tempo das variações do vento são apresentadas na Figura 4 como um espectro de frequências de ocorrências de vento. Este espectro de frequências relaciona-se com a distribuição de probabilidade *Weibull*, apresentada adiante. O pico diurno depende das variações de velocidade diárias do vento, por exemplo, brisas marinhas causadas pela diferença entre a terra e o mar, enquanto que o pico sinóptico depende das características climáticas mutáveis, as quais tipicamente variam diariamente a semanalmente, incluindo também ciclos sazonais (ACKERMANN, 2005).

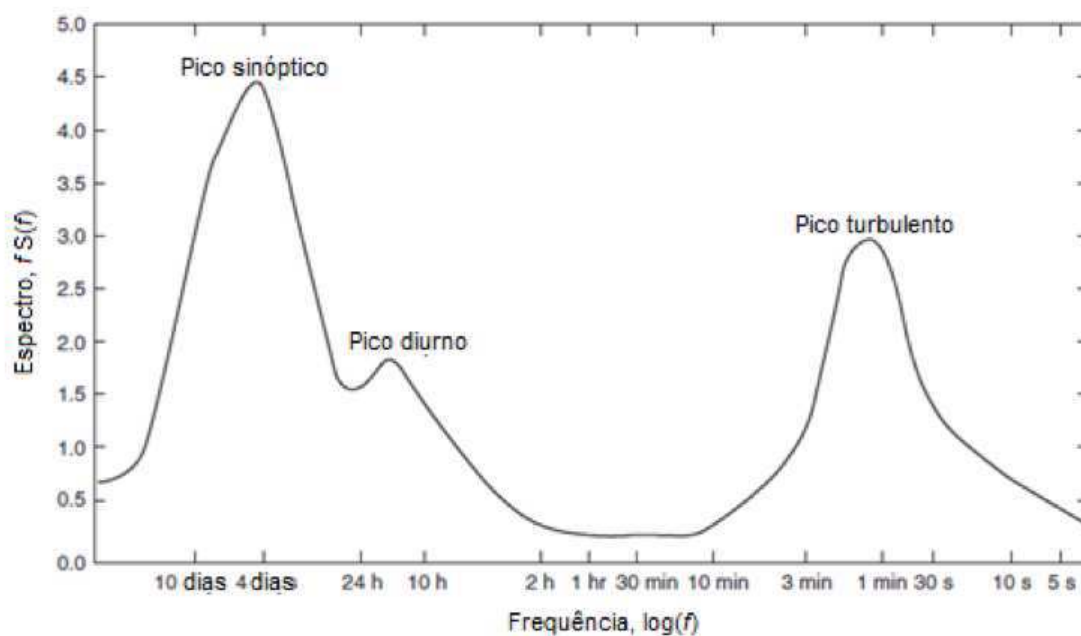


Figura 4 – Espectro de velocidades do vento (ACKERMANN, 2005)

Pela perspectiva do sistema de potência, o pico turbulento pode afetar a qualidade de energia da produção de energia eólica. O impacto das turbulências na qualidade da energia depende essencialmente da tecnologia de turbina aplicada. Turbinas com velocidade variável, por exemplo, podem absorver variações em curto prazo de energia pelo armazenamento imediato de energia das massas em rotação quando do acionamento da turbina. Isso significa que a potência de saída é mais suave do que para turbinas fortemente acopladas. Picos diurnos e sinópticos, entretanto, podem afetar o balanço de energia de longo prazo dos sistemas de potência (ACKERMANN, 2005).

O aproveitamento da energia dos ventos para geração de eletricidade ocorre pela conversão de parte da energia cinética, disponível no ar em movimento, através da redução de sua velocidade quando passam pelas pás do aerogerador. O contato do vento com as pás faz surgirem forças de sustentação e de arrasto, realizando assim um trabalho.

A quantidade de energia a ser transferida ao rotor do aerogerador é função da densidade do ar, área coberta pela rotação das pás e da velocidade do vento. Dessa forma pode-se expressar essa potência por formulação física básica.

A potência disponível no vento pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$P_{disponível} = \frac{W}{\Delta t} \quad (2.1)$$

Se considerarmos que,

$$W = Ec = \frac{m \times v^2}{2} \quad (2.2)$$

Chega-se à seguinte equação,

$$P_{disponível} = \frac{\frac{m \times v^2}{2}}{\Delta t} = \frac{m \times v^2}{2 \times \Delta t} \quad (2.3)$$

No entanto,

$$\frac{m}{\Delta t} = \dot{m} = \rho_a \times v \times A \quad (2.4)$$

O que resulta no final,

$$P_{disponível} = \frac{\rho_a \times v^3 \times A}{2} \quad (2.5)$$

Em que:

$P_{disponível}$ = potência disponível no vento [W];

ρ_a = densidade do ar [kg/m³];

v = velocidade do vento [m/s].

A potência do vento é proporcional à densidade do ar ρ_a , à área interceptada A - área de varredura do rotor da turbina eólica, e à velocidade do vento v elevada à terceira potência. A densidade do ar, por sua vez, é função da pressão e temperatura do ar, sendo ambas funções da altura com relação ao nível do mar.

$$\rho(z) = \frac{P_0}{RT} \exp\left(\frac{-gz}{RT}\right) \quad (2.6)$$

Em que:

$\rho(z)$ = densidade do ar em função da altitude [kg/m³];

P_0 = densidade atmosférica padrão ao nível do mar, 1.225 kg/m³;

R = constante específica dos gases para o ar, 287.05 J/kg.K;

g = constante de gravidade, 9.81 m/s²;

T = temperatura [K];

z = altitude acima do nível do mar [m].

As formulações acima apresentadas permitem concluir que a potência do vento e conseqüentemente, a potência da saída da turbina variam de forma direta e proporcional ao cubo da velocidade (v), dessa forma a variação de uma unidade a mais na velocidade do vento implica em aumento ao cubo na potência disponível, essa constatação explica a importância ímpar de se ter, quando do planejamento de um aproveitamento eólico, o conhecimento melhor detalhado do comportamento do vento no local em análise.

No entanto, a potência do vento também é influenciada diretamente pela massa específica do ar (ρ), fazendo com que se estabeleça diferentes níveis de potência para um mesmo valor de velocidade, quando esta é avaliada em diferentes altitudes e temperaturas. A energia a ser disponibilizada pela força dos ventos guarda também uma direta proporcionalidade com a área da seção reta que intercepta perpendicularmente um fluxo de ar, como mostrada na Figura 5.

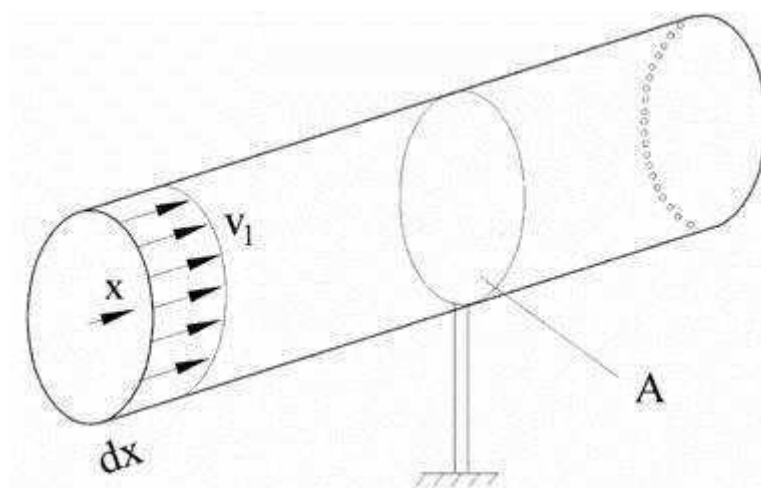


Figura 5 – Área da Seção Transversal [m²] que Intercepta um Fluxo de Ar (A) (FIDELIS, 2006)

A potência do vento é a energia total disponível por unidade de tempo. A potência do vento é convertida em energia mecânica-rotacional na turbina eólica do rotor, o que resulta redução de velocidade da massa de ar. A potência do vento não pode ser extraída completamente por uma turbina eólica, senão a massa poderia ser completamente parada pela interceptação com a área do rotor. Isso poderia causar uma ‘congestão’ da área de seções cruzadas para as massas de ar seguintes.

As turbinas eólicas fazem uso dos ventos que fluem próximo ao solo, em uma área denominada de ‘camada limite’. Esta região sofre influência da energia transferida dos fluxos regulares de ventos oriundos dos ventos geotrópicos para as camadas mais baixas, bem como pelas condições impostas nas regiões pelos ventos locais. Devido à rugosidade do solo o fluxo de vento próximo à superfície é muitas vezes turbulento (ACKERMANN, 2002).

A conversão da energia cinética disponível em energia gerada é alcançada pela redução na velocidade do vento. No entanto, o rotor do aerogerador não pode converter totalmente essa energia em energia mecânica (CUSTODIO, 2002).

O valor ótimo para extração da potência contida no vento a partir da redução de sua velocidade foi primeiro descoberto pelo físico alemão Albert Betz. Em 1919, ele provou que através de uma máquina eólica hipotética, as leis de conservação de massa e energia permitiriam não mais que 16/27 (59.3%) de energia cinética a ser capturada a partir dos ventos. Assim, o rendimento da conversão da energia eólica em energia mecânica é designado pelo coeficiente de potência C_p .

BETZ, apud ACKERMANN (2002), em 1926 apresentou pela primeira vez sua formulação, definindo que a máxima potência que pode ser extraída do vento é dada por:

$$\begin{aligned} P_{disponível} &= \frac{\rho_a \times v^3 \times A}{2} C_{pBetz} \\ &= \frac{\rho_a \times v^3 \times A}{2} \times 0.59 \end{aligned} \quad (2.7)$$

pois,

$$C_p = \frac{P_{mecânica}}{P_{disponível}} \Leftrightarrow P_{mecânica} = C_p \times \left(\frac{\rho_a \times v^3 \times A}{2} \right) \quad (2.8)$$

Logo, mesmo se a extração de potência sem perdas fosse possível, apenas 59% da potência do vento poderia ser utilizada pela turbina eólica. Essa lei de Betz pode ser aproximada através de modernos modelos de turbinas eólicas com três pás que podem alcançar de 80 a 90% desse limite ideal, ou seja, um C_{pBetz} ótimo na faixa de 0.52 – 0.55 quando medido no hub da turbina.

2.3 FATORES QUE INFLUENCIAM O REGIME DOS

VENTOS

A utilização dos recursos eólicos para a produção de energia elétrica necessita de uma análise apurada de diversos parâmetros que permitam predizer a viabilidade econômica e as características técnicas e operacionais do empreendimento.

O primeiro grande limitador de um aproveitamento da energia dos ventos é a existência ou não de um bom potencial eólico. A potência gerada em uma turbina eólica varia com o cubo da velocidade de vento, ou seja, qualquer variação na previsão da velocidade pode comprometer um projeto de energia eólica. Portanto, são de extrema importância a qualidade dos dados de velocidade do vento, assim como o tratamento e análise dos mesmos.

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Além das variações topográficas e de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura.

A Figura 6 mostra, de uma forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características da superfície do solo.

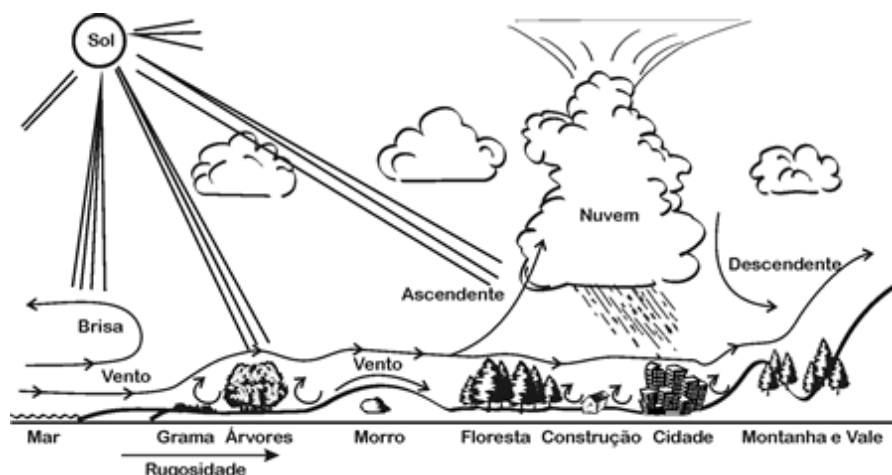


Figura 6 - Comportamento do vento sob características do terreno (Atlas Eólico do Brasil, 1998)

Independente do porte e tipo da turbina eólica usada no projeto, a garantia de resultados satisfatórios de um investimento em energia eólica requer um estudo dos diversos parâmetros envolvidos no projeto. Desta forma, é necessário um estudo detalhado das características do local do empreendimento, topografia, rugosidade e obstáculos, além do estudo detalhado do potencial eólico que inclua a variação temporal e espacial da velocidade do vento.

2.3.1 VARIAÇÃO DA VELOCIDADE

O vento apresenta variação em sua velocidade, em intensidade e direção, onde são observadas alterações em curtos, médios e longos períodos, tornando de suma importância o conhecimento prévio do comportamento dos ventos na região em estudo⁵⁴, ou seja, a caracterização das diferentes formas de como a velocidade varia, torna-se uma ferramenta ímpar no estudo de um aproveitamento eólico.

Quanto ao aproveitamento energético, a descrição de como se comporta a variação dos ventos para que os aerogeradores sejam capazes de maximizar o aproveitamento das ocorrências destes é fundamental, o que, por consequência, permite estimar a energia a ser gerada, bem como minimizar seus custos

Segundo o CRESESB (2005), as variações na velocidade do vento são assim assinaladas:

- As **variações de curta duração** estão associadas tanto às pequenas flutuações quanto às rajadas de vento. Num primeiro momento, essas variações não são consideradas na análise do potencial eólico de uma região,

desde que não assumam grandes proporções. As flutuações e a turbulência do vento podem afetar a integridade estrutural do sistema eólico, devido à fadiga que ocorre especialmente nas pás da turbina. Por outro lado, as rajadas, caracterizadas por aumentos bruscos de curta duração da velocidade do vento, geralmente acompanhadas por mudanças de direção, merecem maior atenção.

- As **variações diárias** na velocidade do vento (brisas marítimas e terrestres, por exemplo) também são causadas pelo aquecimento não uniforme da superfície da Terra. Essas variações são importantes quando, após a escolha de uma região, procura-se o local mais adequado para a instalação do sistema eólico dentro dessa área. Ao comparar a evolução da velocidade média, ao longo de um dia típico, percebe-se que há uma significativa variação de um mês para os outros. Com esse tipo de informação pode-se projetar com maior precisão o sistema eólico. Por exemplo, nos locais em que os ventos no período do dia são mais fortes, do que os ventos no período da noite, e a carga de pico ocorrem durante o dia, a carga base pode ser fornecida pelo sistema existente e a carga adicional pelo sistema eólico. Entretanto, se a carga de pico ocorrer durante a noite, provavelmente a demanda será maior que o disponível, e um sistema de estocagem poderá se fazer necessário.
- **Aquecimento não uniforme** da superfície terrestre resulta em significativas variações no regime dos ventos, resultando na existência de diferentes estações do ano (Variações Sazonais). Considerando que, em função da relação cúbica entre a potência disponível e a velocidade do vento (na altura do eixo da turbina), em algumas faixas de potência, uma pequena variação na velocidade implica numa grande variação na potência. Sendo assim, a utilização de médias anuais (ao invés de médias sazonais) pode levar a resultados que se afastam da realidade.

A distribuição estatística das velocidades dos ventos varia de uma região para outra, e tais diferenças, como anteriormente apresentado, são obtidas em função das condições climáticas locais, e da formação da paisagem e superfície. A representação matemática da variação da velocidade do vento é feita através de uma função de densidade probabilística, sendo que a Distribuição de Weibull se mostra mais ajustada na figuração da distribuição do vento (ARAÚJO, 1989). A função de Weibull tem a seguinte formulação matemática:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.9)$$

Onde:

$f(v)$ = Função densidade de probabilidade;

v = Velocidade do Vento [m/s];

c = Fator de Escala [m/s] – relaciona-se com a velocidade média local;

k = Fator de forma [adimensional] – relaciona-se com a variância em torno da média, representando a forma da distribuição de probabilidade (CUSTÓDIO, 2002).

A Figura 7 apresenta a Distribuição de *Weibull* para uma determinada localidade. A reta que divide a figura define a mediana da distribuição estatística em tela, revelando que na metade do tempo a velocidade do vento assume valores inferiores a 6,6 m/s, e na outra metade estes valores superam a velocidade de 6,6 m/s. Os dados que conformam a Figura 7 são obtidos através de medições de vento, coletadas nas estações anemométricas que armazenam, ininterruptamente, os valores da velocidade média do vento em períodos discretos, podendo variar de minutos a horas. Segundo CUSTODIO (2002), em estudos de aproveitamentos eólico-elétrico, esse período é, normalmente, de 10 minutos.

A velocidade média do vento em um determinado período de tempo é dada pela equação abaixo:

$$V = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (2.10)$$

Onde:

V = Velocidade Média em um determinado período de tempo;

v_i = Velocidade do evento registrado [m/s];

n = Número de registros;

i = Identificação do registro.

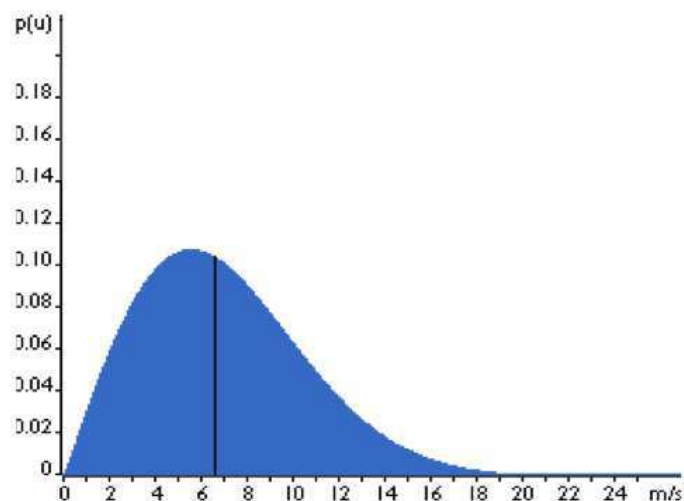


Figura 7 – Distribuição de Weibull (WINDPOWER, 2008)

Quando o fator de forma é exatamente igual a 2, como o que ocorre na Figura 7, a distribuição passa a ser denominada Distribuição de Rayleigh. Tal distribuição é, na maioria das vezes, usada em estudos de prospecção em que não se conhece o desvio padrão e dispõe-se apenas do valor médio da velocidade. Nessas condições, através do uso da Distribuição de Rayleigh é possível determinar a distribuição da frequência da velocidade do vento.

A Distribuição de Rayleigh se ajusta bem a situações que apresentam ventos moderados (4 - 8 m/s). No entanto, o ganho obtido pela simplicidade da formulação implica em uma considerável limitação do seu uso, uma vez que para uma série de observações, em especial, aquelas em que se têm velocidades médias mais elevadas, a mesma não pode ser utilizada (DUTRA, 2001).

Importa ressaltar que para os ventos registrados no Nordeste brasileiro a distribuição de *Weibull* se ajusta muito bem, o mesmo não ocorrendo com a distribuição de Rayleigh.

2.3.2 RUGOSIDADE

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo que causam resistência na superfície terrestre à passagem do escoamento e podem originar mudança da direção e pequenas turbulências na superfície.

Em geral, quanto mais acentuada a rugosidade do terreno maior será a diminuição que o vento sofre em sua velocidade. Assim, a rugosidade do terreno onde será feito o aproveitamento eólico deve ser baixa, de forma a diminuir em menores taxas a velocidade do vento na altura do rotor. O ideal é que baixas rugosidades também estejam presentes no entorno do terreno, na direção principal do vento (CUSTODIO, 2002).

Áreas de florestas e cidades têm uma rugosidade muito elevada e, portanto, diminuem muito a velocidade do vento, quando comparadas, por exemplo, com as áreas de pistas de pouso em aeroportos. As superfícies marinhas são menos rugosas e, por consequência, incorrem nas mais baixas influências sobre o vento. A indústria eólica se refere à classe de rugosidade ou comprimento de rugosidade, quando se avaliam as condições do vento em função da paisagem local. As altas rugosidades são locadas nas classes 3 e 4, referindo-se a paisagens compostas de muitas árvores e edifícios, e as superfícies marinhas enquadram-se na classe 0. A Tabela 1 mostra as classes de rugosidade adotadas no programa computacional que foi usado para elaboração do Atlas Eólico Europeu: o WASP – *the Wind Atlas Analysis and Application Program*.

Tabela 1 – Classes e Comprimentos de Rugosidades (WIND POWER, 2003 a partir das Definições do Atlas Eólico Europeu, WASP)

CLASSE DE RUGOSIDADE	COMPRIMENTO DE RUGOSIDADE (M)	ÍNDICE DE ENERGIA (%)	TIPO DE PAISAGEM
0	0,0002	100	Superfície marinha
0,5	0,0024	73	Terreno completamente aberto com uma superfície lisa, Ex, pistas de pouso dos aeroportos, relva, etc.
1	0,03	52	Área agrícola aberta sem cercas ou sebes e com edificações bastantes dispersas. Colinas suavemente arredondadas
1,5	0,055	45	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura com uma distância aproximada de 1,250 m.
2	0,1	39	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura com uma distância aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura com uma distância aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Povoados, pequenas cidades, terreno agrícola, bosques e terreno acidentado e muito desigual
3,5	0,8	18	Grandes cidades com edifícios altos
4	1,6	13	Metrópoles com edifícios altos e arranha-céus

Em energia eólica são utilizados normalmente dois modelos matemáticos para prever o perfil vertical da velocidade: a lei logarítmica e a lei de potência. Contudo, ambos estão sujeitos a uma incerteza, devido à natureza complexa dos escoamentos turbulentos e pela dificuldade em caracterizar a superfície.

A “Lei da Potência” é o modelo mais simples, de fácil utilização e pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (2.11)$$

Em que:

$V(z)$ = Valor de velocidade do vento na altura para a qual se quer calcular o novo valor;

$V(z_r)$ = Valor de velocidade do vento medido na altura do anemômetro;

z = Valor da nova altura;

z_r = Valor da altura do anemômetro;

α = Expoente da lei da potência (Tabela 2).

A Tabela 2 apresenta alguns valores de α também designado por *shear factor*, para diferentes tipos de superfície:

Tabela 2 – Expoente α para diferentes tipos de superfície (UFV, 2009)

Descrição da superfície terrestre	α
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Relva	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22-0,24
Áreas residências	0,28-0,40

Na prática, o expoente α é altamente variável com a elevação, altura do dia, estação do ano, velocidade do vento, natureza do terreno, temperatura e muitos outros mecanismos mais ou menos complexos.

Na caracterização do vento visando o seu aproveitamento energético, a determinação de α é normalmente feita pela via experimental, medindo a velocidade do vento a duas alturas do solo, ajustando depois a lei de potência aos resultados dessas medições.

2.3.3 INFLUÊNCIA DA ALTURA

O perfil do vento se modifica de acordo com o distanciamento do nível do solo. Dessa forma, se observa que o vento assume maiores velocidades na medida em que se afasta do solo. Tal consideração reveste-se de grande importância quando da especificação de um aerogerador, isso porque as medidas de velocidade do vento nem sempre são feitas exatamente na altura do eixo das turbinas, sendo então necessário extrapolar a velocidade do vento. Para extrapolar a velocidade é imprescindível conhecer como se comporta a camada limite do vento ou a distribuição espacial de sua velocidade.

O modelo da lei logarítmica é frequentemente utilizado para estimar a velocidade do vento a uma altura a partir de uma altura de referência. Pode-se determinar a velocidade do vento numa altura a partir de duas expressões: uma para a altura de referência (z_r) e outra para a altura desejada (z). A lei logarítmica é apresentada na seguinte forma:

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (2.12)$$

Em que:

$V(z)$ = Velocidade do vento a uma altura z sobre o nível do solo;

$V(z_r)$ = Velocidade de referência. Representa a velocidade do vento que já é conhecida (medida na altura de referência);

z = altura sobre o nível na qual se está determinando a velocidade v ;

z_0 = Comprimento da rugosidade no local;

z_r = Altura de referência. A altura na qual conhecemos a velocidade do vento $V(z_r)$.

3 ASPECTOS TÉCNICOS DA ENERGIA EÓLICA

Nesta seção, serão detalhadas as características técnicas da energia eólica, desde seu conceito até suas vantagens e desvantagens, bem como o mecanismo de funcionamento das turbinas eólicas e sua evolução tecnológica ao longo dos anos. Esses aspectos são importantes para entender porque a energia eólica se destaca como fonte de energia e para a análise dos custos de seu uso na produção de eletricidade.

A forma como a energia eólica é captada e transformada em eletricidade, bem como as características do vento, define as vantagens e desvantagens do uso dessa fonte e a estrutura de custos de instalação de uma fazenda produtora de energia elétrica. Por esse motivo é fundamental entender quais as características do vento influenciam na produção de energia e como um aerogerador funciona, e esta seção discute esses aspectos.

No âmbito deste capítulo, também são apresentados os principais conceitos sobre a aerodinâmica aplicada às turbinas eólicas, tais quais os ângulos relevantes na aerodinâmica das pás eólicas, as dimensões de um aerofólio, a velocidade relativa do vento sentida por uma seção de uma pá eólica, dentre outros.

Por fim, apresentam-se os dois conceitos tradicionais do controle aerodinâmico de potência, que dão origem à classificação das turbinas eólicas em dois grupos, sendo eles as turbinas do tipo Estol (*Stall*) e as turbinas do tipo *Pitch*.

3.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DOS AEROGERADORES

Aqui serão apresentadas as características básicas dos aerogeradores, tais quais os tipos e a classificação destes equipamentos, assim como os seus componentes principais e as suas dimensões, e, paralelamente, os principais movimentos de uma turbina.

3.1.1 BREVE HISTÓRIA

A energia eólica é captada pelos moinhos de vento para trabalhos mecânicos há milhares de anos. Entretanto, a sua utilização na geração elétrica é muito recente, datando do final do séc. XIX. Com o choque do petróleo na década de 1970, a energia eólica ganhou maior importância, devido à preocupação com a segurança energética dos países. Assim, a escassez de oferta e alta do preço do petróleo tornaram a fonte eólica relativamente barata e abundante nesse período, possibilitando o seu desenvolvimento, sobretudo nos países desenvolvidos. Posteriormente, a crescente atenção dada às questões ambientais reforçou as vantagens dessa fonte.

O catavento, tipo de moinho com eixo vertical, tem seu primeiro registro histórico por volta do ano 200 A.C. na Pérsia. Embora, se acredite que ele substitua a força motriz humana ou animal nas atividades agrícolas desde o ano 2.000 A.C. na China e o ano 1.700 A.C. no Império Babilônico. A primeira grande inovação encontrada no catavento foi a incorporação de velas de sustentação em eixo horizontal, em modelos das Ilhas Gregas (DUTRA, 2001).

Por meio de inovações incrementais nas pás, no sistema de controle e no eixo, o moinho holandês aumentou a produtividade de várias atividades na região como a produção de óleos vegetais, drenagem de terrenos alagados e fabricação de papel com o desenvolvimento da imprensa. Em meados do séc. XIX existiam, aproximadamente, dez mil moinhos de vento em funcionamento na Inglaterra, nove mil na Holanda e três mil na Bélgica, demonstrando a importância do produto para a região (DUTRA, 2001).

Este invento foi fundamental para o desenvolvimento do novo paradigma do uso da energia eólica para a produção de eletricidade. Primeiro porque a altura desse moinho encontrava-se dentro das categorias de moinho já existentes, facilitando a sua produção e difusão. Segundo, foi introduzido um mecanismo de multiplicação da rotação das pás que possibilitava o aproveitamento máximo do dínamo, aumentando a eficiência da produção de energia. Ainda, esta foi a tentativa pioneira de combinar a tecnologia dos moinhos de vento com as inovações da recente indústria elétrica (CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio De Salvo Brito).

3.1.2 FUNCIONAMENTO E TIPOS DE AEROGERADORES

Os mecanismos básicos de um moinho de vento são idênticos ao de um aerogerador: o vento atinge uma hélice que ao movimentar-se gira um eixo que impulsiona uma bomba, uma moenda ou, em tempos mais modernos, um gerador de eletricidade. As hélices de um aerogerador são diferentes das lâminas dos antigos moinhos porque são mais aerodinâmicas e eficientes. Seu movimento ativa um eixo que está conectado ao gerador de eletricidade. Neste sentido, devemos inicialmente dividir as turbinas eólicas em dois grandes grupos: turbinas de arraste e turbinas de sustentação. É importante também ter em mente que existem as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) e as turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH). Por fim, apresenta-se ainda, no âmbito deste item, a classificação das turbinas eólicas em *upwind* e *downwind*.

As **turbinas de arraste** são aquelas onde o vento incide nas pás, empurrando-as, o que faz com que o rotor gire, conforme pode ser observado na Figura 8, que demonstra um exemplo de uma turbina de arraste conhecida como Turbina *Savonius* de eixo vertical. Neste tipo de turbina, a velocidade das pás não pode ser superior à velocidade do vento. Assim, geralmente utilizam-se diversas pás de forma a maximizar a área de superfície a ser “arrastada” pelo vento. Como exemplo podemos citar as turbinas utilizadas para o bombeamento de água.

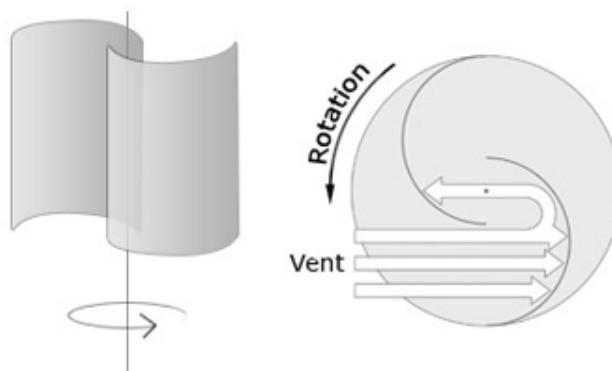


Figura 8 - Turbina *Savonius* de Eixo Vertical (ECOSOURCES.INFO, 2013)

Por outro lado, as **turbinas de sustentação** utilizam, para projetar as pás da turbina, o conceito dos aerofólios, explicado no item 3.2. Assim, é gerado um diferencial de pressão entre as superfícies superior e inferior desta pá de forma que este diferencial de pressão gera uma Força de Sustentação (*Lift*), responsável pela

movimentação do rotor. Todos os conceitos físicos que serão apresentados no decorrer desta dissertação referem-se às turbinas de sustentação uma vez que estas são estas as turbinas utilizadas ao redor do mundo para a conversão da energia eólica em energia elétrica nos parques eólicos. A Figura 9 apresenta uma turbina de sustentação de eixo vertical (Turbina de *Darrieus*) e a Figura 10 apresenta uma turbina de sustentação de eixo horizontal, tipo de turbina este que atualmente é a tecnologia dominante na geração de energia elétrica a partir da fonte eólica.



Figura 9 - Turbina *Darrieus* de eixo vertical (www.turbinaeolica.com.br, 2013)



Figura 10 – Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás (www.turbinaeolica.com.br, 2013)

As turbinas de 3 pás apresentam uma melhor distribuição de peso, sendo, portanto, dinamicamente mais estáveis. Isto, por sua vez, faz reduzirem-se as forças mecânicas nos demais componentes da turbina, principalmente, na torre. Adicionalmente, as turbinas de 3 pás apresentam um menor ruído em função da menor velocidade rotacional se comparada às turbinas de 1 ou 2 pás, para um mesmo nível de energia gerada.

Por fim, cabe mencionar que as turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor em relação à torre (LOPES, 2009). Assim, a turbina pode receber o vento de frente (*upwind*) ou de trás (*downwind*), conforme pode ser observado na Figura 11.

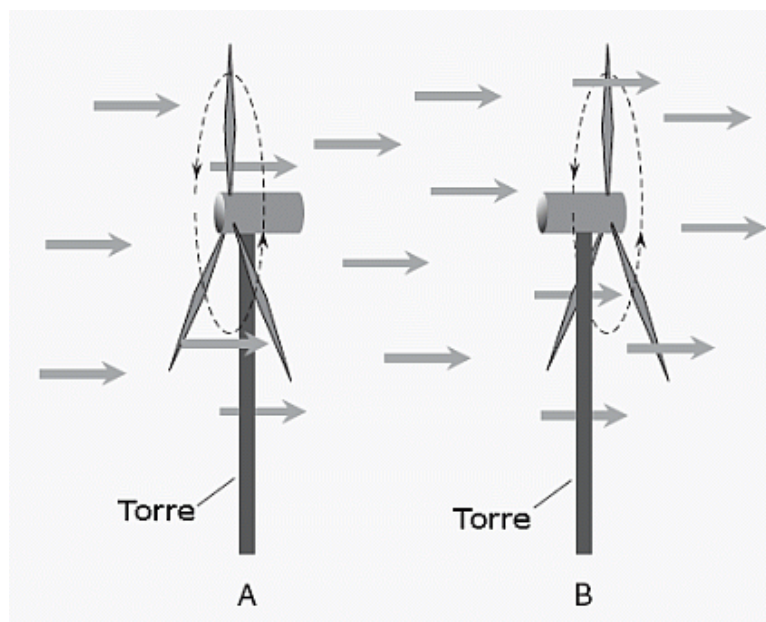


Figura 11 – Turbinas *Upwind* (A) e *Downwind* (B) (<http://esasrenovaveis.blogspot.com.br>, 2012)

As turbinas *downwind* possuem a vantagem de não necessitarem de um mecanismo para direcionamento da turbina em relação à direção do vento. Entretanto, esta vantagem é utilizada apenas para turbinas de pequeno porte uma vez que para turbinas de portes maiores, para altas velocidades de vento, existe o risco de colisão das pás com a torre. A principal desvantagem das turbinas *downwind* é que a torre causa uma turbulência maior no vento, o que por sua vez gera ruídos.

Por outro lado, as turbinas *upwind* evitam esta interação da torre em relação ao vento, diminuindo assim os ruídos que ocorrem nas turbinas *downwind*. Entretanto, as

turbinas *upwind* têm como desvantagem uma maior carga nas torres, provocadas pela necessidade de mecanismos para o direcionamento da turbina em relação ao vento uma vez que, neste tipo de configuração, existe pulsações de torque na turbina que são causadas pela passagem periódica das pás pela torre. Apesar desta desvantagem, as turbinas *upwind* são a tecnologia dominante no mundo.

3.1.3 COMPONENTES E DIMENSÕES

Os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal moderno são a torre, a nacela e o rotor. Os aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacela, pela presença ou não de uma caixa de engrenagens e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). Os componentes principais de uma turbina eólica são os detalhados na Figura 12.

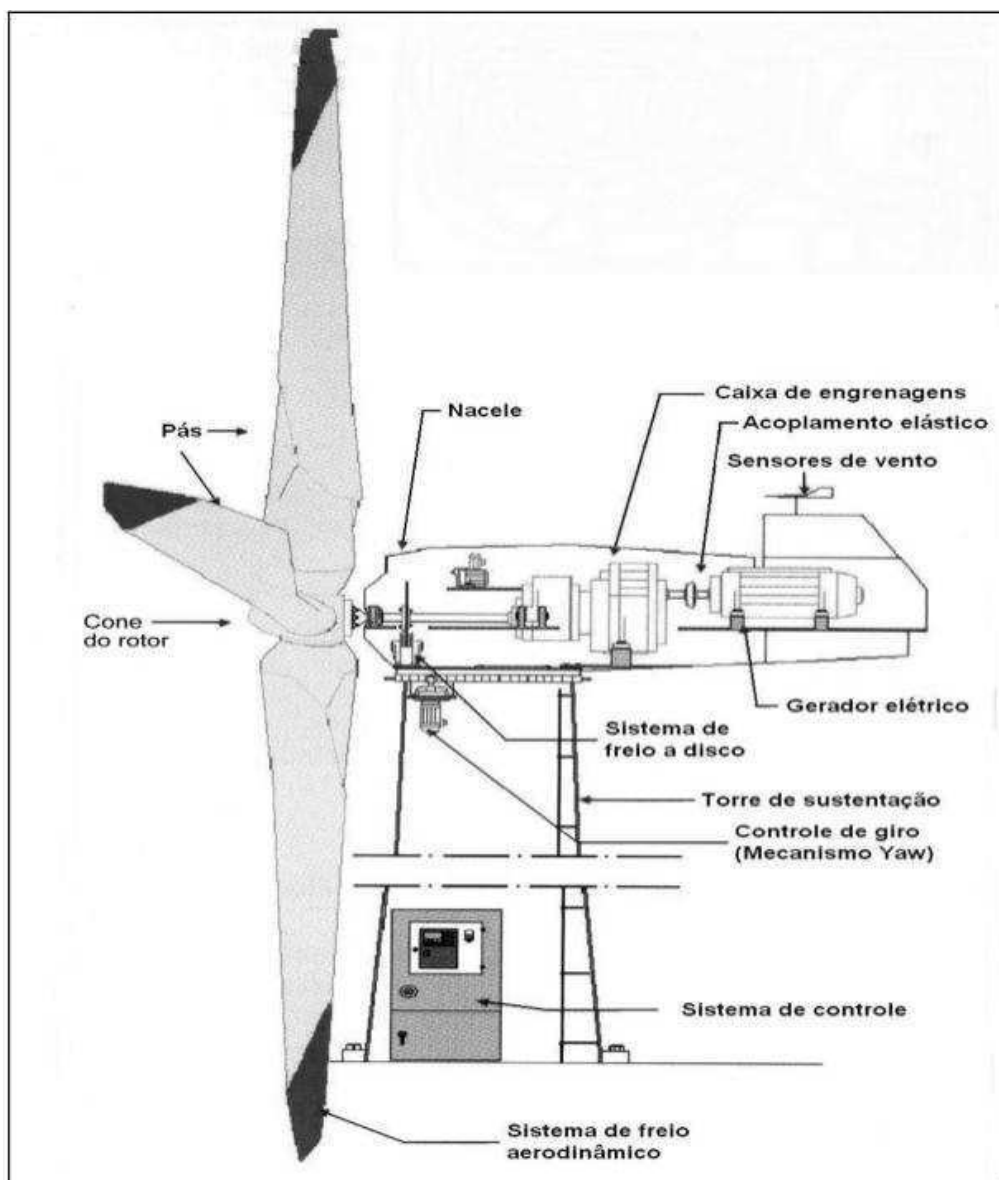


Figura 12 – Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal (PEREIRA, 2004)

a) Nacelle: a carcaça montada sobre a torre, composta pelo gerador, caixa de engrenagens, todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento;

b) Pás do rotor: responsáveis por capturar a energia cinética do vento e transformá-la em trabalho mecânico. As pás são fixadas no cubo do rotor. Inicialmente, as pás eram feitas de alumínio, mas atualmente, são fabricadas com fibras de vidro e reforçadas com epóxi;

c) Cubo ou cone do rotor: estrutura metálica situada à frente do aerogerador, constituída de aço ou liga de alta resistência. É montado e transportado como uma peça única a fim de evitar a montagem no local de instalação;

d) Eixo: responsável pela conexão do cubo ao gerador, transferindo energia mecânica da turbina. Também constituído de aço ou liga de alta resistência;

e) Caixa de engrenagens ou multiplicadora: responsável por adaptar a baixa velocidade do rotor à elevada velocidade de rotação dos geradores. Em máquinas de 600 a 750kW, por exemplo, a relação de engrenagens é de aproximadamente 1:50; Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construí-los. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões;

f) Gerador elétrico: responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica. Atualmente, existem diversos tipos de geradores: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. O mais utilizado nas turbinas modernas é o gerador de indução.

g) Torre: sustenta a nacela e o rotor. É vantajoso ter uma torre alta por que a velocidade do vento cresce à medida que se afasta do solo. Em aerogeradores modernos as torres podem atingir a altura de 40m a 60m. A torre é uma estrutura de grande porte e de elevada participação nos custos do sistema. As torres mais modernas são de metal tubular ou de concreto e podem ser sustentadas ou não por cabos tensores;

h) Controle de giro (mecanismo *yaw*): é conhecido também como mecanismo de orientação e utiliza motores elétricos para girar a nacela juntamente com o rotor contra o vento. Este mecanismo é operado por um controlador eletrônico que monitora a direção do vento, fazendo o aerogerador girar alguns graus para o melhor aproveitamento do vento.

i) Sistema de controle: contém um microprocessador que monitora, continuamente, as condições do aerogerador. Em caso de um mau funcionamento (sobrecarga, excesso de calor na caixa de engrenagens, etc.) ele automaticamente dispara o processo de parada da turbina eólica;

j) Sensores de vento: basicamente o anemômetro e a veleta. O primeiro mede a velocidade do vento e o segundo monitora a direção do vento. Os sinais do anemômetro são usados pelo sistema de controle para partir o aerogerador quando a velocidade do vento está em torno de 3,5 m/s a 5 m/s. Quando esta velocidade é superior a 25 m/s, o sistema de controle dispara o processo de parada do aerogerador de

forma a preservá-lo mecanicamente. Já o sinal da veleta é usado para girar o aerogerador contra o vento, por meio do mecanismo de orientação.

Existem diversos tipos de aerogeradores na atualidade e o que irá determinar qual o mais adequado são as características do local de instalação da turbina, incluindo o regime de ventos, e as preferências do comprador.

3.1.4 MOVIMENTOS DA TURBINA (*YAW*, *PITCH* E *ROLL*)

Não obstante aos eventuais movimentos da torre em função dos esforços estruturais aos quais está submetida, as pás de uma turbina eólica, podem mover-se em relação aos eixos x, y e z, conforme pode ser observado na Figura 13.



Figura 13 – Movimentos de uma Turbina Eólica (Araújo, A. M. UFPE, 2011)

O movimento de *yaw*, também conhecido como guinada ou cabeceio, é feito para que a turbina busque a melhor direção do vento em certo momento, de forma que seja captada a máxima potência disponível neste fluxo de ar. O movimento de *pitch* é o movimento de rotação das pás em relação ao seu próprio eixo, de forma a otimizar o ângulo de incidência do fluxo (ângulo de ataque), que será descrito no decorrer desta monografia. O ângulo de *roll*, por sua vez, é o movimento em relação ao eixo da torre.

3.2 A LEI DE BERNOULLI E OS AEROFÓLIOS

A lei de Bernoulli descreve o comportamento de um fluido movendo-se ao longo de uma linha de corrente e traduz para os fluidos o princípio da conservação de energia.

Bernoulli demonstrou que num fluido ideal (sem viscosidade nem atrito) em regime de circulação por um conduto fechado, a energia que possui o fluido permanece constante ao longo de seu percurso. A energia de um fluido em qualquer momento consta de três componentes: Cinética, Potencial Gravitacional e Energia de Fluxo. A equação de Bernoulli, abaixo, consta destes três termos:

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho gh + p = \text{constante} \quad (3.1)$$

Em que:

ρ = Densidade do fluido [kg/m^3];

v = Velocidade do fluido [m/s];

g = Aceleração gravitacional [m/s^2];

h = Altura [m];

p = Pressão [Pa].

A equação fundamental demonstra que a soma da pressão dinâmica e estática num fluido não viscoso se conserva. Portanto, se existir um aumento da velocidade e, conseqüentemente, da pressão dinâmica, esse aumento será acompanhado por uma diminuição da pressão estática e, caso a velocidade diminua e, conseqüentemente, a pressão dinâmica diminua, essa diminuição será acompanhada de um aumento na pressão estática.

O trajeto das partículas que passam o aerofólio pode ser mais longo em um de seus lados do que no outro. Para que o escoamento do fluido seja contínuo e sem descolamento, as partículas de fluido que passam pelo lado mais longo devem ter maior velocidade que as partículas que passam pelo lado menos longo, de forma que alcancem o bordo de fuga ao mesmo tempo, caracterizando um escoamento contínuo.

De acordo com a Lei de Bernoulli, a soma das pressões dinâmica e estática se conserva. Logo, o lado mais longo, no qual as partículas têm maior velocidade, torna-se

uma região de baixa pressão e o lado menos longo, no qual as partículas têm menor velocidade, torna-se uma região de alta pressão. Esse diferencial de pressão produz a Força de Sustentação (*Lift*), cuja direção é perpendicular à direção da velocidade do escoamento e o sentido é do lado de maior pressão para o lado de menor pressão. Para que exista um lado com trajeto mais longo e outro mais curto para as partículas atravessarem, o perfil deve ter uma inclinação em relação à direção do escoamento. Esse ângulo de inclinação da seção em relação ao escoamento é chamado Ângulo de Ataque (*Angle of Attack* - AOA). Adicionalmente, além da Força de Sustentação (*Lift*), em um aerofólio inserido em um escoamento, atua também uma força de resistência, denominada Força de Arrasto (*Drag*), cuja direção é a mesma da velocidade do escoamento e o sentido é contrário ao sentido do movimento do *foil* no escoamento (MELO, 2011). As forças descritas podem ser observadas na Figura 14, a seguir:



Figura 14 – Forças Atuantes em um Aerofólio (WIKIPÉDIA, 2013)

A força resultante que atua num perfil sendo atravessado por um escoamento é a soma vetorial da Força de Sustentação (*Lift*) e da Força de Arrasto (*Drag*), conforme pode ser observado na Figura 15, a seguir:

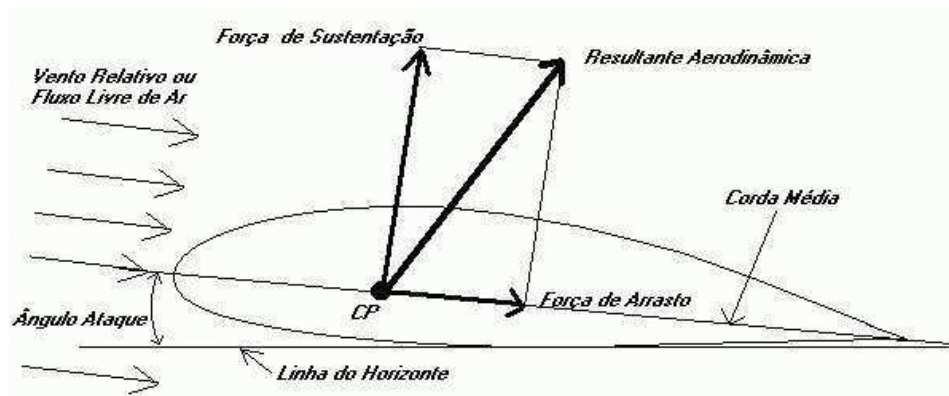


Figura 15 – Força Resultante em um Aerofólio (Lopes, D.P. Glauco, 2009)

Entendido o conceito físico das forças atuantes em um aerofólio, é possível agora entender o princípio de funcionamento de uma turbina eólica, onde as pás eólicas podem ser entendidas como um aerofólio e, assim, o seu movimento é gerado a partir da Força de Sustentação (*Lift*) descrita na Figura 15, gerada através da diferença de pressão nas partes superiores (baixa pressão) e inferiores (alta pressão) da pá.

Adicionalmente, os perfis podem ser simétricos ou assimétricos. Quando um perfil objetivo produzir Força de Sustentação para os dois lados, como lemes de navios, por exemplo, ele deve ser simétrico e a força será gerada apenas pelo ângulo de ataque, ou seja, se não houver um ângulo de ataque do perfil em relação ao escoamento não aparecerá a Força de Sustentação. Porém, quando o perfil simétrico assumir um ângulo de ataque, as partículas encontrarão de um lado um trajeto mais longo que do outro lado, fazendo assim surgir o *Lift*. Dessa forma, a eficiência de geração de *Lift* para os dois lados será igual. Quando um perfil busca gerar *Lift* apenas para um dos seus lados, como as asas de avião e as pás dos aerogeradores, por exemplo, que giram sempre no mesmo sentido, ele é projetado de forma assimétrica, de maneira que, mesmo sem assumir um ângulo de ataque em relação ao escoamento, será produzido um *Lift*, pois a assimetria impõe as partículas um trajeto mais longo em um dos lados mesmo quando não existe ângulo de ataque. Para que não seja produzida uma Força de Sustentação em um perfil assimétrico é necessário que este tenha um ângulo de ataque negativo de forma a gerar um equilíbrio e, conseqüentemente, uma força de sustentação nula.

3.3 AERODINÂMICA APLICADA ÀS TURBINAS

EÓLICAS

Do ponto de vista físico, a potência, P , que pode ser extraída do vento dependerá da velocidade de rotação da turbina, da velocidade do vento e do ângulo de pá ou de pitch, β . Além disso, P e também C_p são funções destas variáveis.

$$P = f(\omega, v, \beta) \quad (3.2)$$

Em que

ω = velocidade angular da pá da turbina [rad/s];

β = ângulo de pá [adimensional];

Assim, as forças do vento na seção da pá – e, portanto, a possível extração de energia – dependerão do ângulo de incidência γ entre o plano móvel das pás do rotor e a velocidade relativa do vento, como é apresentado na Figura 16, visto das pás em movimento.

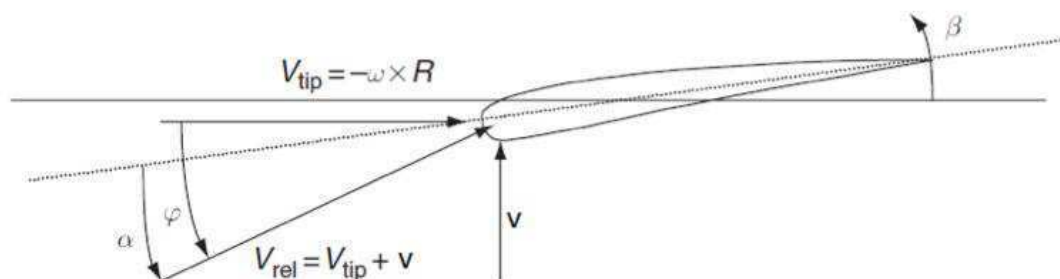


Figura 16 – Condições ilustrativas de vento para pá em rotação (ACKERMANN, 2005)

Simple considerações geométricas, as quais ignoram a turbulência do vento criada pela ponta da pá (ou seja, uma representação aerodinâmica bidimensional), mostram que o ângulo de incidência γ é determinado pela velocidade de vento incidente v e a velocidade de ponta. A velocidade de ponta de uma turbina eólica, outro termo comum em aerodinâmica de turbinas eólicas, é a relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá do rotor eólico e a velocidade do vento incidente na turbina (CUSTÓDIO, 2009).

A relação da velocidade de ponta da pá, λ , é um parâmetro que combina os efeitos da velocidade angular do rotor e a velocidade do vento e também pode ser relacionada com o coeficiente de potência.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (3.3)$$

Em que:

λ = velocidade de ponta da pá [adimensional];

R = raio aerodinâmico do rotor [m].

Os maiores valores de C_p são tipicamente obtidos para valores de λ na faixa entre 8 e 9 (quando a ponta das pás se move 8 a 9 vezes mais rápida que o vento incidente). Isso significa que o ângulo entre a velocidade relativa do ar – visto da ponta da pá – e o plano do rotor é um ângulo agudo. Ademais, o ângulo de incidência, a partir da Figura 16, é mais facilmente calculado como (ACKERMANN, 2005):

$$\gamma = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctan\left(\frac{u}{\omega R}\right) \quad (3.4)$$

Deve ser observado que o ângulo de incidência γ deve ser definido na ponta das pás e que o ângulo local será variável de acordo com o comprimento da pá, do hub ($r = 0$) até a ponta da pá ($r = R$) e, portanto, o valor local de γ dependerá da posição ao longo do comprimento da pá.

Em modernas turbinas eólicas, é possível ajustar o ângulo de *pitch* da pá inteira por meio de um servo mecanismo. Se a pá é virada, o ângulo de ataque α entre a pá e o vento relativo V_{rel} mudará adequadamente. Mais uma vez, torna-se claro de uma perspectiva física que as forças do vento relativo na pá - e, portanto, a extração de energia - dependerão do ângulo de ataque α entre as pás do rotor e a velocidade relativa do vento V_{rel} visto das pás em movimento.

Logo, tem-se que C_p pode ser expresso como função de λ e β :

$$C_p = C_1 \times \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \times \beta - C_4 \right) \times e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \quad (3.5)$$

$$\times \lambda$$

Em que:

C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 e C_6 = constants relacionadas com a aerodinâmica da turbina [adimensional];

λ_i = parâmetro dado pela equação abaixo [adimensional].

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \times \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.6)$$

C_p é função de potência altamente não linear de λ e β . Deve ser notado que uma grande vantagem da abordagem incluindo C_p, λ e β é que estas quantidades são normalizadas e podem ser comparadas, independentemente do tamanho da turbina.

Para turbinas com controle *estol*, as pás possuem uma posição angular fixa no hub, o que significa que o ângulo de pá β é constante (β_{const}). Logo, com ângulo de *pitch* fixo, a relação entre o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta_{const})$ e o coeficiente de ponta de pá, fornece uma curva semelhante à apresentada na Figura 17.

Assumindo a velocidade de vento constante, o coeficiente de ponta de pá variará proporcionalmente com a velocidade de rotação da turbina eólica. Assim, se a curva $C_p \times \lambda$ é conhecida para uma turbina eólica específica com raio de rotor da turbina R , é fácil construir a curva de C_p com a velocidade de rotação para qualquer velocidade de vento, v . Essas curvas serão de forma idêntica para as diferentes velocidades, porém serão diferentes com relação ao ‘alongamento’ destas, como pode ser visto na Figura 20. Ademais, o ponto operacional ótimo da turbina eólica numa dada velocidade de vento é determinado pela velocidade do rotor para λ_{opt} . A velocidade ótima de rotação da turbina ω_{opt} será obtida após reescrever a Equação anterior como:

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} R}{v} \quad (3.7)$$

A velocidade ótima do rotor numa dada velocidade pode ser também obtida da Figura 18. Percebe-se que a velocidade de rotação ótima para uma velocidade de vento específica depende do raio da turbina, o qual aumenta com a potência nominal da

turbina, no caso 2 MW. Logo, quanto maior a potência nominal da turbina, menor a velocidade de rotação ótima.

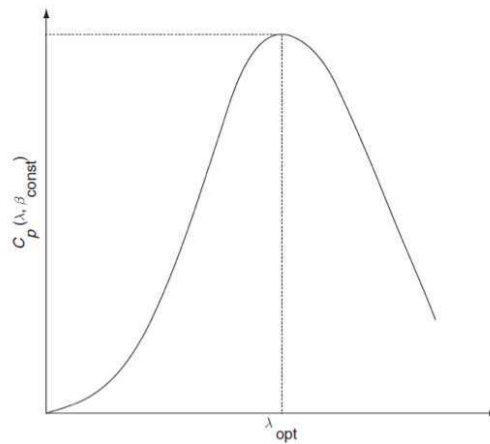


Figura 17 – Curva $C_p \times \lambda$ para um ângulo de *pitch* fixo (ACKERMANN, 2005)

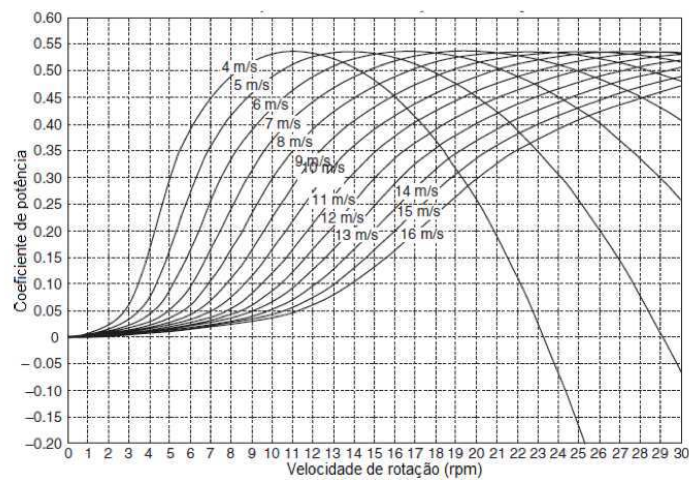


Figura 18 – Curva $C_p \times \lambda$ para várias velocidades de vento (ACKERMANN, 2005)

A potência mecânica ou a potência gerada em cada aerogerador é um parâmetro fundamental, pois é através da sua análise que pode-se quantificar alguns desvios no comportamento dos aerogeradores, principalmente em relação à energia esperada.

3.4 POTÊNCIA DOS AEROGERADORES

Como dito anteriormente, a potência disponível no vento varia com o cubo da velocidade do vento. Assim, um aumento de 10% na velocidade do vento, resulta num incremento de 30% na energia disponível.

3.4.1 CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência de uma turbina eólica, segue essa relação entre a velocidade de partida (*cut-in*), velocidade na qual a turbina eólica começa a operar, e a velocidade nominal. Na Figura 19, apresenta-se a curva de potência típica de uma turbina eólica com potência nominal de 1500 kW, com controle *pitch*. Tipicamente, a velocidade de *cut-in* está na faixa entre 3 e 6 m/s, dependendo do fabricante.

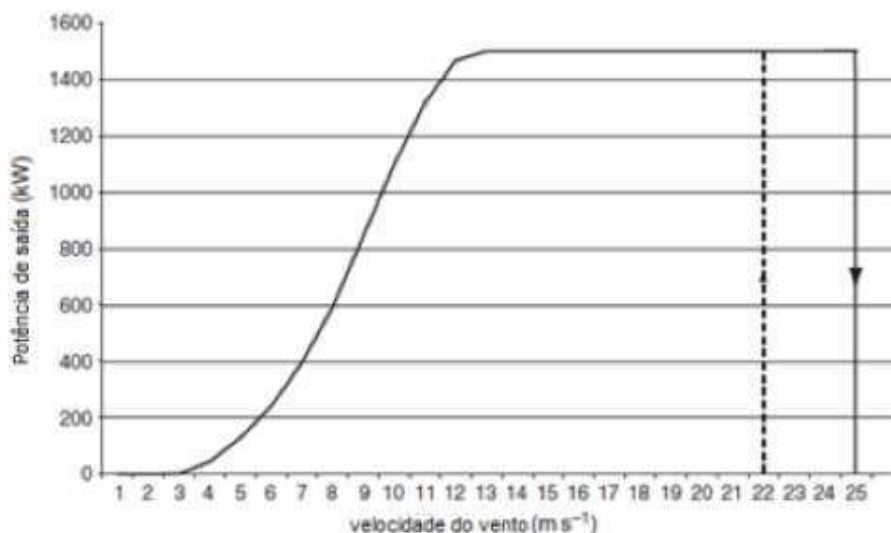


Figura 19 – Curva de potência de uma turbina eólica de 1500 kW (ACKERMANN, 2005)

Para velocidades do vento superiores à velocidade nominal, a máxima produção de potência será limitada, ou em outras palavras, algumas partes da energia disponível no vento serão ‘descartadas’. A regulação da potência de saída pode ser obtida com controle de *pitch* – ou seja, mudança de configuração das pás de modo a controlar a potência – ou com controle de *stall* – ou seja, o design aerodinâmico das pás do rotor regula a potência do aerogerador.

Assim, a turbina eólica produz seu máximo de potência dentro de um intervalo de velocidade de vento, o qual possui como limite superior a velocidade de parada (*cut-out*).

A velocidade *cut-out* do vento é a velocidade para qual a turbina eólica para sua produção de energia e funciona de acordo com a velocidade principal do vento, ou seja, como um ventilador. Tipicamente, a velocidade de *cut-out* está na faixa entre 20 a 25 m/s, dependendo do fabricante.

A curva de potência depende da pressão do ar – ou seja, a curva de potência varia de acordo com a altura acima do nível do mar assim como é alterada segundo a forma aerodinâmica das pás do rotor. A curva de potência de turbinas eólicas à velocidade fixa com controle por *estol* também pode ser influenciada pela frequência do sistema elétrico. Por fim, a curva de potência de um parque eólico não é obtida automaticamente pela junção das curvas individuais dos aerogeradores do parque, devido ao efeito esteira e sombreamento entre as turbinas.

3.4.2 CONTROLE AERODINÂMICO DE POTÊNCIA

Quando o vento assume valores de velocidades acima daquela que fornece a potência de regime, a energia produzida no rotor deve ser limitada, como forma de se manter o nível de potência produzida no rotor, nos valores próximos ao da máxima capacidade de projeto, para isso, deve-se reduzir as forças motrizes que atuam em cada pá do rotor, bem como, a carga total que atua na estrutura da turbina. O atual estágio de desenvolvimento das turbinas eólicas oferece três formas construtivas que permitem o controle da potência produzida no rotor, a saber:

3.4.2.1 CONTROLE POR ESTOL (*STALL REGULATION*)

Neste sistema, as pás são fixadas de tal forma que não é possível girá-las em torno de seu eixo longitudinal. Devido ao perfil do aerofólio, o fluxo de ar nas pás do rotor modifica-se criando turbulências em condições de altas velocidades de vento na parte da pá que não está voltada diretamente para o vento. Dessa forma o fluxo de ar na área próxima ao perfil da pá se afasta da superfície provocando turbulências entre este fluxo e a superfície. Este efeito é conhecido como ‘*stall effect*’. O resultado é a redução da força de sustentação e aumento da força de arrasto (CUSTÓDIO, 2002).

O estol promove uma redução das forças aerodinâmicas e, por consequência, a redução da potência produzida pelo rotor. Este consiste de um complicado processo aerodinâmico.

O ‘*stall effect*’ mostra-se de difícil determinação e agrava-se ainda mais em condições de ventos instáveis. Por muito tempo os projetistas de turbinas eólicas consideraram o ‘*stall effect*’ como sendo de difícil utilização em turbinas de grande porte. Porém, devido à experiência acumulada no desenvolvimento de pequenas e médias turbinas foi possível desenvolver métodos confiáveis de definição do ‘*stall effect*’. Nos dias de hoje alguns fabricantes de turbinas com potência na ordem de uma unidade de Megawatt usam ‘*stall-regulation*’ (CUSTODIO 2002, ACKERMANN, 2002, SHIKHA, 2003). A Figura 20 mostra o esquema típico de um aerogerador com controle por Estol.

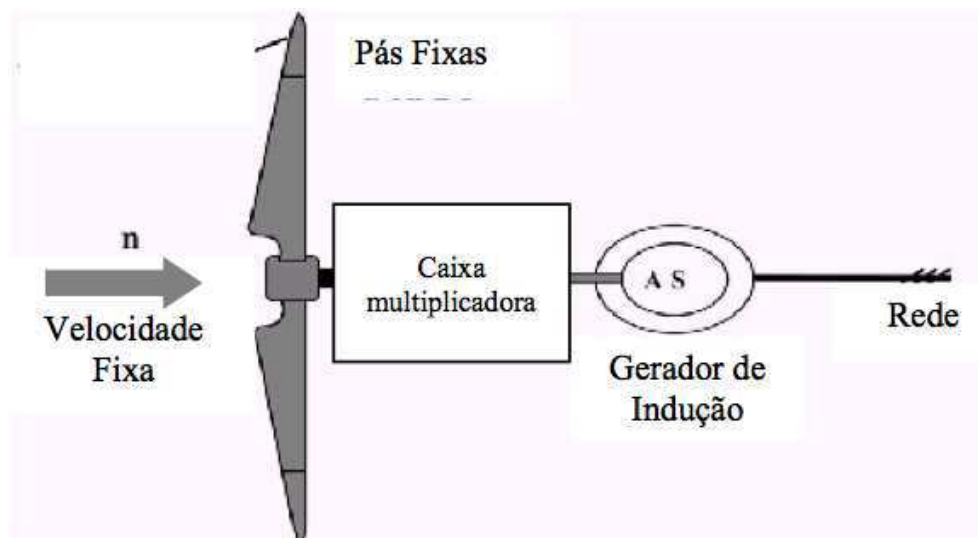


Figura 20 – Aerogerador com Controle por Estol – (www.windpower.org, 2003)

3.4.2.2 CONTROLE DE PASSO (*PITCH REGULATION*)

Neste sistema, as pás são fixadas ao cubo do rotor de forma a ser possível o giro das mesmas em torno do seu eixo longitudinal. Esta flexibilidade permite o controle da potência produzida no rotor. O avanço das pás sobre seu eixo é feito através de um sinal emitido pelo gerador de potência. Quando se efetua o giro das pás ao redor do seu eixo, se está modificando as condições relativas do vento, bem como as forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás, de maneira tal que a potência produzida pelo rotor permaneça constante depois de atingida a potência nominal definida para a turbina.

O controle de passo utilizado em médias e grandes turbinas, normalmente se baseia em um sistema hidráulico controlado por um computador. Alguns fabricantes também usam motores elétricos, controlados eletronicamente, para efetuar o avanço no passo das pás. Este sistema de controle deve ser capaz de ajustar gradualmente o passo das pás sempre que ocorrer uma variação de velocidade, de forma a manter uma produção constante de potência na saída do rotor.

O impulso provocado pelo rotor sobre a torre e estrutura de fundação em aerogeradores com controle de passo é consideravelmente menor que o provocado por turbinas com controle de estol. Esta constatação permite observar a existência de uma redução de material empregado e por conseqüência um menor peso de toda estrutura em aerogeradores com controle de passo.

Turbinas que usam o controle de passo apresentam melhores rendimentos em regiões onde predominam ventos com menores médias de velocidade do que turbinas com controle de estol, isso ocorre porque as pás do rotor, em turbinas com controle de passo, podem ser constantemente mantidas em um ângulo ótimo, mesmo que em baixas velocidades.

Turbinas com controle de estol devem ser desligadas sempre que uma determinada velocidade do vento for atingida. Nas turbinas com controle de passo é possível mudar gradualmente a velocidade de giro do rotor, podendo as mesmas operar, inclusive, em uma situação em que não haja carga, bastando para isso basta avançar as pás até seu ângulo máximo.

Em altas velocidades, quando o efeito de estol torna-se efetivo, as turbinas com controle de estol apresentam a vantagem de converter a energia do vento com menos oscilação que a conversão verificada em turbinas com controle de passo dentro de um mesmo modo de regulagem. A Figura 21 mostra o esquema típico de um aerogerador com controle de passo.

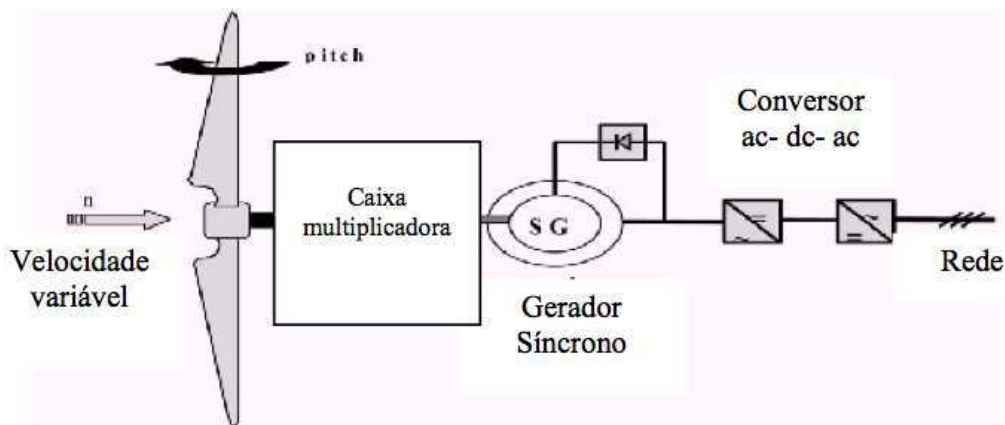


Figura 21 – Aerogerador com Controle de Passo – (www.windpower.org, 2003)

3.4.2.3 CONTROLE ATIVO DE ESTOL (*ACTIVE STALL REGULATION*)

Esta forma de regulação consiste na junção e uso das técnicas de controle de passo e estol. Em baixas velocidades de vento as pás são avançadas sobre seu eixo tal como no sistema de controle de passo, com o objetivo de alcançar o ponto de maior eficiência e estabelecer um torque razoavelmente elevado que garanta uma determinada força de giro.

Quando a turbina atinge sua capacidade de projeto, o controle ativo de estol avança as pás na direção oposta do avanço feito pelas turbinas de controle de estol. Este movimento aumenta o ângulo de ataque das pás do rotor no objetivo de conduzir as pás a um maior efeito de estol. Argumenta-se favorável ao Controle Ativo de Estol, o fato de que neste sistema de controle é possível alcançar uma produção regular de energia, semelhante à energia obtida nas turbinas de controle de passo, de forma mais simplificada em sua determinação.

4 FATOR DE CAPACIDADE

O fator de capacidade de uma estação de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. É uma medida adimensional que traduz a “eficiência” da usina eólica em relação ao seu valor nominal e serve como parâmetro para comparar projetos de potência nominal diferentes. É, na realidade, muito mais uma eficiência Econômica do que Física.

A fórmula utilizada para o cálculo do fator de capacidade de uma usina eólica é mostrado a seguir.

$$FC = \frac{GA}{8760 \times PN} \quad (4.1)$$

Em que

FC = Fator de Capacidade;

GA = Geração Anual da usina eólica [MWh]

8760 = Número de horas do ano;

PN = Potência Nominal da usina eólica [MW].

Por duas décadas, o fator de capacidade da energia eólica medindo a energia média entregue, foi assumido na faixa de 30-35% da capacidade nominal. No entanto, o valor médio percebido para a Europa nos últimos cinco anos é inferior a 21%. Conseqüentemente o custo privado é dois terços superior e a redução das emissões de carbono é 40% menor que a prevista anteriormente.

Neste trabalho são documentadas essas discrepâncias e mostrados dados que dão ênfase às variações de longo prazo da velocidade do vento, o comportamento da indústria de energia eólica, a interferência política e o modo de financiamento. Concluiu-se com as conseqüências do erro do cálculo do fator de capacidade e algumas recomendações.

4.1 O FATOR DE CAPACIDADE NA EUROPA

4.1.1 IMPORTÂNCIAS DO FATOR DE CAPACIDADE

A atitude dos cidadãos eleitores na União Europeia para com o meio ambiente e a ameaça da mudança climática levou seus representantes eleitos a tomar medidas para reduzir as emissões de carbono realizada pelos homens. Foram definidas metas obrigatórias bastante ambiciosas no âmbito da participação de fontes renováveis de energia (RES - *Renewable energy sources*) no meio da eletricidade. Os EUA e outros países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD - *Organization for Economic Co-operation and Development*) estão a ponto de adotar medidas semelhantes. Isto, por si só, indica que o valor social marginal de outras reduções é maior do que seu custo marginal (pelo menos nas sociedades afluentes). A contribuição de uma RES para a redução de carbono é o produto da produção de eletricidade pelo teor de carbono da mistura atual de combustível utilizado (normalmente calculado a nível nacional). Uma vez que a mistura de combustível evolui lentamente, pode-se assumi-la como constante para uma primeira aproximação (Contudo, enquanto a parte da produção de eletricidade das fontes renováveis de energia cresce, o teor de carbono da mistura de combustível decresce e logo, as fontes renováveis tornam-se menos eficientes (em termos de redução de emissão de carbono)). Eventualmente, o valor social de uma RES é simplesmente a sua produção anual e por sua vez, a produção é o produto da capacidade instalada pelo fator de capacidade.

Capacidade instalada, seja computado no nível de região, estado ou país, é a informação mais amplamente divulgada sobre uma tecnologia de geração de energia elétrica, seja eólica, hidrelétrica ou nuclear, principalmente porque é facilmente entendida pelos eleitores. É portanto natural que exista uma logística para informação da tecnologia apresentada, neste aspecto, a fim de manter o apoio político e subsídios (qualquer que seja a forma que eles venham). Da mesma forma, autoridades políticas enfatizam a capacidade da instalação como uma demonstração de uma má implementação das políticas anteriores. O fator de capacidade é um indicador menos intuitivo que mede a eficiência econômica de uma tecnologia e, portanto, é importante para os cálculos de custos, e este é o ponto que será levantado, para o cumprimento global das metas de redução da emissão de carbono.

Grandes hidrelétricas têm sido o principal contribuinte das fontes de energia renováveis durante grande parte do século passado, mas seu desenvolvimento tem diminuído consideravelmente em países desenvolvidos devido a saturação de lugares adequados e acima de tudo a oposição política devido aos impactos ambientais. Nas últimas duas décadas, a geração de energia eólica (WPG - *Wind Powered Generation*) tem provado ser a alternativa econômica que mais cresce no âmbito das fontes de energia renovável no âmbito da energia elétrica. Esta já conquistou uma cota significativa em vários países e tende a crescer ainda mais (dada a política pública anteriormente mencionada). Particularmente para esta tecnologia, e essencialmente todas as fontes renováveis, o custo marginal é próximo a zero, de modo que o custo nivelado (médio) da produção é inversamente proporcional ao fator de capacidade. Um bom conhecimento do fator de capacidade da geração de energia eólica é, então, crucial tanto para iniciativas privadas como públicas.

Na verdade, um investidor privado se preocupa com o lucro total, portanto, para produção de geração de energia eólica. Para comparar os projetos de tamanho semelhante (em termos de capacidade) baseia-se em uma taxa de retorno, que neste caso é proporcional ao fator de capacidade médio ao longo de 20 anos de vida útil do equipamento. Da mesma forma, quem toma a decisão pública deve designar esquemas de suporte às fontes de energias renováveis com uma visão de forma a utilizar eficientemente o dinheiro dos contribuintes, ou seja, obter a maior quantidade de redução de emissões de carbono por unidade monetária aplicada, de modo que, mais uma vez o fator de capacidade é a preocupação central. Além dos seus objetivos ambientais, as fontes de energias renováveis também ajudam a reduzir a dependência das importações de combustíveis fósseis, ou seja, quanto mais eficiente for a geração de energia eólica em um país, mais independente de energia este se torna. Pode-se assim concluir que a informação do fator de capacidade é valioso para todos os lados que lidam com a energia eólica.

4.1.2 OBSERVAÇÕES LOCAIS

Antes de aprofundar em estudos empíricos, o conceito de fator de capacidade deve ser identificado para além da intuitiva razão do potencial produção. O alcance pode variar de uma única turbina a toda a população (em escala mundial), passando por regiões, países ou classes, tais como *offshore/onshore* ou planície/montanha.

Ao contrário de algumas tecnologias controláveis que são capazes de produzir durante todo o dia (exceto por falhas), as turbinas eólicas dependem do vento intermitente para produzir eletricidade. O fator de capacidade diário é, portanto, susceptível a uma grande variação de um dia para o outro. A fim de obter um valor constante adequado à tecnologia em análise, o período de observação deve ser grande o suficiente para suavizar a variação temporal, por exemplo, um ano ou, melhor ainda, uma década. Quando calculada sobre períodos tão longos, os fatores de capacidade tornam-se completamente independentes de fenômenos intermitentes que, não são, portanto, considerado neste trabalho.

Deve ser notado desde o início que o fator de capacidade de uma turbina eólica pode ser definido em qualquer nível entre 0% e 100% por uma escolha apropriada do tamanho do motor e do gerador. No entanto, cada localização geográfica corresponde uma única combinação de rotor e tamanho do gerador que maximiza a produção de energia anual (a longo prazo). Como já dito, esta é a escolha ideal para um investidor (público ou privado). Assim, pode-se seguramente assumir que cada turbina eólica em funcionamento é realmente projetada desta forma. Deste ponto em diante, o fator de capacidade de uma turbina eólica torna-se um valor exógeno totalmente dependente da sua localização geográfica.

A literatura acadêmica sobre fatores de capacidade não é grande. Foram pesquisados os bancos de dados de Elsevier, Springer e Wiley para “fator de capacidade” e “energia eólica” e reunidos os resultados de forma sintética na Tabela 3. Códigos da letra G são de âmbito global (país), L para o âmbito local, T para a teóricos. A maioria dos estudos utiliza modelos computacionais aplicados aos registros de dados de velocidade do vento em locais específicos, Alguns utilizam a amostras da produção de parques eólicos para extrapolar à áreas maiores. Foram relatadas as estimativas do fator de capacidade. Embora algumas medidas baixas são registradas, o quadro geral é um fator de capacidade bastante alto. Por exemplo, os dados médios da tabela são de 37%.

É interessante notar que estudos voltados para o cálculo do potencial de energia eólica em nível da Terra dependem de fatores de capacidade mais realistas: Grubb e Meyer (1993), do Conselho Mundial de Energia (1994) e Hoogwijk et al. (2004) utilizaram, respectivamente, 22,5%, 25,1% e 26,5%.

Tabela 3 – Estimativa de fatores de capacidade (Energy Policy Journal, 2009)

Conferência	Ano	Fator de Capacidade Estimado	Código	Localidade
Nfaoui et al.	1991	33%	L	Macau
van Wijk et al.	1992	22%	L	Holanda
Wood	1994	55%	L	Nova Zelândia
Cavallo	1995	60%	L	Kansas, EUA
Salameh and Safari	1995	35%	L	Jordânia
Cataldo and Nunes	1996	40%	L	Uruguai
Abed	1997	40%	T	-
Iniyani et al.	1998	19%	L	Índia
Iniyani and Jagadeesan	1998	25%	L	Índia
Jangamshetti and Rau	1999	29%	L	Índia
Pryor and Barthelmie	2001	25-51%	L	Dinamarca
Lu et al.	2002	39%	L	Hong Kong
Chang et al.	2003	45%	L	Taiwan
Teetz et al.	2003	49%	L	Antarctica
Doherty et al.	2005	31%	L	Irlanda
Jaramillo et al.	2004	51%	L	México
Rehman	2004	38%	L	Arábia Saudita
Abderrazzaq	2004	24%	L	Alemanha
Bird et al.	2005	38%	L	Califórnia, EUA
Denholm et al.	2005	46%	L	Dakota do Norte, EUA
Ilkan et al.	2005	35%	L	Cyprus
White	2006	20-29%	L	Minnesota, EUA
Ahmed Shata and Hanitsch	2006	53%	L	Egito
Inoue et al.	2006	17-45%	L	Japão
Caralis et al.	2008	27-30%	G	Grécia
Sahin	2008	30%	G	Turquia

4.1.3 PERCEPÇÕES GLOBAIS

Neste trabalho, serão reunidas diversas informações sobre a capacidade de energia eólica (GW) e sua produção (TWh) que aparecem nos relatórios públicos e sites para calcular séries temporais de fatores de capacidade entre os países.

A principal referência é o barômetro de energia eólica de EurObserv'ER, com correções a partir de fontes mais confiáveis, sempre que disponível. Enquanto existem apenas pequenas revisões a respeito da capacidade instalada de ano para ano, em todas as fontes, os dados de geração mostram discrepâncias importantes, tanto entre os relatórios anuais da mesma fonte quanto de diferentes fontes. Foram analisados os relatórios mais recentes e pesquisas dos Operadores do Sistema de Transmissão (TSO - *Transmission System Operators*).

Como se está principalmente interessado pela implantação em larga escala da geração de energia eólica, o estudo foi limitado a países onde a energia eólica representa mais de 1% da capacidade total de geração. A Tabela 4 exhibe os registros reais da

geração de energia eólica em países europeus ordenados por capacidade instalada atualmente. As três primeiras linhas indicam a capacidade instalada no final de 2007, a produção em 2007 e a parcela de carga atendida pela geração de energia eólica em 2007. O resultado final é a média aritmética dos cinco fatores de capacidade anuais ao longo do período de 2003-2007. Limitamo-nos a este intervalo de tempo para permitir a inclusão de um número máximo de países. Para dar conta do desenvolvimento contínuo de geração de energia eólica, foi utilizada a capacidade média instalada no meio do ano, isso gera maiores fatores de capacidade do que com a relação entre a produção e a capacidade de final de ano.

O fator de capacidade médio europeu ao longo dos últimos cinco anos é inferior a 21%. Comparado com o valor popular de 35%, a Geração de Energia Eólica é $\frac{35}{21} - 1 = 67\%$ mais cara e contribui $1 - \frac{21}{35} = 40\%$ menos toneladas de redução de emissão de carbono do que a previsão ideal feita anteriormente (qualquer que seja o teor de carbono da mistura de combustível Europeia). Mesmo se for estabelecido o, pouco divulgado, valor de 24% tido pelo lobby europeu de energia eólica para um “ano normal de ventos” no nível atual de desenvolvimento, o aumento dos custos ainda é de 15% enquanto o insucesso do carbono ainda é de 13%.

Tabela 4 – Média dos fatores de capacidade no período de 2003-2007 (*Energy Policy Journal*, 2009)

Área	EU-15	Alemanha	Espanha	Dinamarca	Itália	Reino Unido	França	Portugal	Holanda
Capacidade (GW)	56.3	22.2	14.1	3.1	2.7	2.5	2.4	2.2	1.7
Energia (TWh)	97.7	39.5	28.8	6.1	4.2	5.3	4.2	3.8	3.5
<i>Load Share</i> (%)	3.2	6.2	8.5	15.6	1.3	1.3	0.7	7.0	3.3
Fator de Capacidade	20.8	18.3	24.8	22.8	19.1	26.1	22.3	22.7	21.5

Área	Áustria	Grécia	Irã	Suécia	Bélgica	Polónia	Finlândia	Canadá	EUA
Capacidade (GW)	1.0	0.9	0.8	0.7	0.3	0.3	0.1	2.4	16.6
Energia (TWh)	2.0	1.9	1.9	1.2	0.5	0.5	0.2	4.4	32.1
<i>Load Share</i> (%)	3.1	2.9	16.2	0.8	0.5	0.3	0.2	1.9	0.7
Fator de Capacidade	20.1	29.3	29.3	21.7	20.0	25.9	21.8	22.4	25.7

Fatores de capacidade verificados oscilam ao longo do tempo e das regiões na faixa de 20-30%. O ponto mais alto é encontrado na Grécia, Eire (República da Irlanda) e no Reino Unido todos os que beneficiam de numerosas áreas costeiras com abundância de ventos e com baixa densidade de população que permitem sessões eficazes nessas zonas preferíveis. O contraste entre as regiões com baixo e alto fator de capacidade é falado mais adiante na seção 5.4.3.

Para referência, a Tabela 4 inclui os Estados Unidos em nível federal (EUA) e Califórnia (CA), o estado com a maior experiência em geração de energia eólica. Comissões reguladoras em outros estados com larga implantação de energia eólica não parecem envolver com geração de energia eólica pois nenhuma informação é divulgada. A Administração de Informação de Energia (EIA - *Energy Information Administration*) recolhe dados mensais de 40% das maiores plantas (todas as tecnologias incluídas) e estimativas de geração para os restantes 60%. O fator de capacidade resultante no nível dos EUA está em contraste gritante com AWEA de (2005) que afirma que 35% é um fator de capacidade típico para os EUA. Da mesma forma, Bolinger e Wiser (2009) utilizam o conjunto de dados da EIA para exibir o fator de capacidade de 2007 de acordo com o ano de instalação de turbinas. Embora a média das diferentes classes não seja fornecida, a impressão que se tem de olhar para a curva é que o fator de capacidade dos EUA foi acima dos 30% em 2007. No entanto, a mesma fonte de dados indica o FC global dos EUA, de 26%. A discrepância entre o desempenho percebido e antecipado é bastante notável.

A mais gritante discrepância entre a valores teóricos e valores verificados diz respeito à implantação em larga escala de geração de energia eólica offshore. Relatórios acadêmicos sobre o Reino Unido pela SDC (2005), Gross et al. (2006) ou Sinden (2007) mostram o fator de capacidade de 35% no horizonte de 2020 adotado por Dale et al. (2004). Os autores posteriores justificaram a sua escolha, alegando que o recurso eólico Reino Unido é excelente e que metade da capacidade será offshore. Enquanto a primeira afirmação é, em termos relativos, é discutível em termos absolutos. De fato, a Tabela 4 indica que a geração de energia eólica no Reino Unido é 25% mais produtiva do que a média da UE, mas como no geral é muito baixa, o fator de capacidade do Reino Unido acaba sendo moderado e ainda longe do nível teórico de 35%. Em segundo lugar, dada a média de longo prazo de fator de capacidade 27,5% para a atual capacidade *onshore* no Reino Unido, futuramente a energia eólica offshore necessitaria chegar a um FC de 43% para alcançar a marca global de 35%.

Esta meta será difícil de alcançar, uma vez que o FC médio de 2003-2007 para offshore é de 26,5%. A opinião mais recente pela BWEA (2006) propõe uma meta mais conservadora de FC de 30% para *onshore* e 35% para offshore.

Em nível europeu, a visão recente oferecida pela EWEA (2008) assume que, até 2020, fatores de capacidade alcançarão 29,6% para *onshore* e 44,6% para offshore. Curiosamente, na EWEA (2007b), publicada meses antes, o futuro do FC offshore foi fixado em 40%. A diferença em relação ao valor de 44,6% simplesmente reflete a ausência de informações concretas sobre a qual basear uma estimativa, obrigando os autores a fazer suposições infundadas. Comparar o futuro do FC *onshore* com o nível atual significa dizer que repotenciação, melhor posicionamento e melhor design de turbinas eólicas são esperados para aumentar a eficiência global em $\frac{29.6}{20.8} - 1 = 42\%$ em apenas pouco mais de uma década. Isto não é nem de perto, uma tarefa fácil.

Em nossa opinião, os fatores de capacidade (em nível nacional) acima de 30% para *onshore* e acima de 40% para offshore são meros saltos de fé sem o apoio de dados de medição e um modelo apropriado da curva de aprendizagem capaz de cumprir essas promessas. Eles deveriam ser propriamente revistos usando a riqueza de informações que está começando a emergir dos relatórios das partes interessadas e as políticas de divulgação de dados.

4.2 VARIABILIDADE DO VENTO

Nesta seção, primeiro será relatado sobre índices de vento, um esforço para acompanhar as variações do vento em nível da década, o que explica parte do quebra-cabeça fator de capacidade. Em seguida, são apresentados alguns dados meteorológicos de muito longo prazo que ajudam a entender como as crenças sobre altos FCs puderam ser sustentadas até agora.

4.2.1 ÍNDICES DE VENTO

A distribuição a longo prazo da velocidade do vento é conhecida por depender de fenômenos meteorológicos cuja duração é da ordem da década. Fatores de capacidade com base na produção anual não refletem o potencial a longo prazo de uma região porque eles tendem a evoluir. Por essa razão, um baixo fator de capacidade

observado pode ser devido a ventos baixos não usuais, abaixo do seu potencial de longo prazo. Vários institutos de pesquisa dos países que fazem fronteira com o Mar do Norte mediram as variações de longo prazo da velocidade do vento e produziram um índice de vento, que é basicamente a razão da produção mensal atual com a média de longo prazo. A mais longa série de dados vem da Dinamarca. A Figura 22 mostra o índice de vento mensal dinamarquês ao longo do lado da sua média de longo prazo em 100. Embora os valores de índice mensal diferem entre os países, pode-se ver na Figura 23 que suas médias anuais, no entanto, evoluem de forma paralela.

Foram utilizados os índices anuais de vento para corrigir os FCs observados em cada país. A média do FC ao longo da última década aumenta de 24,3% para 25,5% para a Dinamarca, de 18,6% para 18,9% para Alemanha e de 20,9% para 21,9% para os Países Baixos. Como um experimento inteligente, pode-se aplicar o índice dinamarquês (o mais confiável) aos dados da UE-15 no período de 2003-2007; essa correção aumenta o FC de 20,8% para 22,5%. Conclui-se, assim, que o potencial da velocidade do vento deve ser levado em conta, embora os seus efeitos não sejam tão grandes como o lobby do vento finge ser. Por exemplo, a Associação Alemã de Energia Eólica usa uma potencial medição de geração de energia eólica que equivale a um índice vento implícito que é artificialmente fixado em 20% abaixo do índice de vento alemão real calculado pelo instituto de pesquisa ISET (A relação entre o potencial real produzido é um índice de vento implícito cuja média ao longo dos últimos 15 anos é de 80%, enquanto os “verdadeiros” índices de vento alemão tem média de quase 100%).

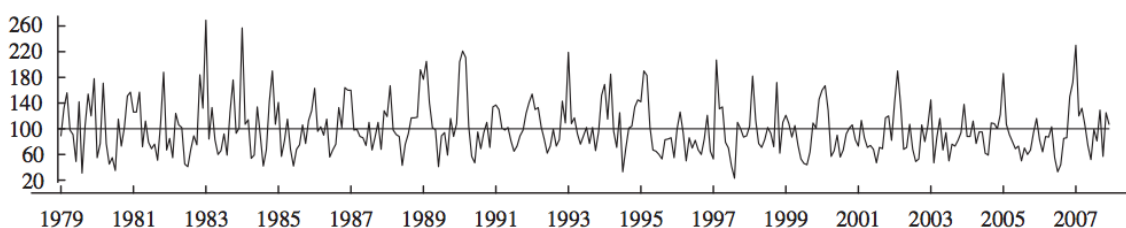


Figura 22 – Índice de vento mensal na Dinamarca (Energy Policy Journal, 2009)

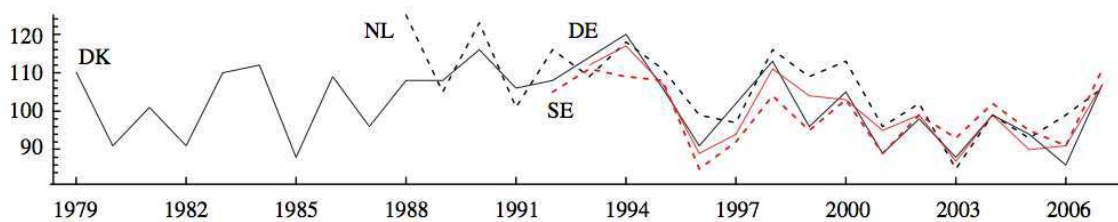


Figura 23 – Índices de médias anuais de ventos no norte da Europa (Energy Policy Journal, 2009)

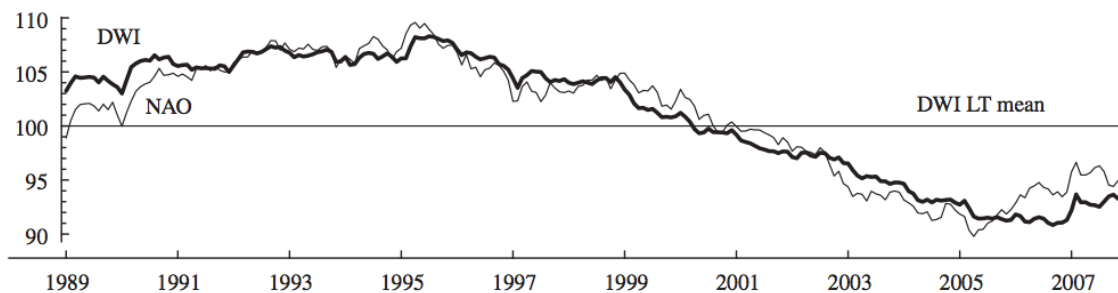


Figura 24 – Índice NAO versus índice de vento da Alemanha (Energy Policy Journal, 2009)

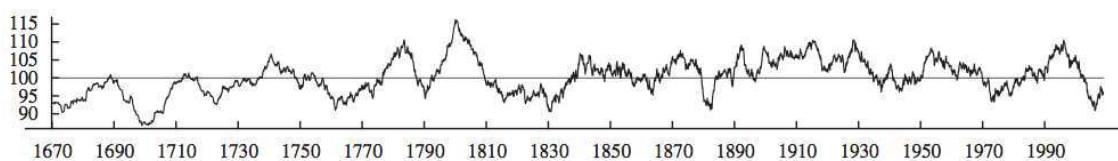


Figura 25 – Mudança a longo prazo no índice NAO (Energy Policy Journal, 2009)

4.2.2 EVOLUÇÃO DO VENTO A LONGO PRAZO

Atkinson et al. (2006) mostra que a oscilação do Atlântico Norte é uma boa aproximação aos índices de vento do norte da Europa durante o período 1990-2005. Nossa prorrogação do período de 1979-2007 confirma as suas conclusões.

O procedimento é como se segue. Primeiro é dimensionada a série mensal NAO (NAO – North Atlantic Association) por um fator de 1.000. Em seguida, executa-se mínimos quadrados do Índice de vento dinamarquês (DWI - Danish Wind Index) ao longo dos 10 anos de média móvel do índice NAO. Por fim, utiliza-se a interceptação 96 e encosta 0,0288 para redimensionar o índice NAO. A Figura 24 mostra os 10 anos de média móvel do DWI (curva negrito) em conjunto com os 10 anos de média móvel do índice NAO redimensionado (e a média do DWI a 100).

Três décadas podem ser consideradas como a longo prazo em economia, mas é um período bastante curto de oscilações atmosféricas e, portanto, para a velocidade do

vento. Isto é ilustrado na Figura 25, exibindo os valores mensais dos 10 anos de média móvel do índice NAO por mais de três séculos. Vê-se claramente um aumento do NAO começando por volta de 1970 e com duração de duas décadas. Ao observar que o rendimento médio das turbinas eólicas foi aumentando durante essas duas décadas, um profissional teria estado correto ao excluir “onda de vento de longa duração” como foi e ainda remete a um evento de baixa probabilidade. A melhoria da tecnologia foi, portanto, uma causa mais plausível. Isso pode ter indevidamente reforçado a crença de colocada no efeito da curva de aprendizado (Seção 4.3.2). A Figura 25, concentrando-se nas últimas quatro décadas, garante esta opinião. Pode ser visto como a média em movimento de um ano, exibida em cinza, varia muito, criando um surto ou declínio impossível de ser previsto. Só é sabido sobre isso, uma vez que já aconteceu. Depois de 1993, o índice foi para baixo por uma década e voltou abaixo da sua média de longo prazo.

4.3 FATOR HUMANO

Nesta seção, é relacionado o quebra-cabeça fator de capacidade com o comportamento da indústria de energia eólica. É tratada a ineficiente quantidade de turbinas dispostas nas fazendas eólicas, as esperanças excessivas colocadas na curva de aprendizado e a tendência de seleção caracterizando a comunidade no suporte da energia eólica em geral.

4.3.1 REGIÕES DE SOMBRA

Este fenômeno físico se origina do fato de que os parques eólicos têm o compromisso de uma distância ideal entre as turbinas economizarem no custo da terra ou para empacotar várias turbinas em uma área de alta qualidade com extensão limitada. Esta afirmação é facilmente comprovada.

Pode-se dizer, em uma primeira aproximação que o fator de capacidade é uma função decaimento ρ_n do número n de turbinas por km quadrado, que é plana até que o nível do limiar \bar{n} onde o sombreamento começa a atingir. Em nível nacional, não há escassez de locais de vento, de modo que (socialmente) uma densidade de empacotamento eficiente é \bar{n} . A situação para um investidor privado é diferente porque

no início do processo de adjudicação, ele recebe um pedaço de terra de tamanho fixo de modo que o seu interesse se reduz a rentabilidade por km quadrado. Este último sendo $n\rho_n$, a escolha ótima seria n^* de forma que $\rho_n + n\dot{\rho}_n = 0 \Leftrightarrow \dot{\rho}_n = -\rho_n/n < 0 \Rightarrow n^* > \bar{n}$, ou seja, a escolha privada é excessivamente grande, levando a uma redução do fator de capacidade para o parque eólico como um todo. Muito parecido com a sobre-exploração dos recursos naturais de acesso aberto, o sombreamento é uma instância em que os incentivos públicos e privados são levemente, mas não exatamente alinhados.

Conforme relatado por Kaltschmitt (2007, p. 331), a produção de um parque eólico é, em média, 92% de sua capacidade nominal, ou seja, apesar de uma única turbina de 2 MW poder produzir 2 MW sob um grande intervalo de velocidades do vento, um parque com 50 turbinas nunca produzirá a capacidade nominal de 100 MW, mas 92MW, no máximo. Se o comportamento do empacotamento na origem do sombreamento pudesse ser eliminado, o fator de capacidade Europeu subiria de 21% a 23%, ou seja, uma compensação de 10%.

4.3.2 CURVA DE APRENDIZADO

A curva de aprendizado é o processo geral da atividade humana, através da qual experiências passadas na produção ajuda a melhorar a qualidade das unidades futuras e reduzir o seu custo. No entanto, a taxa à qual o custo normalizado diminui a cada ano tende a suavizar já que o produto se aproxima de maturidade industrial. No caso da energia eólica, o aprendizado se aplica à produção de turbinas, posicionamento, conexão à rede e manutenção. O principal ganho para a geração de energia eólica é a redução do custo de capital já que a melhoria do fator de capacidade é limitada a uma melhor concepção de turbinas e melhores posicionamentos.

Até 2000, a Califórnia foi o uma das poucas regiões de divulgação de informações agregadas sobre o seu programa de energia eólica. A Comissão de Energia da Califórnia relatou como o fator de capacidade do estado cresceu de 13% em 1985 para 24% em 2001, uma clara indicação de que a curva de aprendizado foi trabalhada para a geração de energia eólica durante a década de 1980 e 1990. Ao longo da última década, a indústria de energia eólica tem notado um desenvolvimento ainda mais forte que tinha o potencial para aproveitar ainda mais o aprendizado, portanto, redução de custos de capital e melhorias do fator de capacidade. Como já mostrado anteriormente,

os anos 1980 e 1990 também foram um temporário, mas excepcionalmente longo, período de alta velocidade do vento que pode ter agravado os ganhos esperados da curva de aprendizado, a produzir a crença incorreta de que o FC agregado continuaria subindo em direção ao seu limite teórico, o FC no melhor sítio no território em questão. Isso não aconteceu porque as médias geralmente não convergem para o máximo da amostra. A Califórnia CF, por exemplo, diminuiu desde 2001.

4.3.3 VIÉS DA SELEÇÃO

É mostrado aqui o viés humano psicológico bem conhecido, segundo a qual é enfatizada a relevância de eventos, confortando determinados pontos de vista em particular e, logicamente, ignorados aqueles que são prejudiciais. Esta tendência está claramente presente nos escritos de energia eólica, nuclear ou de carvão mineral. Em todos os casos, são vistos verdades parciais, já que os autores ignoram ou minimizam sistematicamente os defeitos de sua tecnologia preferida (ou opções políticas).

Ninguém vai negar que tal viés deve ser ausente de publicações acadêmicas. No entanto, não pode-se deixar de observar que os estabelecimentos acadêmicos voltados para fontes de energias renováveis naturalmente atraem os próprios autores de apoio as energias renováveis, como seus estilos de escrita claramente indicam. Como consequência, esta comunidade tem (inconscientemente) fecharam os olhos para a questão fator de capacidade. Por exemplo, o princípio básico deste artigo poderia ter sido publicada há cinco anos, uma vez que uma década de informação já estava disponível para a Alemanha, Dinamarca, Espanha e o Reino Unido. Mais importante, a literatura sobre os fatores de capacidade, como resumido na Tabela 3 acima, parecem ter sido tomadas pelo seu valor nominal, quando o conhecimento básico de estatística adverte-nos para lidar com ele cuidadosamente. De fato, é apresentada uma lista de melhores casos, uma vez que os autores selecionam locais promissores para estudar o melhor projeto de turbinas eólicas. Quando se trata de adivinhar um valor realista para a grande implantação de geração de energia eólica (dezenas de gigawatts de capacidade), deve-se perceber que estar a olhar-se para o topo de uma distribuição, de modo que a média tende a ser menor e até mesmo muito mais baixa dada a grande variedade de fatores de capacidade que podem ser observados na Europa.

5 O CASO BRASILEIRO

O Brasil, em especial sua costa, possui um dos mais propícios mapas eólicos a serem utilizados a energia eólica. Porém mesmo com vários fatores a seu favor, é preciso ter uma visão mais crítica e um estudo mais específico no que se trata do fator de capacidade para as fazendas eólicas brasileiras.

Mesmo com seu potencial eólico como fator favorável para aproveitamento dos ventos como fonte de energia elétrica, o Brasil ainda engatinha quando se compara ao resto do mundo, neste setor. Pois há pouco mais de 10 anos foi instalada a primeira turbina eólica, por meio de um projeto da CELPE, no arquipélago de Fernando de Noronha (PE).

5.1 MAPA EÓLICO BRASILEIRO

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro cobre todo o território nacional. Seu objetivo é fornecer informações para capacitar tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para aproveitamentos eólio-elétricos.

A distribuição geral dos ventos sobre o Brasil é controlada pelos aspectos da circulação geral planetária da atmosfera próxima, conforme se apresenta na Figura 14. Dentre esses aspectos, sobressaem os sistemas de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte e a faixa de baixas pressões da Depressão Equatorial.

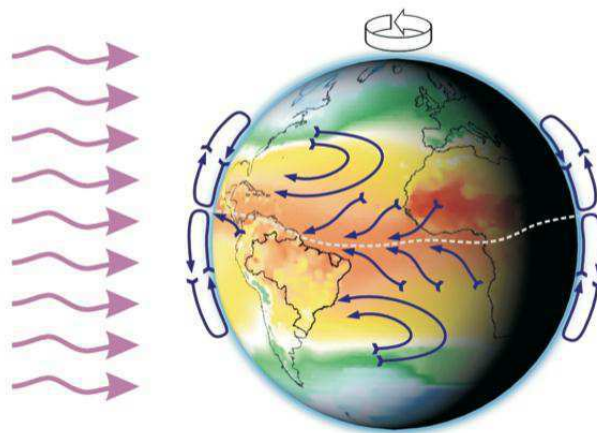


Figura 26 - Distribuição geral dos ventos (CRESESB, 2013)

5.2 FATORES DE CAPACIDADE NO BRASIL (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) do Brasil é uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos que é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que foi criada em 1998.

No site da entidade, é disponibilizado o Boletim Mensal de Geração Eólica. Este apresenta informações sobre as usinas eólicas despachadas pelo ONS, incluindo a geração média mensal do mês e de meses anteriores, o que permite observar características de sazonalidade, bem como dados técnicos com destaque para o fator de capacidade, incluindo o valor verificado no mês.

Nas Tabelas 5, 6 e 7, retiradas do boletim do mês de março de 2013, são apresentadas geração média para o período considerado, o fator de capacidade verificado e informações sobre o fator de capacidade estimado.

Tabela 5 – Dados para região Sul (ONS, 2013)

USINAS REGIÃO SUL	GERAÇÃO MÉDIA (MW)			FATOR CAPACIDADE VERIFICADO (%)			FATOR CAPACIDADE ESTIMADO (%)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CONFIGURAÇÃO	INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL
	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013				
EOL INDIOS	12,79	12,64	9,36	25,58%	25,28%	18,72%	30	50	25 AEROGERADORES DE 2.000 kW	13/12/2006
EOL OSORIO	11,90	11,71	9,21	23,80%	23,42%	18,41%	32	50	25 AEROGERADORES DE 2.000 kW	29/06/2006
EOL SANGRAOURO	13,84	13,44	9,77	27,69%	26,88%	19,53%	33	50	25 AEROGERADORES DE 2.000 kW	30/09/2006
EOL CIDREIRA I	23,58	23,97	21,23	33,69%	34,24%	30,33%	32,5	70	27 AEROGERADORES DE 2.300 kW, 3 AEROGERADORES DE 2.000 kW E 1 AEROGERADOR DE 1.900 kW.	21/05/2011
EOL C Chato III	11,34	11,39	9,92	37,81%	37,95%	33,05%	37	30	15 AEROGERADORES DE 2.000 kW	UG1 07/06/2011 UG2 28/06/2011 UG3 19/07/2011
EOL C Chato I	10,94	11,15	9,72	36,47%	37,17%	32,38%	37	30	15 AEROGERADORES DE 2.000 kW	06/01/2012
EOL C Chato II	11,02	11,16	9,48	36,73%	37,20%	31,60%	37	30	15 AEROGERADORES DE 2.000 kW	DEZ/2011 JAN/2012
EOL SANGRAOURO 3	9,88	11,24	14,92	41,15%	46,84%	62,15%	37,5	24	12 AEROGERADORES DE 2.000 kW	22/05/2012

Tabela 6 – Dados para região Nordeste (ONS, 2013)

USINAS REGIÃO NORDESTE	GERAÇÃO MÉDIA (MW)			FATOR CAPACIDADE VERIFICADO (%)			FATOR CAPACIDADES ESTIMADO (%)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CONFIGURAÇÃO	INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL
	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013				
EOL P FORMOSA	40,12	39,67	31,61	38,43%	38,00%	30,28%	32	105	50 AEROGERADORES DE 2.100 kW	26/09/2009
EOL ICARAIZINHO	31,05	32,07	26,05	56,87%	58,73%	47,72%	43	54,6	26 AEROGERADORES DE 2.100 kW	14/10/2009
EOL C QUEBRADA	27,87	28,50	27,08	48,89%	49,99%	47,51%	43,5	57	28 AEROGERADORES (22 DE 2.100 kW E 6 DE 1.800 kW)	26/01/2010
EOL B VENTOS	23,88	24,34	22,82	47,75%	48,68%	45,65%	43,84	50	24 AEROGERADORES (22 DE 2.100 kW E 2 DE 1.800 kW)	11/02/2010
EOL ENACEL	14,47	14,94	14,94	45,94%	47,43%	47,43%	43,54	31,5	15 AEROGERADORES DE 2.100 kW	18/03/2010
EOL V DO RIO	12,48	13,78	19,09	29,70%	32,80%	45,44%	31	42	28 AEROGERADORES DE 1.500 kW	03/09/2010
EOL P MORGADO	10,71	11,91	13,71	37,20%	41,35%	47,60%	50	28,8	19 AEROGERADORES DE 1516 kW	26/05/2010
EOL R FOGO	17	17,13	18,26	34,49%	34,75%	37,03%	32	49,3	61 AEROGERADORES DE 800 kW E 1 AEROGERADOR DE 500 kW	15/07/2006
EOL ALEGRIA I	17,28	18,15	17,56	33,88%	35,59%	34,43%	32	51	60 AEROGERADORES DE 850kW	30/12/2010
EOL M SECO 3	10,35	10,61	9,96	39,81%	40,81%	38,29%	48,8	26	13 AEROGERADORES DE 2.000kW	26/08/2011

Tabela 7 – Dados para região Nordeste (ONS, 2013)

USINAS REGIÃO NORDESTE	GERAÇÃO MÉDIA (MW)			FATOR CAPACIDADE VERIFICADO (%)			FATOR CAPACIDADES ESTIMADO (%)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CONFIGURAÇÃO	INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL
	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013	2012	ÚLTIMOS 12 MESES	2013				
EOL M SECO 2	10,85	11,05	10,16	41,74%	42,52%	39,08%	46,2	26	13 AEROGERADORES DE 2.000kW	24/09/2011
EOL M SECO 1	10,7	11,00	9,91	41,13%	42,30%	38,13%	47,3	26	13 AEROGERADORES DE 2.000kW	30/09/2011
EOL M SECO 5	10,3	10,87	10,49	39,61%	41,80%	40,33%	50	26	13 AEROGERADORES 2.000kW	01/11/2011
EOL ALEGRIA II	9,11	17,41	33,19	16,27%	17,30%	32,97%	31	100,65	61 AEROGERADORES 1.650kW	15/11/2012
EOL MACAUBAS	4,09	6,89	11,19	11,67%	19,64%	31,90%	38	35,07	21 AEROGERADORES 1.670kW	06/07/2012
EOL SEABRA	4,42	7,61	12,78	14,70%	25,33%	42,50%	37,7	30,06	18 AEROGERADORES 1.670kW	06/07/2012
EOL N. HORIZONTE	4,92	7,60	10,72	16,35%	25,27%	35,65%	36,3	30,06	18 AEROGERADORES 1.670kW	06/07/2012
EOL P. BRANCA	-	-	1,74	-	-	5,80%	30	30,00	15 AEROGERADORES 2.000kW	02/03/2013 26/03/2013
EOL S. P. do LAGO	-	-	1,10	-	-	3,68%	30	30,00	15 AEROGERADORES 2.000kW	02/03/2013 26/03/2013
EOL SETE GAMELEIRAS	-	-	0,94	-	-	3,14%	30	30,00	15 AEROGERADORES 2.000kW	02/03/2013 26/03/2013

De acordo com os dados fornecidos na tabela, foi obtida a Tabela 8 com os valores médios para os fatores de capacidade estimado e verificado (últimos 12 meses), de acordo com os dados do ONS.

Tabela 8 – Médias dos fatores de capacidade estimados e verificados (ONS, 2013)

Março de 2013	Média do FC Estimado	Média do FC Verificado
Tabela 3 – Região Sul	34.50%	33.68%
Tabela 4 – Região Nordeste	39.97%	42.81%
Tabela 5 – Região Nordeste	40.93%	30.59%

5.2.1 CONTROVÉRSIA NOS DADOS DA ONS

Os dados apresentados nas Tabelas 3, 4 e 5, fornecidos pelo boletim mensal de geração eólica obtido no site oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), apresentam dados que merecem uma atenção especial.

Na segunda coluna da tabela, é apresentado o índice “GERAÇÃO MÉDIA (MW), que é subdividido em 3 outras colunas. Estas representam, respectivamente: Geração média no ano de 2012, Geração média nos últimos 12 meses (neste caso, Março de 2012 até Março de 2013) e por último, Geração média no ano de 2013 (ou seja, Janeiro, Fevereiro e Março de 2013).

É intrigante observar que nos três primeiros meses do ano de 2013, as usinas produziram basicamente o equivalente ao ano inteiro de 2012. Podemos tomar como exemplo a usina EOL SANGRADOURO 3, em que sua produção nos 3 primeiros meses de 2013 é de 14,92 MW, enquanto em 2012, foi produzido 9,88 MW.

Estes fatos podem por em dúvida a certeza da precisão dos dados fornecidos pelo ONS além de ser mais um fator que embasa o presente trabalho.

De acordo com a Figura 27, o fator de capacidade médio observado nos 10 principais países do setor eólico encontra-se na faixa dos 20%.

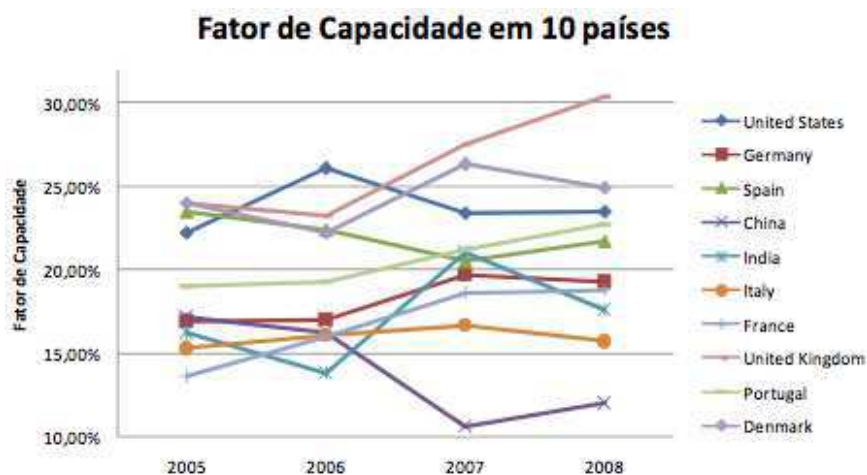


Figura 27 – Fator de capacidade em 10 países (World Wind Energy Association – WWEA)

Neste sentido, é importante mencionar que o fator de capacidade estimado para os parques eólicos brasileiro é expressivamente superior ao fator de capacidade observados nos parques instalados ao redor do mundo. Este alto fator de capacidade ajuda a explicar, em parte, a alta competitividade da fonte eólica no setor elétrico brasileiro. A seguir, é apresentado, na Tabela 9, a evolução dos fatores de capacidade médios previstos para os parques eólicos desde o PROINFA até o último leilão no âmbito do ACR (A-5 2011).

Tabela 9 – Evolução dos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros

Leilão	Fator de capacidade
PROINFA	32%
LER 2009	43%
LER 2010	51%
LFA 2010	43%
LER 2011	50%
A-3 2011	45%
A-5 2011	49%

Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica

Os altos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros foram uma das principais variáveis para explicar os baixos preços praticados pelos vendedores de energia a partir desta fonte nos leilões de venda de energia elétrica. Entretanto, no que tange à grande maioria dos parques, se observa que os fatores de capacidade foram superestimados.

5.3 DISCREPÂNCIA COM O DEMONSTRADO NO TRABALHO

No caso de uma turbina eólica, a principal variável que afeta o fator de capacidade é a disponibilidade dos ventos. Isto ocorre porque a maioria das turbinas apresenta o seu melhor aproveitamento em termos de conversão da energia dos ventos em energia mecânica na rotação das pás, e, posteriormente, em energia elétrica nos geradores, para intervalos de ventos entre 12 e 25 m/s, dependendo da classe da turbinada utilizada. Conforme demonstrado na Seção 2.2 deste trabalho, como a potência é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento. Se essa velocidade cair para a metade da velocidade ótima para a qual a turbina foi projetada, a potência teórica será de apenas 1/8 da potência de pico.

Em geral, para ventos inferiores a 3-4 m/s, a turbina eólica é desligada, interrompendo a produção de energia elétrica. Isto também ocorre para velocidades de vento muito elevada, acima de 25 m/s, por exemplo, mitigando-se assim o risco de danificação do equipamento.

Existem outros fatores que fazem a produção de energia elétrica ser interrompida em uma turbina eólica, tais quais: paradas programadas de manutenção, falha de equipamentos e paradas de geração por questões de segurança, principalmente em função de incidentes nas linhas de transmissão associadas ao parque eólico.

Portanto, paralelamente à questão da intermitência dos ventos, os fatores citados anteriormente também contribuem no sentido de que um parque eólico não entregue, num determinado intervalo de tempo, a energia que seria possível entregar no cenário ideal. Conforme sinalizado, a velocidade do vento, tendo uma relação cúbica com a potência a ser entregue pela turbina, é a variável mais relevante e a grande limitadora dos fatores de capacidade dos parques eólicos ao redor do mundo.

5.3.1 ESTIMATIVA HIPOTÉTICA

Será feita, nesta seção, uma estimativa de um fator de capacidade para uma situação hipotética muito favorável, porém, ainda distante da ideal, onde seria conseguido um fator de capacidade de 59.3%, segundo provou Albert Betz.

Como foi citado anteriormente na seção 2.2, o valor ótimo para extração da potência contida no vento a partir da redução de sua velocidade foi primeiro descoberto pelo físico alemão Albert Betz.

Em 1919, ele provou que através de uma máquina eólica hipotética, as leis de conservação de massa e energia permitiriam não mais que 16/27 (59.3%) de energia cinética a ser capturada a partir dos ventos. Ou seja, uma máquina ideal, atuando 24 horas por dia, os 365 dias do ano, com uma velocidade de vento ótima durante todo esse período de operação e localizada em um terreno perfeito, conseguiria atingir um fator de capacidade de 59.3%.

Hoje em dia, no âmbito real, as turbinas eólicas mais desenvolvidas, conseguem atingir uma faixa de 70-80%, desse valor ideal. Então, assumindo o maior valor (80%), esse fator cairia para:

$$59.3\% \times 0.8 = 47.44\% \quad (5.1)$$

Em que

59.3% = Fator de Betz;

0.8 = Fator multiplicador para uma máquina real.

Para este valor (47.44%) elimina-se os valores de fator de capacidade estimados, fornecidos pelo ONS, para as usinas EOL P MORGADO (50%), EOL M SECO 3 (48.8%) e EOL M SECO 5 (50%).

A maioria das turbinas apresenta o seu melhor aproveitamento em termos de conversão da energia dos ventos em energia mecânica na rotação das pás, e, posteriormente, em energia elétrica nos geradores, para intervalos de ventos entre 12 e 25 m/s, dependendo da classe da turbinada utilizada. De acordo com o atlas eólico brasileiro, a região Nordeste do país (a mais propícia para o uso da geração de energia eólica), conforme a Figura 28, apresenta em **algumas regiões** uma média **máxima** de velocidade anual de vento a 50 metros de altura, um valor de 9 m/s.

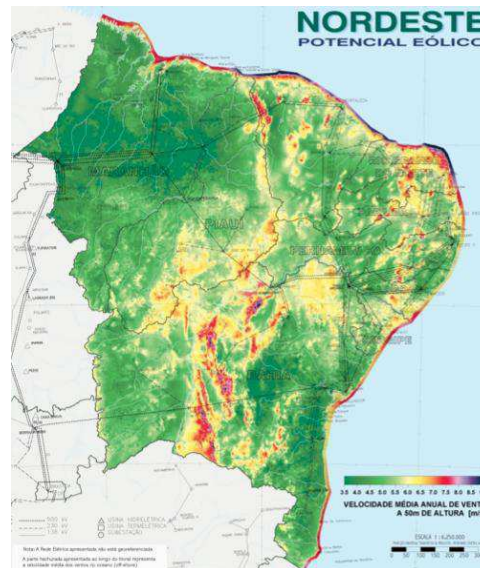


Figura 28 – Mapa do potencial eólico da região Nordeste (CRESESB, 2013)

Com esse novo dado, através de uma conta rápida, adiciona-se um novo fator de multiplicação no cálculo do nosso fator de capacidade hipotético.

$$\frac{9}{12} = 0.75 \quad (5.2)$$

Em que

9 = Melhor média anual de velocidade de vento no Nordeste [m/s];

12 = Menor valor ótimo de velocidade de vento com que as melhores turbinas operam [m/s].

Logo,

$$\begin{aligned} 59.3\% \times 0.8 \times 0.75 \\ = 35.58\% \end{aligned} \quad (5.3)$$

Percebe-se que 16 usinas eólicas das 28 apresentadas pelo Boletim Mensal de Geração Eólica, fornecido pela ONS, apresentam um valor acima do valor acima. Ou seja, se fosse contabilizar paradas programadas de manutenção, falha de equipamentos e paradas de geração por questões de segurança, além de imperfeições no terreno, os efeitos de sombra (causados devido ao empacotamento das turbinas em grandes fazendas), nosso fator de capacidade, cairia ainda mais e resultaria num valor mais

aproximado dos valores de fator de capacidade estimados pelas entidades da Europa (em torno de 20%). Podendo ainda, ficar um pouco acima devido a localização propícia ao uso dessa fonte de energia renovável, porém bem abaixo das estimativas fornecidas pelo ONS.

5.4 EXEMPLO DE COMPARAÇÃO (HIDRELÉTRICA X EÓLICA)

A critério de informação, é mostrado quão impactante, do ponto de vista quantitativo, é, a desatenção dada para com o Fator de Capacidade.

Foi tomado como exemplo a usina Hidrelétrica de Xingó, localizada entre os estados de Alagoas e Sergipe, situando-se a 12 quilômetros do município de Piranhas e a 6 quilômetros do município de Canindé de São Francisco.

Sua usina geradora é composta por 6 unidades com 527.000 kW de potência nominal unitária, totalizando 3.162.000 kW de potência instalada. De acordo com dados fornecidos pela ANEEL, seu fator de capacidade é em torno de 80%. Entregando de fato, um valor próximo de 2.530.000 kW de geração média no período de um ano.

Na Tabela 10, vê-se um comparativo das quantidades de aerogeradores de 2.000 kW necessárias para equivaler a Usina Hidrelétrica de Xingó, dependendo do fator de capacidade estimado para essas supostas usinas eólicas.

Tabela 10 – Comparativo da quantidade de aerogeradores para diferentes FC

Fator de Capacidade	Quantidade de Aerogeradores
40%	3.163
30%	4.217
20%	6.325

Este comparativo demonstra a importância e o impacto no aumento do fator de capacidade. Para o valor de 20%, o qual este trabalho acredita ser o mais aproximado do real valor de fator de capacidade obtido, seriam utilizadas 2.108 turbinas a mais do que um teórico valor de 30%. Esta quantidade de turbinas representa três vezes mais a quantidade de aerogeradores instalados no Brasil de acordo com as Tabelas 5, 6 e 7.

6 CONCLUSÕES

O fator de capacidade na energia eólica é uma informação crucial para os líderes de decisões públicas e privadas. Confiar no valor deste fator de 35%, popularizado pelos investidores, é uma decisão com consequências. O contraste com o fator de capacidade verificado de 21% (em média para os últimos cinco anos) significa que o custo nivelado de geração de energia eólica é aumentado de $\frac{35}{21} - 1 = 67\%$ acima da estimativa padrão (seja ela qual for). Como para os investidores, o que importa é o VPL (Valor Presente Líquido), eles não estão interessados se o investimento será benéfico ao país, se trará benefícios do ponto de vista ambiental ou qualquer outro aspecto. Logo, esta diferença de custo não interfere nas suas decisões, pois eles sabem, de fato (pois é realizado um estudo real e cuidadoso do fator de capacidade), o quanto o projeto está custando e até onde vale a pena o investimento, dependendo do seu lucro. A principal consequência do aumento dos custos que foi descoberto é visto no nível macroeconômico. A geração de energia eólica ter sido um sucesso em muitos países é a prova de que as tarifas foram devidamente ajustadas acima do custo nivelado (mesmo sem a ciência da população) para motivar sua entrada. Enquanto a capacidade total abrangida pela energia eólica é pequena, o aumento do preço da energia elétrica ainda não é percebida pelo consumidor. No entanto, uma vez que a energia eólica começar a representar uma parte significativa da produção elétrica, os governos irão desejar reduzir os seus acordos antes que este aumento tenha uma consequência maior (preço absurdo na conta de energia).

O fato de que a produção de energia eólica passa a ser menos eficiente do que se pensava não é uma razão para que a sociedade retire o seu apoio, já que produzir energia eólica continua a ser a única fonte de energia renovável capaz de ampliar em larga escala a um custo razoável para cumprir as metas de fontes de energias renováveis comprometidas (e redução de emissões de carbono). Além disso, novas tecnologias, tais como, energia solar fotovoltaica, energia solar térmica e diversas outras estão surgindo e poderão, um dia, se tornarem tão competitiva quanto a energia eólica para atingirmos nossas metas ambientais.

Se os programas não fossem executados por financiamento nacional (a exemplo do BNDES) e esquemas de alocação, iria ocorrer uma arbitragem mais criteriosa e garantia de um emprego melhor do dinheiro público em geração de energia eólica.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Ações futuras que venham a melhorar, complementar, adicionar ou corrigir os resultados, conclusões e observações deste trabalho são de grande valia para o entendimento deste tema. Diante disso, algumas propostas de trabalhos futuros são apresentadas nesta seção.

Primeiramente, ressalta-se a não realização de testes experimentais, e conseqüente apresentação destes, ao longo do trabalho. Ademais, sugere-se a abordagem e o detalhamento de determinados temas que ficaram ao largo deste trabalho, como, por exemplo, o estudo específico de como são estimados e medidos os fatores de capacidade pelo ONS e a medição real, em loco, do fator de capacidade de uma usina eólica específica e obtenção de todos os dados disponíveis para que seja feito um tratamento destes e uma análise mais profunda.

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. 1 ed. Inglaterra: John Willey & Sons, 2005. 695 p.
- [2] Ambiente Energia. A energia eólica é realmente competitiva no Brasil?. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2012/05/a-energia-eolica-e-realmente-competitiva-no-brasil/19216>>
- [3] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 01 de jul. 2012.
- [4] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **PROINFA**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em 01 de maio 2012.
- [5] BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 28 de maio 2012.
- [6] CUSTÓDIO, Ronaldo. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009. 295 p.
- [7] CRESESB. Tutorial de Energia Eólica – Princípios e Tecnologias. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm>
- [8] CRESESB. Tutorial de Energia Eólica – Atlas Eólico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>
- [9] Danish Wind Industry Association. Traps in analyses. Disponível em: http://wiki.windpower.org/index.php/Traps_in_analyses
- [10] DUTRA, R.M., 2001. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ , Rio de Janeiro, Brasil, 300 pp.
- [11] *GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL*. **Global Wind 2008 Report**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Global%20Wind%202008%20Report.pdf>> . Acesso em: 01 de maio 2012.
- [12] *GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL*. **Global Wind Statistics 2011**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/>>. Acesso em: 01 de maio 2012.
- [13] Perspectivas da Energia Eólica no Mundo e no Brasil. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/a-camara/altosestudos/seminarios/energiasrenov/molly.pdf>>

[14] Sistema para Tratamento, armazenamento e disseminação de dados do vento, Patrícia de Castro da Silva, Setembro 1999.

[15] Portal Energia – Energias Renováveis. História e Funcionamento da Energia Eólica no Brasil. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/historia-e-funcionamento-da-energia-eolica-no-brasil/>>

[16] SUZLON S97. Especificações Técnicas. Disponível em: <<http://www.suzlon.com/>>. Acesso em: 27 de maio 2012.

[17] Talent Factory – Your way to a future in Wind Power. Disponível em: <http://www.talentfactory.dk/etc_38.html>

[18] Ventos Brasil. Energia Eólica – Histórico. Disponível em: <<http://www.ventosbrasil.com/historico.html>>

[19] *WIND POWER MONTHLY*. Disponível em: <<http://www.windpowermonthly.com/>>. Acesso em: 01 de maio 2012.