

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
COORDENAÇÃO DE ESTÁGIOS E PROJETOS DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**“ENERGIA EÓLICA, O ESTADO DA ARTE”**



*Anderson Lopes e Silva*

**Campina Grande, PB - Brasil  
Julho de 2006**

# **ENERGIA EÓLICA, O ESTADO DA ARTE**

*Anderson Lopes e Silva*

**“ENERGIA EÓLICA, O ESTADO DA ARTE”**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador Prof. M.Sc. Leimar de Oliveira

**Campina Grande, PB - Brasil  
Julho de 2006**



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

*Para meus pais Albino e  
Eliete, minha eterna gratidão*

## **AGRADECIMENTOS**

**Aos meus pais, Albino Lopes de Souza Filho (em memória) e Maria Eliete Silva de Souza, meus irmãos, Alexandre e Andréa que sempre foram fundamentais em todos os momentos de minha vida.**

**À Universidade Federal de Campina Grande pelo acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.**

**Ao pesquisador e professor Wellington Santos Mota e Luciano, aluno do doutorado, que forneceu importantes informações e dados utilizados neste trabalho.**

**Ao colega Mário, aluno do mestrado na Universidade do Porto em Portugal, pelas valiosas informações que contribuíram significativamente para o enriquecimento desta dissertação.**

**Ao meu orientador, o Professor Leimar de Oliveira, pela confiança depositada, pela atenção prescindida em todos os momentos e pela inestimável ajuda quanto ao repasse de informações técnicas e científicas e de importantes conselhos e críticas que foram fundamentais não só para a elaboração deste trabalho, mas também para o meu enriquecimento profissional.**

**Aos meus amigos que sempre acreditaram na conclusão desse trabalho. Pela força espiritual nos momentos de fraqueza pelo carinho e amizade sempre presentes na hora certa.**

**Em especial ao meu pai, eterno amigo, que sempre me ajudou a alcançar as realizações dos meus sonhos e um deles, mesmo ausente, foi a minha formatura.**

# SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| Capítulo 1 - INTRODUÇÃO .....  | 1  |
| 1.1 Considerações Preliminares .....                                   | 1  |
| 1.2 Estrutura do Trabalho .....  | 3  |
| Capítulo 2 - HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA .....                          | 4  |
| 2.1 Introdução.....  | 4  |
| 2.2 Aspectos históricos do uso da energia eólica.....                  | 4  |
| Capítulo 3 - O VENTO .....   | 8  |
| 3.1 Mecanismos de geração dos ventos .....                             | 8  |
| 3.2 A velocidade do vento.....   | 10 |
| 3.3 Energia e Potência Extraída do Vento.....                          | 14 |
| 3.4 Forças Aerodinâmicas .....   | 19 |
| 3.5 Cálculos energéticos .....   | 22 |
| 3.5.1 Coeficiente de potência .....                                    | 23 |
| 3.5.2 Energia elétrica .....   | 24 |
| Capítulo 4 - INSTALAÇÕES EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 25 |
| 4.1 Partes Componentes .....   | 25 |
| 4.2 Classificação.....   | 26 |
| 4.2.1 Quanto ao abastecimento da carga .....                           | 26 |
| 4.2.1.1 Autônomas.....   | 26 |
| 4.2.1.2 Híbridas.....  | 27 |
| 4.2.1.3 Interligadas à rede .....                                      | 28 |
| 4.2.2 Quanto ao eixo de rotação .....                                  | 28 |
| 4.2.2.1 Vertical.....  | 28 |
| 4.2.2.2 Horizontal.....  | 30 |
| 4.2.3 Quanto ao número de pás.....                                     | 32 |
| 4.2.3.1 Rotor de Três Pás.....   | 32 |
| 4.2.3.2 Rotor de Duas Pás.....   | 32 |
| 4.2.3.3 Rotor de Uma Pá.....   | 33 |
| 4.2.3.4 Rotores de Quatro ou Mais Pás.....                             | 33 |
| 4.2.4 Quanto à velocidade do rotor .....                               | 33 |
| 4.2.4.1 Velocidade constante.....                                      | 33 |
| 4.2.4.2 Velocidade variável.....                                       | 33 |
| 4.2.5 Quanto à caixa de engrenagens .....                              | 34 |
| 4.2.5.1 Com multiplicador.....   | 34 |
| 4.2.5.2 Acionamento direto.....  | 34 |

|  |   |           |
|--|---|-----------|
| 4.2.6  | Quanto à limitação de potência .....  | 35        |
| 4.2.6.1  | Controle de passo .....   | 36        |
| 4.2.6.2  | Controle Stall .....  | 37        |
| 4.2.7  | Quanto ao tipo de gerador.....  | 37        |
| 4.2.7.1  | Gerador síncrono .....  | 38        |
| 4.2.7.2  | Gerador de indução .....  | 38        |
| 4.2.8  | Quanto à potência .....   | 39        |
| 4.2.8.1  | Pequena potência .....  | 40        |
| 4.2.8.2  | Média potência .....  | 40        |
| 4.2.8.3  | Grande potência .....   | 40        |
| 4.2.9  | Quanto à torre.....   | 41        |
| 4.2.10   | Tecnologias de aproveitamento - turbinas eólicas .....  | 42        |
| 4.2.11   | Fazendas eólicas “off-shore” .....  | 45        |
| <b>Capítulo 5 - SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA .....</b>                        |   | <b>48</b> |
| 5.1  | Introdução.....   | 48        |
| 5.2  | Sistemas Eólicos Ligados à Rede Elétrica .....  | 48        |
| 5.2.1  | Tipos de aerogeradores.....   | 51        |
| 5.3  | Caracterização das Principais Tecnologias de Conversão de Energia Eólica de Grande Porte..... | 53        |
| 5.3.1  | Aerogeradores com Geradores de Indução Convencionais.....                                     | 54        |
| 5.3.2  | Aerogeradores Síncronos de Ímã Permanente .....   | 56        |
| 5.3.3.   | Aerogeradores Duplamente Alimentados .....  | 58        |
| 5.3.4  | Máquina Síncrona de Velocidade Variável.....  | 59        |
| 5.3.5  | Outras Tecnologias Eólicas.....   | 61        |
| <b>Capítulo 6 - FORMAS DE CONTROLE DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA .....</b> |   | <b>63</b> |
| 6.1  | Características do Controle em Máquinas de Indução Convencionais .....                        | 63        |
| 6.1.2  | Controle de Pitch.....  | 63        |
| 6.1.3  | Controle por Stall (Controle Aerodinâmico) .....  | 66        |
| 6.1.3.1  | Stall-Passivo .....   | 67        |
| 6.1.3.2  | Stall-Ativo.....  | 67        |
| 6.2  | Características de Controle em Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas.....                | 68        |
| <b>Capítulo 7 - ENERGIA EÓLICA E O MEIO AMBIENTE.....</b>                                |   | <b>72</b> |
| 7.1  | Introdução.....   | 72        |
| 7.2  | Emissão de gases .....  | 73        |
| 7.3  | Emissão de ruído.....   | 75        |
| 7.4  | Impacto visual.....   | 76        |
| 7.5  | Impacto sobre a fauna .....   | 77        |
| 7.6  | Interferências eletromagnéticas .....   | 78        |
| <b>Capítulo 8 - PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA.....</b>                                      |   | <b>79</b> |



|  |   |            |
|--|---|------------|
| <b>8.1</b>   | <b>Capacidade instalada no mundo.....</b>   | <b>79</b>  |
| <b>8.2</b>   | <b>Dinamarca.....</b>   | <b>84</b>  |
| <b>8.3</b>   | <b>Alemanha.....</b>  | <b>85</b>  |
| <b>8.4</b>   | <b>Estados Unidos.....</b>  | <b>85</b>  |
| <b>8.5</b>   | <b>China.....</b>   | <b>86</b>  |
| <b>8.6</b>   | <b>Custo da Energia Eólica.....</b>   | <b>87</b>  |
| <b>Capítulo 9 - POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.....</b>     |   | <b>91</b>  |
| <b>9.1</b>   | <b>Introdução.....</b>  | <b>91</b>  |
| <b>9.2</b>   | <b>Vantagem adicional da energia eólica para o Sistema Elétrico brasileiro.....</b> | <b>93</b>  |
| <b>9.3</b>   | <b>Atlas Eólico Brasileiro.....</b>   | <b>99</b>  |
| <b>9.4</b>   | <b>O Potencial Eólico-Elétrico Brasileiro Estimado.....</b>                         | <b>100</b> |
| <b>Capítulo 10 - TENDÊNCIAS ENERGÉTICAS GLOBAIS.....</b> |   | <b>104</b> |
| <b>10.1</b>  | <b>Introdução.....</b>  | <b>104</b> |
| <b>10.2</b>  | <b>Energia Elétrica no Brasil.....</b>  | <b>107</b> |
| <b>Capítulo 11 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....</b>      |   | <b>111</b> |
| <b>11.1</b>  | <b>Conclusão.....</b>   | <b>111</b> |
| <b>11.2</b>  | <b>Recomendações.....</b>   | <b>112</b> |
| <b>Referências Bibliográficas.....</b>                   |   | <b>114</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos.....   | 2  |
| Figura 2.1 - Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês.....  | 5  |
| Figura 2.2 – Exemplo de um cata-vento de múltiplas pás instalado no Kenia.....   | 6  |
| Figura 3.1 – Distribuição geral do vento .....   | 8  |
| Figura 3.2 – Esteira aerodinâmica e afastamento entre turbinas eólicas.....  | 17 |
| Figura 3.3 – Curva típica de potência de turbinas eólicas .....  | 18 |
| Figura 3.4 – Vista geral da fabricação das pás e montagem da nacele .....  | 18 |
| Figura 3.5 - Sistema de forças atuantes na pá do aerogerador.....  | 20 |
| Figura 3.6 – Densidade de potência disponível no vento. ....   | 22 |
| Figura 4.1 – Componentes de uma turbina .....  | 26 |
| Figura 4.2 – Componentes básicos de uma instalação eólica autônoma .....   | 27 |
| Figura 4.3 – Componentes básicos de uma instalação híbrida .....   | 27 |
| Figura 4.4 – Turbina Savonius de eixo vertical.....  | 28 |
| Figura 4.5 – Rotor Darrieus.....   | 29 |
| Figura 4.6 – Turbina Darrieus de eixo vertical e pá reta.....  | 30 |
| Figura 4.7 – Rotores de três pás .....   | 31 |
| Figura 4.8 - Turbinas eólicas empregando soluções tecnológicas distintas. a) com multiplicador de velocidade e gerador de indução; e b) sem multiplicador de velocidade e gerador síncrono ..... | 35 |
| Figura 4.9 – Variação do ângulo de pás (Pitch) .....   | 36 |
| Figura 4.10 – Deslocamento do vento (Stall).....   | 37 |
| Figura 4.11 – Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande).....  | 39 |
| Figura 4.12 – Tipos de torres: a) tubular; b) entrelaçada .....  | 41 |
| Figura 4.13 – Desenho esquemático de uma turbina moderna.....  | 42 |
| Figura 4.14 – Turbinas eólicas.....  | 43 |
| Figura 4.15 – Dimensão das turbinas .....  | 44 |
| Figura 4.16 – Comparação das dimensões das turbinas atuais, com aquelas do Boeing 747 – Jumbo .....  | 45 |
| Figura 4.17 – Fazenda eólica offshore (Dinamarca) .....  | 46 |
| Figura 4.18 – (a) Vista geral da fazenda eólica <i>offshore</i> de Vindby.....   | 47 |
| Figura 5.1 - Aerogerador Gedser.....   | 49 |
| Figura 5.2 - Curvas características de $C_p$ versus $\lambda$ para diferentes rotores eólicos ....   | 50 |
| Figura 5.3 - Esquemas simplificados de principais tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica.....  | 52 |
| Figura 5.4 - Caracterização de um sistema eólico de grande porte.....  | 54 |
| Figura 5.5 - Comportamento de tensões em subestação de parques eólicos com diferentes capacidades instaladas ligados à uma rede fraca durante um curto-circuito.....                             | 56 |
| Figura 5.6 - Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede elétrica. ....  | 57 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 5.7 - Configuração de uma turbina eólica com gerador síncrono de ímã permanente.....   | 58  |
| Figura 5.8 – Esquema de Ligações de um gerador eólico equipado com um gerador síncrono explorado a velocidade variável.....   | 59  |
| Figura 5.9 – Potência ativa e reativa fornecida por um gerador eólico equipado com gerador síncrono explorado a velocidade variável em função da velocidade do rotor.....   | 61  |
| Figura 5.10 - Esquema simplificado dos modelos de aerogeradores usados atualmente.....  | 62  |
| Figura 6.1 - Coeficiente de potência, $C_p$ , como função do <i>tip speed ratio</i> , $\lambda$ , e do ângulo de <i>pitch</i> , $\theta$ .....  | 65  |
| Figura 6.2 - Circuito equivalente para o modelo dinâmico adaptado para o gerador de indução duplamente alimentado com os conversores eletrônicos representados como fontes de tensão e corrente, respectivamente..... | 69  |
| Figura 6.3 - Esquema geral de controle do DFIG, conversores estáticos e controladores.....  | 70  |
| Figura 7.1 – Práticas de atividades agropecuárias em parques eólicos.....   | 73  |
| Figura 8.1- Distribuição da capacidade instalada no mundo .....   | 80  |
| Figura 8.2 – Parcela de fornecedores no mercado .....   | 84  |
| Figura 9.1 – Complementaridade hidro-eólica no Sistema Nordeste.....  | 95  |
| Figura 9.2– Complementaridade hidro-eólica no Sistema Nordeste.....   | 95  |
| Figura 9.3 - Comparação entre o fluxo de água do Rio São Francisco e o regime de vento no nordeste do Brasil.....   | 97  |
| Figura 9.4 – Complementaridade hidro-eólica no sub-sistema Sul.....   | 98  |
| Figura 9.5 – Complementaridade hidro-eólica no sub-sistema Sudeste.....   | 99  |
| Figura 9.6 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.....  | 102 |
| Figura 9.7 - Mapa de ventos do Brasil. Resultados preliminares do CBEE. ....  | 102 |
| Figura 10.1 – Tendências na demanda mundial de energia primária.....  | 105 |
| Figura 10.2 – Capacidade instalada de geração no mundo .....  | 106 |
| Figura 10.3 – Energia gerada no mundo no ano 2000 (%) por diferentes fontes .....   | 106 |
| Figura 10.4 – Matriz Energética Brasileira.....   | 107 |
| Figura 10.5 – Matriz de Energia Elétrica.....   | 109 |
| Figura 10.6 – Energia Elétrica no Brasil.....   | 110 |

## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1.1 - Potência eólica instalada em cada continente.....   | 2   |
| Tabela 3.1 – Rugosidade para cálculo da velocidade do vento.....   | 10  |
| Tabela 4.1 – Desenvolvimento da participação da velocidade variável e da velocidade constante para o mercado alemão (1997 – 2001).....         | 34  |
| Tabela 4.2 – Desenvolvimento da participação de máquinas de indução, de dupla alimentação e síncronas para o mercado alemão (1997 – 2001)..... | 39  |
| Tabela 4.3 – Classificação das turbinas eólicas pelo diâmetro e área.....  | 40  |
| Tabela 7.1 - Emissão de CO2 em diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.....  | 74  |
| Tabela 8.1 – Capacidade instalada no mundo (MW).....   | 80  |
| Tabela 8.2 – Os dez países com maior potência eólica.....  | 81  |
| Tabela 8.3 – Potência eólica instalada.....  | 83  |
| Tabela 8.4 – Custo da produção de energia eólica nos Estados Unidos.....   | 87  |
| Tabela 8.5 – Custos de produção de energia eólica na Europa.....   | 88  |
| Tabela 8.6 – Custos de implantação de energia eólica na Europa.....  | 88  |
| Tabela 8.7 – Custos de instalação e geração.....   | 89  |
| Tabela 8.8 – Custo das partes de um sistema eólico.....  | 90  |
| Tabela 9.1 – Potência eólica instalada no Brasil.....  | 92  |
| Tabela 9.2 – Potencial eólico-elétrico do Brasil.....  | 103 |
| Tabela 10.1 – Matriz energética brasileira.....  | 107 |
| Tabela 10.2 – Matriz de Energia elétrica.....  | 108 |
| Tabela 10.3 – Potência instalada no Brasil por tipo de usina.....  | 110 |

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

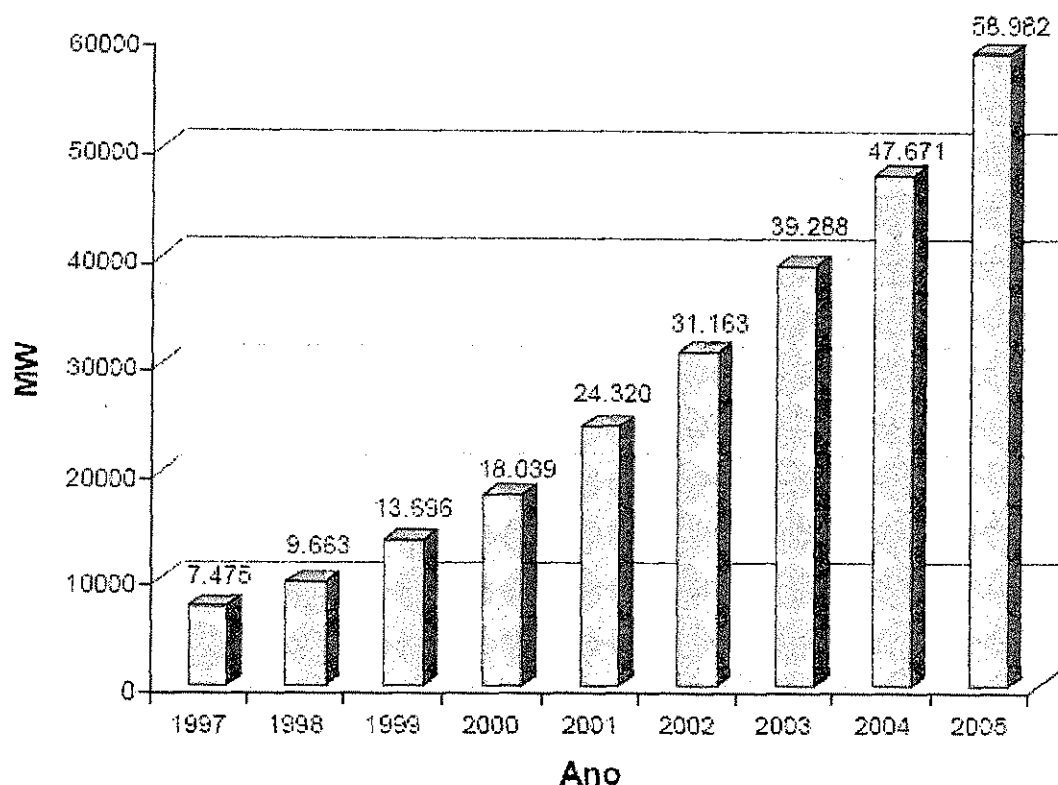
### 1.1 Considerações Preliminares

A energia elétrica é hoje um elemento vital para qualquer nação sendo a base de sustentação do desenvolvimento econômico e dos altos padrões de vida que atualmente se verificam. Face ao contínuo crescimento da população mundial, é essencial que se diversifique as fontes de energia primária e se amplie num curto prazo de tempo, a eficiência dos sistemas de conversão de energia de modo a atender, de forma sustentada e equilibrada, ao previsível aumento de demanda de energia elétrica no futuro.

Dentre as fontes primárias usualmente exploradas para a geração de eletricidade, os combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) ainda são os mais utilizados pela maioria das centrais elétricas em todo o mundo. No entanto, devido às preocupações relativas à disponibilidade a longo prazo dos combustíveis fósseis e também aos impactos ambientais produzidos por subprodutos da geração de eletricidade, muitos países, nomeadamente os mais desenvolvidos, têm vindo a investir em tecnologias que exploram sobretudo as “novas” fontes de energia renováveis (eólica, solar, biomassa, geotérmicas, ondas e marés, etc). Neste contexto, a energia eólica tem vindo a se destacar dentro do conjunto específico das energias renováveis, por ser das que oferece maior maturidade tecnológica para a produção de eletricidade.

A exploração da energia do vento há muito tempo que é realizada pelo homem, porém, somente no final do século XX é que a sua utilização para a geração de eletricidade, em grande escala comercial, teve relevante impulso, nomeadamente, em países europeus e nos Estados Unidos onde se desenvolveu uma sólida indústria de produtos e componentes de avançada tecnologia. Estes países têm comprovado que a utilização desta energia na produção de eletricidade é tecnicamente e economicamente viável, o que faz dela uma das mais promissoras fontes de energia do futuro.

Ao longo dos anos, a quantidade de parques eólicos interligados às redes elétricas em diferentes níveis de tensão tem vindo a crescer significativamente em todo o mundo, conforme se pode verificar na Figura 1.1.



**Figura 1.1 - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos.**  
**Fonte: WWEA, 2005**

Da observação da Figura 1.1, pode verificar-se que do ano de 2004 para 2005 houve um crescimento significativo de 11,331 GW de potência eólica global instalada, em que o continente europeu apresenta a maior parcela de participação, conforme mostra a tabela 1.1.

**Tabela 1.1 - Potência eólica instalada em cada continente.**

|           | MW Instalado em 2005 | % em 2005 | MW Instalado em 2004 | % em 2004 |
|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|
| Europa    | 40.932               | 69,4      | 34.758               | 72,9      |
| África    | 252                  | 0,4       | 140                  | 0,5       |
| América   | 10.036               | 17,0      | 7.367                | 15,5      |
| Ásia      | 7.022                | 11,9      | 4.759                | 10,1      |
| Austrália | 740                  | 1,3       | 547                  | 1,1       |
| Total     | 58.982               | 100,0     | 47.671               | 100,0     |

**Fonte: WWEA, 2005**

## 1.2 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2, será feito um retrospecto histórico da utilização da energia eólica para geração de energia elétrica no mundo, sua evolução tecnológica e as principais decisões dos países pioneiros na utilização da energia eólica em seus parques geradores de energia elétrica.

O Capítulo 3 descreve a energia eólica e a metodologia de avaliação da produção de energia eólica através de cálculos energéticos.

No Capítulo 4 será apresentada a classificação das instalações eólicas para a geração de energia elétrica e um balanço das instalações mundiais em operação e das perspectivas futuras de novas instalações que completará o panorama mundial da energia eólica.

No Capítulo 5 serão abordados os principais tipos de tecnologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica, nomeadamente de grande porte, abrangendo as suas principais características operacionais.

Seguidamente, no Capítulo 6, descrevem-se as diferentes estratégias de controle que tem sido propostas na literatura da especialidade para os aerogeradores.

O Capítulo 7 abordará a questão ambiental que envolve os parques eólicos. Assuntos como emissão de CO<sub>2</sub>, emissão de ruídos, impacto visual, entre outros, serão discutidos sempre comparados com as formas tradicionais de geração de energia.

No Capítulo 8 é descrita a capacidade instalada da energia eólica no mundo além de ser apresentado um cenário para a expansão do setor para os próximos anos em vários países.

O Capítulo 9 apresentará o estado atual do parque eólico no Brasil, seus projetos-piloto, projetos comerciais e como eles estão relacionados com o novo cenário do setor elétrico. Nesse capítulo também será feito um levantamento dos principais projetos em estudo e as perspectivas para este segmento.

No Capítulo 10 será feita uma análise da matriz energética mundial e do Brasil das aplicações efetivas de fontes alternativas de energia, como a energia solar fotovoltaica, energia de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica etc. O consumo de energia elétrica nos últimos anos tem crescido nas áreas industriais, comerciais e residenciais. É nesse contexto que as fontes renováveis de energia têm aumentado a sua importância de modo global.

Finalmente, no Capítulo 11, são apresentadas as considerações finais da pesquisa bem como recomendações para futuros estudos.

## Capítulo 2

# HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA

### 2.1 Introdução

A Energia Eólica tem sua origem a partir do vento – atmosfera em movimento – que é a associação entre a energia solar e a rotação planetária. Todos os planetas envoltos por gases no sistema solar demonstram a existência de distintas formas de circulação atmosférica e apresentam ventos em suas superfícies. A circulação atmosférica constitui-se de um mecanismo solar-planetário permanente. Sua duração é da ordem de bilhões de anos. O vento é considerado fonte renovável de energia.

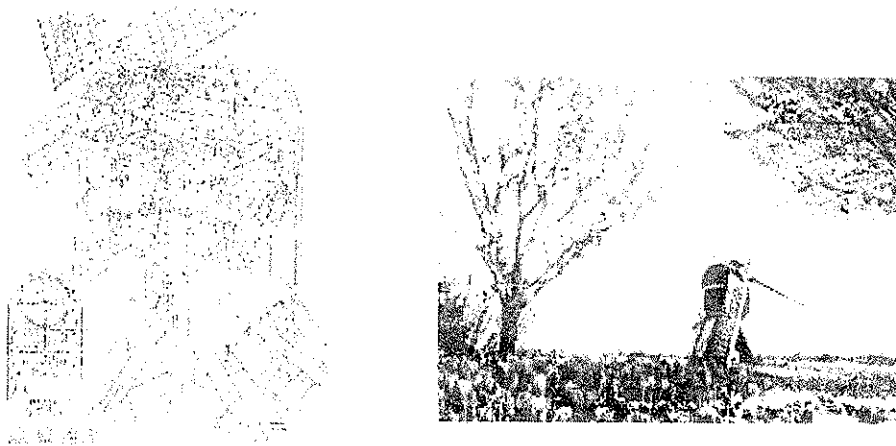
Os primeiros aproveitamentos da força dos ventos foram em máquinas para produzir trabalho, na moagem de grãos, serrarias e bombeamento d'água. Mais tarde foram de grande importância na fabricação de papel, em produção de óleos vegetais e até em grandes projetos de drenagem.

### 2.2 Aspectos históricos do uso da energia eólica

Os primeiros aproveitamentos da força dos ventos pelo homem têm data bastante imprecisa, mas, certamente, ocorreram há milhares de anos, no Oriente. Eram provavelmente máquinas que utilizavam a força aerodinâmica de arrasto, sobre placas ou velas, para produzir trabalho.

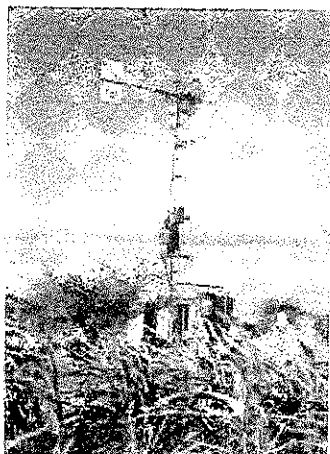
Estima-se que a partir da Idade Média o homem passou a utilizar em maior escala as forças aerodinâmicas de sustentação, permitindo as grandes navegações e também maior eficiência às máquinas eólicas. Possivelmente, máquinas eólicas movidas por forças de sustentação foram introduzidas na Europa pelas Cruzadas, por volta do século XI. O certo é que no século XIV, na Holanda, essas máquinas (Figura 2.1) já apresentavam grande evolução técnica e de capacidade em potência e ampla aplicação como fonte de energia, principalmente em moagem de grãos, serrarias e bombeamento d'água. À época da descoberta do Brasil, em 1500, havia muitos milhares de moinhos de vento em toda a Europa, da Península Ibérica aos países nórdicos. Durante os séculos seguintes, as máquinas eólicas tiveram grandemente expandida, a sua aplicação na Europa: em fabricação de papel para atender à demanda após a invenção da imprensa, em produção de óleos vegetais e até em grandes projetos de drenagem. Com a expansão do uso de máquinas a vapor, no século XIX, os moinhos de vento europeus entraram gradualmente em desuso.





**Figura 2.1 - Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês.**  
**Fonte: DUTRA, 2001**

A utilização de cata-ventos de múltiplas pás (Figura 2.2) destinados ao bombeamento d'água desenvolveu-se de forma efetiva, em diversos países, principalmente nas suas áreas rurais. Acredita-se que desde a segunda metade do século XIX mais de seis milhões de cata-ventos já teriam sido fabricados e instalados somente nos Estados Unidos para o bombeamento d'água em sedes de fazendas isoladas e para abastecimento de bebedouros para o gado em pastagens extensas. Os cata-ventos de múltiplas pás foram usados também em outras regiões como a Austrália, Rússia, África e América Latina. O sistema se adaptou muito bem às condições rurais tendo em vista suas características de fácil operação e manutenção. Toda a estrutura era feita de metal e o sistema de bombeamento era feito por meio de bombas e pistões favorecidos pelo alto torque fornecido pela grande número de pás. Até hoje esse sistema é largamente usado em várias partes do mundo para bombeamento d'água.



**Figura 2.2 – Exemplo de um cata-vento de múltiplas pás instalado no Kenia.**  
**Fonte: DUTRA, 2001**

Para a geração de energia elétrica, também nos Estados Unidos, a partir da década de 1930, iniciou-se uma ampla utilização de pequenos aerogeradores para carregamento de baterias, o que favoreceu o acesso à energia elétrica aos habitantes do meio rural. Entre 1930 e 1960, dezenas de milhares desses aerogeradores; foram produzidos e instalados nos Estados Unidos, bem como exportados para diversos países. A produção dessas máquinas foi desativada gradualmente nas décadas de 1950 e 1960, à medida que as redes de eletrificação passaram a dominar o atendimento rural.

A geração de eletricidade em grande escala, para alimentar de forma suplementar o sistema elétrico com o uso de turbinas eólicas de grande porte, é tecnologia que existe há diversas décadas. Desde a fase experimental, ressaltam-se os primeiros aproveitamentos eólio-elétricos realizados durante as décadas de 1940 e 1950 nos Estados Unidos (Smith-Putnam) e Dinamarca (Gedser). Pode-se dizer que o precursor das atuais turbinas eólicas surgiu na Alemanha (Hütter, 1955), já com pás fabricadas em materiais compostos, controle de passo e torre tubular esbelta.

Na década de 1970 e até meados da década de 1980, após a primeira grande crise de preços do petróleo, diversos países – inclusive o Brasil – aumentaram seus esforços em pesquisa sobre utilização da energia eólica para a geração elétrica. Data dessa época a turbina DEBRA 100kW, desenvolvida em conjunto entre os institutos de pesquisa aeroespacial do Brasil e da Alemanha (DEBRA = DEutsche BRAsileira).

Entretanto, foi a partir de experiências de estímulo ao mercado, realizadas na Califórnia (década de 1980), Dinamarca e Alemanha (década de 1990), que o aproveitamento eólio-elétrico atingiu escala de contribuição mais significativa ao sistema elétrico, em termos de geração e economia. O desenvolvimento tecnológico passou a ser conduzido pelas nascentes indústrias do setor em regime de competição alimentadas por mecanismos institucionais de incentivo – especialmente via remuneração pela energia produzida. Características também marcantes desse processo foram: (a) devido a modularidade, o investimento em geração elétrica passou a ser acessível a uma nova e ampla gama de investidores; (b) devido à produção em escalas

industriais crescentes, o aumento de capacidade unitária das turbinas, e novas técnicas construtivas, possibilitaram-se reduções graduais e significativas no custo por kilowatt instalado e, conseqüentemente, no custo de geração. O principal problema ambiental inicial – impactos das pás em pássaros – praticamente desapareceu com as turbinas de grande porte e menores velocidades angulares dos rotores. Por se mostrar uma forma de geração praticamente inofensiva ao meio ambiente, sua instalação passou a simplificar os minuciosos – e demorados – estudos ambientais requeridos pelas fontes tradicionais de geração elétrica, bastando, em muitos casos, aos poderes concedentes a delimitação das áreas autorizadas para sua instalação. Esse último fato, aliado às escalas industriais de produção de turbinas, tornaram a geração eólico-elétrica uma das tecnologias de maior crescimento na expansão da capacidade geradora.

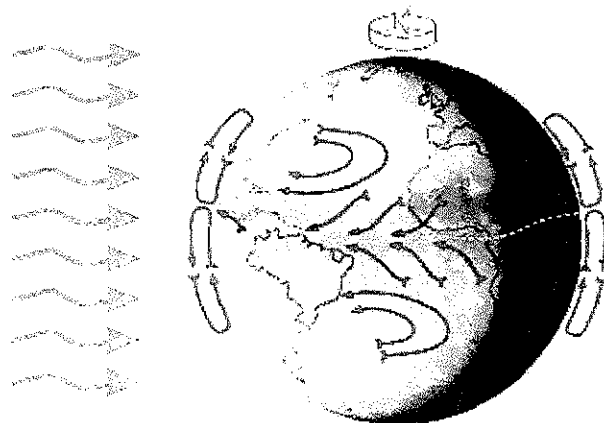
# Capítulo 3

## O VENTO

### 3.1 Mecanismos de geração dos ventos

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol, isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Conseqüentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos. A Figura 3.1 apresenta esse mecanismo.



**Figura 3.1 – Distribuição geral do vento**

**Fonte: CRESESB/CEPEL, 2000**

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam de "soprar" pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no Equador e resfriamento nos pólos) estão sempre presentes na natureza. São chamados de ventos planetários ou constantes e podem ser classificados em:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.
- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes.
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os pólos.
- Polares: ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

Tendo em vista que o eixo da Terra está inclinado de  $23,5^\circ$  em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície terrestre. Como resultado, surgem os ventos continentais ou periódicos e compreendem as monções e as brisas.

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação.

Em função das diferentes capacidades de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol, inerentes a cada tipo de superfície (tais como mares e continentes), surgem as brisas que se caracterizam por serem ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marítima). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre a brisa terrestre que sopra da terra para o mar. Normalmente, a intensidade da brisa terrestre é menor do que a da brisa marítima devido à menor diferença de temperatura que ocorre no período noturno.

Sobrepostos ao sistema de geração dos ventos descrito acima se encontram os ventos locais, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales.

### 3.2 A velocidade do vento

A velocidade do vento varia com a localização geográfica e a altitude, constatando-se alterações instantâneas, diárias, sazonais e anuais. Dentro de certos limites de comportamento atmosférico, considera-se que para altitudes menores que 100m, a variação da velocidade de vento com a altura do solo pode ser expressa pela fórmula empírica.

$$v(h) = v_1 \left[ \frac{h}{h_1} \right]^\alpha \quad (3.1)$$

Onde:

$v_1$  – velocidade na altura  $h_1$  (conhecida),

$v(h)$  – velocidade na altura  $h$ ,

$h$  – altura para a qual se quer determinar a velocidade  $v(h)$ ,

$h_1$  – altura em que ocorre velocidade  $v_1$ , geralmente 10 m,

$\alpha$  - coeficiente dependente da natureza do terreno, como ilustrado na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 – Rugosidade para cálculo da velocidade do vento**

| Tipo de terreno                   | Comprim. de rugosidade ( $h_0$ ,m)    | Expoente Rugos. ( $\alpha$ ) |
|-----------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|
| Liso, lago ou oceano              | $10^{-2} - 10^{-3}$                   | 0,10                         |
| Gramma baixa (0,02 - 0,1 m)       | $3 \times 10^{-2} - 10^{-1}$          | 0,14                         |
| Vegetação rasteira (0,25 - 1,0 m) | $4 \times 10^{-2} - 1 \times 10^{-1}$ | 0,16                         |
| Arbustos, árvore ocasional        | $4 \times 10^{-2} - 2 \times 10^{-1}$ | 0,20                         |
| Árvores, construções ocasionais.  | $5 \times 10^{-2} - 1,0$              | 0,23                         |
| Subúrbios, peq. Cidades           | $4 \times 10^{-2} - 2,0$              | 0,29                         |
| Urbanizada e altos edifícios      | 1 - 10                                | 0,40                         |

**Fonte: DUTRA, 2001**

Para terrenos satisfazendo os requisitos de uniformidade de aspereza a seguinte lei logarítmica, oriunda da fórmula de Prandtl, é válida com alto grau de aproximação, em condições adiabáticas:

$$\frac{v(z)}{v(h)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{h_0}\right)} \quad (3.2)$$

Onde:

$h$  - altura para a qual se deseja conhecer a velocidade.

$v(h)$  - velocidade média do vento na altura  $h$ .

$v(z)$  - velocidade de referência (conhecida).

$z$  - altura de referência.

$h_0$  - comprimento de rugosidade, obtida da tabela 3.1 em função do tipo de solo.

O potencial eólico de um local é estimado a partir de curvas de duração de velocidade do vento. Segundo os padrões da World Meteorological Organization, as medições devem ser efetuadas na altura de 10 m do solo e preferencialmente em intervalos de 10 minutos. Esta última proposta é baseada na análise espectral da velocidade de vento para a qual as flutuações da velocidade de vento durante um mês ocorrem significativamente em frequências correspondentes a períodos entre 10 h e 100 h e para períodos menores que 5 minutos, sendo que, esta segunda categoria denomina-se rajada. Não ocorrem significativas variações de vento para períodos entre 5 minutos e 10 horas, onde o comportamento da turbina eólica pode ser considerado quase-estático.

As flutuações do vento constituem fenômeno estocástico que pode ser representado por métodos estatísticos. Em termos de análise estatística, o regime de vento em um determinado local é representado por funções de distribuição obtidas de medições efetuadas em um determinado período. Entre as funções mais utilizadas destacam-se a distribuição de velocidade média de vento e a distribuição de frequência de ocorrência da velocidade de vento. Enquanto a primeira representa o valor da velocidade média de vento em intervalos de tempo determinados (meses, dias, horas, etc.), a segunda identifica o número de ocorrências (quantas horas por mês, por exemplo) de um determinado valor de velocidade de vento. Os registros da densidade de probabilidade podem ser descritos por expressões analíticas. Têm sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de Weibull é normalmente considerada como a mais adequada a qual é expressa por sua função densidade de probabilidade.

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

Onde:

$f(v)$  = função densidade de probabilidade.

$k$  = fator de forma.

$c$  = velocidade característica.

$v$  = velocidade do vento.

$k$  e  $c$  são parâmetros dependentes do local.

A velocidade média anual do vento  $u_{ma}$  calcula-se através de:

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3.4)$$

Onde:

$u_{ma}$  – velocidade média anual.

$f(v)$  = função densidade de probabilidade.

$v$  = velocidade do vento.

Na prática têm-se distribuições discretas da velocidade média do vento em classes de 1 m/s, pelo que a velocidade média anual se calcula, de forma aproximada, por:

$$u_{ma} = \sum_{v=0}^{v_{max}} v f(v) \quad (3.5)$$

Onde:

$u_{ma}$  – velocidade média anual.

$v$  = velocidade do vento.

$f(v)$  = função densidade de probabilidade.



A função Gamma –  $\Gamma$  relaciona os parâmetros  $c$  e  $k$  da distribuição de Weibull com as características da velocidade do vento – média anual e variância, através das relações seguintes:

$$u_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.6)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left( \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (3.7)$$

Onde:

$u_{ma}$  = velocidade média anual.

$c$  = velocidade característica.

$k$  = fator de forma.

$\sigma^2$  – variância.

$\Gamma$  – função Gamma definida como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$$

É possível também se utilizar distribuição mais simples, conhecida como distribuição de Rayleigh, que é um caso especial da distribuição de Weibull para fator de forma igual a 2.

Para a definição dos limites de operação de uma turbina eólica e para a análise da viabilidade econômica do aproveitamento energético é também necessário ter-se informação referente à probabilidade ou frequência de ocorrência das diferentes velocidades do vento.

Analisando uma curva típica de distribuição probabilística Weibull, por exemplo, constata-se que:

- A função densidade de probabilidade apresenta assimetria positiva, isto é, baixas velocidades do vento apresentam maior probabilidade de ocorrência que velocidades elevadas.
- As baixas velocidades, apesar da sua elevada probabilidade de ocorrência, têm um potencial energético tão baixo que pouco contribuem para a energia produzida anualmente.
- As altas velocidades do vento, apesar de possuírem um elevado conteúdo energético, apresentam baixas probabilidades de ocorrência.

Desta forma, é economicamente pouco significativo o aproveitamento das velocidades do vento muito baixas ou muito altas.

### 3.3 Energia e Potência Extraída do Vento

O termo “energia eólica” descreve o processo pelo qual o vento é usado para gerar energia mecânica ou eletricidade. Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A fórmula apresentada a seguir calcula a potência gerada pelas turbinas eólicas.

$$P = \frac{W}{\Delta t} \quad (3.8)$$

Onde:

$P$  – Potência.

$W$  – trabalho.

$\Delta t$  – intervalo de tempo.

A potência  $P$  é igual ao trabalho  $W$  dividido pelo tempo; mas o trabalho realizado pelo vento, que neste caso é igual a sua energia cinética  $E_c$ , é:

$$W = E_c = \frac{m.v^2}{2} \quad (3.9)$$

Onde:

$W$  – trabalho.

$E_c$  – energia cinética.

$m$  – massa.

$v$  – velocidade do vento.

Então:

$$P = \frac{\frac{m.v^2}{2}}{\Delta t} = \frac{m.v^2}{2\Delta t} \quad (3.10)$$

Mas como:

$$\frac{m}{\Delta t} = \dot{m} = \rho \cdot v \cdot A \quad (3.11)$$

Onde:

$P$  – Potência.

$m$  – massa.

$v$  - velocidade do vento.

$\Delta t$  – Intervalo de tempo.

$\dot{m}$  – vazão mássica.

$\rho$  - massa específica do ar.

$A$  – área varrida pelo rotor.

Temos:

$$P = \frac{\rho \cdot v^3 \cdot A}{2} \quad (3.12)$$

Onde:

$P$  – Potência.

$\rho$  - massa específica do ar.

$v$  - velocidade do vento.

$A$  – área varrida pelo rotor.

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica é função do cubo da velocidade de vento  $v$ :

$$P(\text{watts}) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad (3.13)$$

Onde:

$\rho$  = densidade do ar em  $kg / m^3$ .

$A = \pi \cdot D^2 / 4$ , em que  $D$  é o diâmetro do rotor.

$C_p$  = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor.

$\eta$  = eficiência do conjunto gerador/transmissão.

Vale ressaltar que esta regra é teórica e na prática, não se consegue converter toda essa potência (teórica) em potência útil. A taxa de conversão ( $\eta$  – rendimento) varia de 20 a 59%, quando o sistema funciona de maneira otimizada.

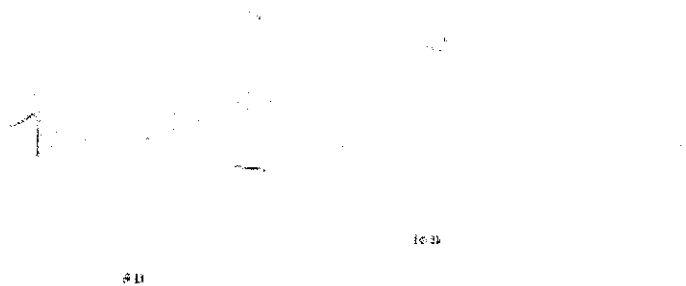
A potência captada por qualquer sistema de conversão de energia eólica é expressa pelo produto da potência disponível pelo rendimento de captação. Este rendimento é geralmente expresso sob a forma de um coeficiente de potência adimensional,  $C_p$ .

Existe um limite teórico referente à quantidade de energia que é possível extrair de um dado escoamento permanente. Este limite correspondente ao valor máximo de  $C_p$  de 16/27, ou seja, 59%, e resulta de duas reduções distintas: uma de 2/3 do fluxo através da turbina, associada ao alargamento do tubo de corrente, e outra de 8/9 referente a uma incompleta absorção de energia, ou seja, a uma velocidade na esteira da turbina diferente de zero. Desta forma, a principal limitação ao aproveitamento da energia do vento resulta da redução do fluxo de massa. Para manter o valor de  $C_p$  no máximo, é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento, o que não é conseguido para sistemas eólicos em que o gerador está diretamente ligado à rede de frequência constante, que impõe velocidade constante; em consequência, estes sistemas, que constituem a maior parte dos sistemas de conversão de energia eólica em funcionamento, operam muitas vezes em regimes não otimizados.

Da equação 3.12 pode-se constatar que se em determinada localidade a velocidade do vento aumenta em 10% a potência se eleva em 33%, o que demonstra como é importante a escolha de um lugar com vento mais veloz para o melhor aproveitamento da energia eólica. Com relação área varrida pelo rotor, se o diâmetro da hélice for dobrado e o vento permanecer constante a potência aumentará quatro vezes. Isto ocorre porque a área varia com o quadrado do raio, ou seja, dobrando-se a área do rotor aumenta-se a potência em quatro vezes.

A absorção de energia cinética reduz a velocidade do vento à jusante do disco do rotor que gradualmente recupera-se ao misturar-se com as massas de ar predominantes do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente dissipa-se. Após alguma distância à jusante da turbina, o escoamento praticamente recupera as condições de velocidade originais e turbinas adicionais podem ser instaladas, minimizando as perdas de desempenho causadas pela interferência da turbina anterior.

Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, as condições de operação da turbina, a rugosidade de terreno e a condição de estabilidade térmica vertical da atmosfera. De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro  $d$ , se instalada a jusante, e 5 vezes  $d$ , se instalada ao lado, em relação ao vento predominante (Figura 3.2).



**Figura 3.2 – Esteira aerodinâmica e afastamento entre turbinas eólicas**  
**Fonte: CRESESB/CEPEL, 2000**

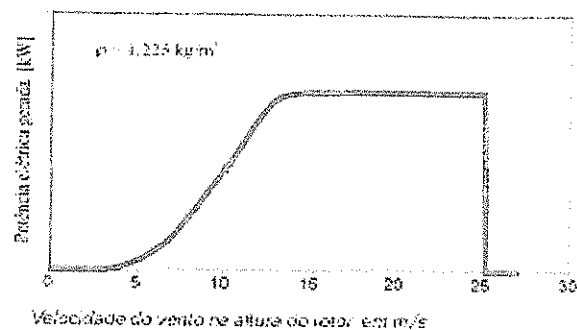
A velocidade angular do rotor é inversamente proporcional ao diâmetro  $d$ . Usualmente, a rotação é otimizada no projeto, para minimizar a emissão de ruído aerodinâmico pelas pás. Uma fórmula prática para a avaliação da rotação nominal de operação de uma turbina eólica é:

$$rpm = \frac{1150}{d} \quad (3.14)$$

Onde:

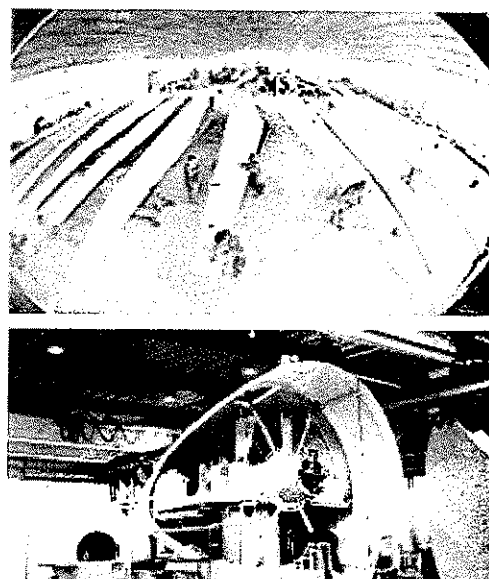
$rpm$  – rotação nominal da turbina,  
 $d$  – diâmetro da turbina.

À medida que a tecnologia propicia dimensões maiores para as turbinas, a rotação reduz-se: os diâmetros de rotores no mercado atual variam entre 40 m e 80 m, o que resulta em rotações da ordem de 30 rpm a 15 rpm, respectivamente. As baixas rotações atuais tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em vôo. Quanto aos níveis de ruído, turbinas eólicas satisfazem os requisitos ambientais mesmo quando instaladas a distâncias da ordem de 300m de áreas residenciais. Esses aspectos contribuem para que a tecnologia eólio-elétrica apresente o mínimo impacto ambiental, entre as fontes de geração na ordem de gigawatts. A Figura 3.3 mostra uma curva típica de potência de turbinas eólicas, e a figura 3.4 diferentes fases de sua fabricação.



**Figura 3.3 – Curva típica de potência de turbinas eólicas**

**Fonte: CRESESB/CEPEL, 2000**



**Figura 3.4 – Vista geral da fabricação das pás e montagem da nacelle**

**Fonte: CRESESB/CEPEL, 2000**

Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 2,5 - 3,0 m/s; abaixo desses valores, o conteúdo energético do vento não justifica o aproveitamento. Velocidades superiores a aproximadamente de 12,0 m/s a 15,0 m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo de turbina. Em ventos muito fortes ( $v > 25\text{m/s}$  no exemplo), atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e não são importantes em termos

de aproveitamento além da turbulência associada ser indesejável para a estrutura da máquina; nesse caso, a rotação das pás é reduzida (passo ou estol) e o sistema elétrico do gerador é desconectado da rede elétrica.

Turbinas eólicas de grande porte têm controle inteiramente automático, por meio de atuadores rápidos, software e microprocessadores alimentados por sensores duplos em todos os parâmetros relevantes. Usualmente, utiliza-se telemetria de dados para monitoramento de operação e auxílio a diagnósticos e manutenção. As curvas de potência fornecidas por fabricantes de turbinas, geralmente medidas por órgãos credenciados e independentes, usualmente referem-se a velocidades de vento quase instantâneas (médias de 10 minutos) e massa específica do ar  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  ( $15^\circ \text{ C}$  ao nível do mar). No caso das temperaturas de grande parte do território brasileiro, correções para a massa específica do ar local são necessárias.

### 3.4 Forças Aerodinâmicas

A razão entre a velocidade de rotação  $w$  (m/s) da extremidade da pá de uma turbina de raio  $r$  (m) e a velocidade do vento,  $v$  (m/s), resulta num parâmetro adimensional designado por velocidade específica ou razão de velocidades na ponta da pá  $\lambda$  :

$$\lambda = \frac{w.r}{v} \quad (3.15)$$

Onde:

$\lambda$  – velocidade na ponta da pá ou velocidade específica.

$w$  – velocidade de rotação (m/s).

$v$  - velocidade do vento (m/s).

Se a velocidade angular do rotor for pequena, a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor é pequena, ao contrário, se a velocidade for alta, o rotor funcionará como uma parede contra o vento. Portanto, a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento de forma a obter a máxima eficiência de conversão, isto é, um coeficiente de potência  $C_p$  máximo.

Constata-se também que o valor de  $\lambda$  ( $\lambda_0$ ), para o qual se verifica a máxima eficiência na conversão de energia está relacionado com o número de pás da turbina,  $n$ , através da seguinte expressão:

$$\lambda_0 = \frac{4\pi}{n} \quad (3.16)$$

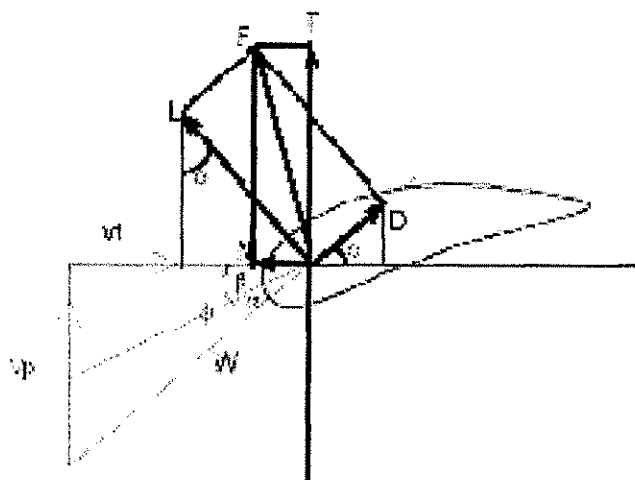
Onde:

$\lambda_0$  – velocidade na ponta da pá para máxima eficiência na conversão.

$n$  – número de pás da turbina.

Assim, a elevada velocidade específica requer um pequeno número de pás; no caso de uma turbina de duas pás, o coeficiente de potência máxima ocorre para um valor de  $\lambda$  próximo de seis.

A geometria das pás (Figura 3.5), cuja seção reta tem a forma de um perfil de asa, determina a quantidade de energia que é extraída para cada velocidade do vento.



Onde:

$W$  – velocidade relativa.

$V_p$  – velocidade de saída.

$V_t$  – componente tangencial.

$L$  – força de sustentação.

$T$  – componente do binário motor.

$D$  – força de arraste.

$\alpha$  – ângulo de ataque.

$\beta$  – ângulo de passo.

$\phi$  – ângulo do escoamento.

**Figura 3.5 - Sistema de forças atuantes na pá do aerogerador**

Fonte: CAMARGO, 2005

As grandezas intervenientes são as seguintes:

- O vetor velocidade relativa do vento,  $w$ , que atua no elemento da pá e que resulta de duas componentes: a velocidade do vento,  $V_p$ , e a velocidade tangencial da pá,  $V_t$ .
- O ângulo de ataque,  $\alpha$ , definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil alar (linha de corda) e o escoamento relativo; o ângulo de passo,  $\beta$ , que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a superfície por esta varrida.



- O vetor força,  $F$ , que pode ser decomposto em duas componentes: uma, que atua na mesma direção da velocidade relativa designada por resistência,  $D$ , outra que é perpendicular designada por sustentação,  $L$ .

O vetor força  $F$  pode ser decomposto na direção do plano de rotação da turbina e na direção perpendicular, obtendo-se a componente que contribui para o movimento da pá,  $N$ , e a componente que contribui para o binário motor,  $T$ .

Para que o desempenho da pá possa ser descrito, independentemente do seu tamanho e da velocidade com que está animada, é usual dividir a força de sustentação  $L$  e a força de arraste,  $D$ , pela força experimentada pela secção reta,  $a$ , de uma pá, animada da velocidade do vento,  $v$ . Os coeficientes de sustentação,  $C_L$ , e de arraste,  $C_D$ , do rotor são dados por:

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho v^2 a} \quad (3.17)$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho v^2 a} \quad (3.28)$$

Onde:

$C_L$  – coeficiente de sustentação.

$L$  – força de sustentação.

$C_D$  – Coeficiente de arraste.

$D$  – força de arraste.

$\rho$  – massa específica do ar.

$v$  – velocidade do vento.

$a$  – seção reta da pá.

O coeficiente de sustentação, para os perfis normalmente utilizados em turbinas eólicas, apresenta um valor máximo para um ângulo de ataque em torno de  $10^\circ$  a  $15^\circ$ , verificando-se, a partir deste valor, um decréscimo.

O coeficiente de arraste mantém-se aproximadamente constante até se atingir um ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo; para valores de  $\alpha$  superiores, o coeficiente de arrastamento apresenta um crescimento acentuado. Este coeficiente depende fortemente da rugosidade da pá e de efeitos de fricção.

Para que se extraia do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada de forma a apresentar um ângulo de ataque tal que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima.

### 3.5 Cálculos energéticos

Uma condição necessária para a apropriação da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. As turbinas modernas são projetadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento da ordem de 10 a 15 m/s.

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante  $v$  (m/s).

Na unidade de tempo, aquela coluna de ar, ao atravessar, a seção plana transversal  $A$  (m<sup>2</sup>) do rotor da turbina, desloca uma massa  $\rho A v$  (kg/s), em que  $\rho$  é a massa específica do ar ( $\rho = 1,225$  kg/m<sup>3</sup>), em condições normais de pressão e temperatura normais). A potência disponível no vento  $P$  (W) é, então, proporcional ao cubo da velocidade do vento.

A informação sobre o recurso eólico de um local independentemente das características das turbinas a instalar, pode ser apresentada em termos da densidade de potência disponível no vento  $W/m^2$ , isto é, potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina (Figura 3.6).

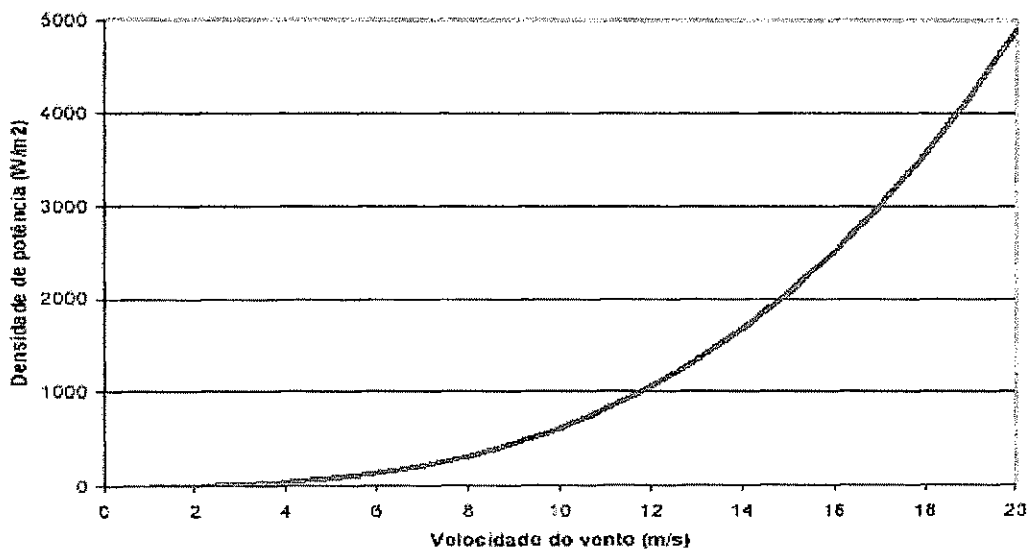


Figura 3.6 – Densidade de potência disponível no vento.  
Fonte: CASTRO, 1998

### 3.5.1 Coeficiente de potência

A equação 3.12 indica a potência disponível no vento na ausência de turbina. Esta potência não pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina, uma vez que o ar, depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com velocidade não nula para permitir a continuidade do seu fluxo. A aplicação de conceitos da mecânica de fluidos permite demonstrar a existência de um máximo teórico para o rendimento da conversão eólico-mecânica: o seu valor é 59,3% e é conhecido por Limite de Betz. Seu valor depende basicamente da relação entre a velocidade na ponta da pá do aerogerador  $\lambda$  e a velocidade do vento e do ângulo de passo da mesma pá  $\beta$ .

O rendimento efetivo da conversão numa turbina eólica depende da velocidade do vento e é dado por:

$$FC(v) = \frac{P_m}{P_{disp}} \quad (3.29)$$

Onde:

$FC$  – rendimento (ou fator de capacidade).

$P_m$  – potência mecânica no veio da turbina.

$P_{disp}$  – potência disponível no vento.

$v$  – velocidade do vento.

Embora a definição de  $FC$  seja a dada pela equação (3.29), os fabricantes de aerogeradores têm por hábito incluir o rendimento do gerador elétrico no valor de  $FC$ , mas a expressão usada na prática é:

$$FC(v) = \frac{Pe}{P_{disp}} \quad (3.30)$$

Onde:

$FC$  – rendimento aerodinâmico (ou fator de capacidade ou fator de aproveitamento).

$Pe$  – potência elétrica fornecida aos terminais do gerador.

$P_{disp}$  – potência disponível no vento.

As turbinas eólicas são projetadas para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada por velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s.

Para a adequação da velocidade do rotor ao gerador elétrico são usadas caixas de engrenagens multiplicadoras. Dessa forma a potência elétrica de saída do aerogerador é dada por:

$$P_e = P.C_p.\eta_m.\eta_g \quad (3.31)$$

Onde:

$P_e$  – Potência elétrica na saída do aerogerador.

$P$  – Potência teórica.

$C_p$  – Coeficiente de potência.

$\eta_m$  – eficiência da caixa multiplicadora.

$\eta_g$  – eficiência do gerador elétrico.

Para aerogeradores atuais a eficiência da caixa multiplicadora e do gerador elétrico está entre 94% e 96 %.

### 3.5.2 Energia elétrica

Uma vez obtida uma representação do perfil de ventos numa base de tempo alargada, o valor esperado para a energia elétrica produtível anualmente:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{MAX}} f(\bar{u}) P_e(\bar{u}) d\bar{u} \quad (3.32)$$

Onde:

$E_a$  – energia elétrica produtível anualmente.

$u_0$  - velocidade de cut-in (partida).

$u_{MAX}$  - velocidade de cut-out (parada).

$P_e(\bar{u})$  - característica elétrica (Potência) do sistema de conversão de energia eólica.

$f(\bar{u})$  - densidade de probabilidade da velocidade média do vento.

Habitualmente estão disponíveis distribuições discretas, sendo que a equação (3.32) se transforma em:

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{MAX}} f_r(\bar{u}) P_e(\bar{u}) \quad (3.33)$$

Em que:

$f_r(\bar{u})$  - frequência (horas) de ocorrência da velocidade média do vento:

$$f_r(\bar{u}) = 8760 f(\bar{u}) \quad (3.34)$$

## Capítulo 4

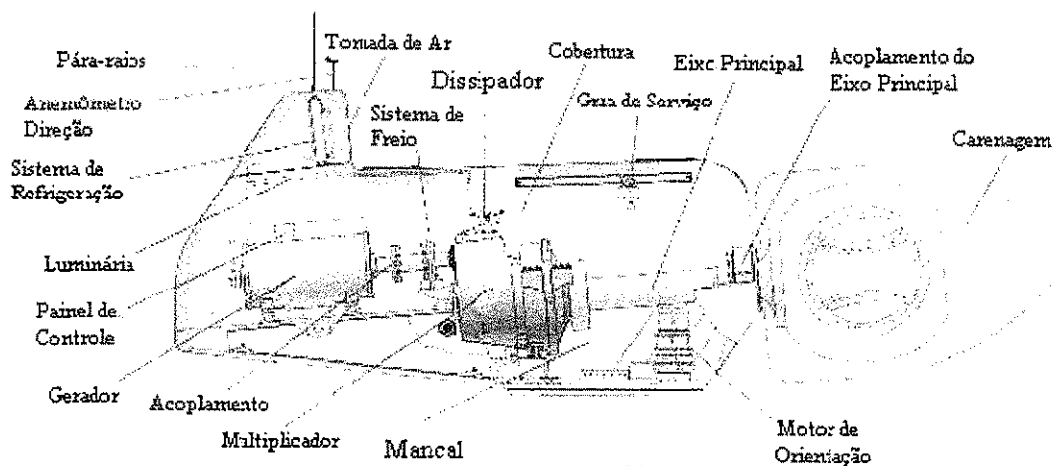
# INSTALAÇÕES EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1 Partes Componentes

Um sistema eólico é constituído por vários componentes que devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um maior rendimento final. Para efeito de estudo global da conversão eólica devem ser considerados os seguintes componentes:

- Vento: Disponibilidade energética do local destinado à instalação do sistema eólico.
- Rotor: Responsável por transformar a energia cinética do vento em trabalho mecânico de rotação.
- Transmissão e Caixa Multiplicadora: Responsável por transmitir a potência mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam este componente; neste caso, o eixo do rotor é acoplado diretamente à carga.
- Gerador Elétrico: Responsável pela conversão do trabalho mecânico em energia elétrica.
- Mecanismo de Controle: Responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga e, etc.
- Torre: Responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente.
- Sistema de Armazenamento: Responsável por armazenar a energia para produção de energia firme a partir de uma fonte intermitente.
- Transformador: Responsável pelo acoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede elétrica.
- Acessórios: São os componentes periféricos.

A Figura 4.1 apresenta as diversas partes constituintes de um sistema eólico.



**Figura 4.1 – Componentes de uma turbina**

**Fonte: CAMARGO, 2005**

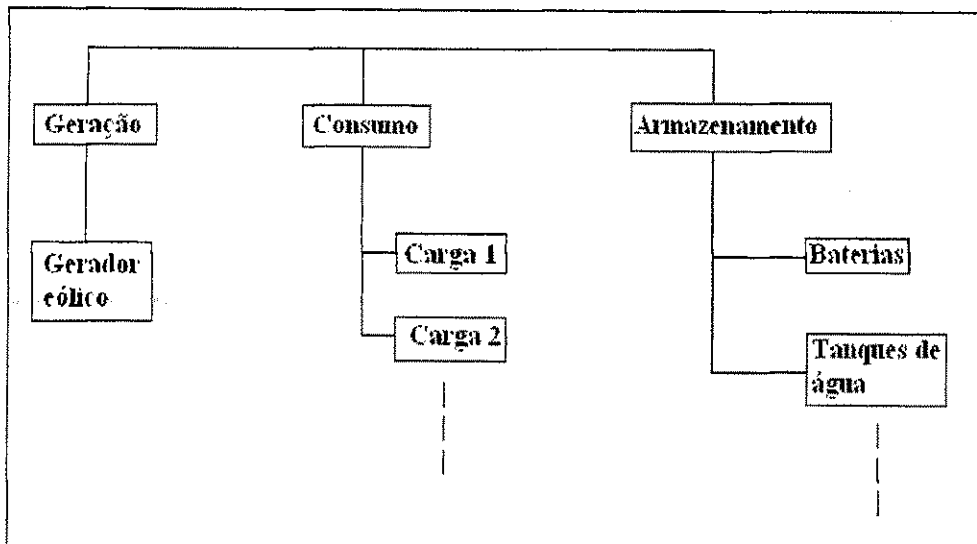
## 4.2 Classificação

As instalações eólicas para geração de energia elétrica podem ser classificadas de diversas formas. Como exemplo, podem ser consideradas as seguintes categorias:

### 4.2.1 Quanto ao abastecimento da carga

#### 4.2.1.1 Autônomas

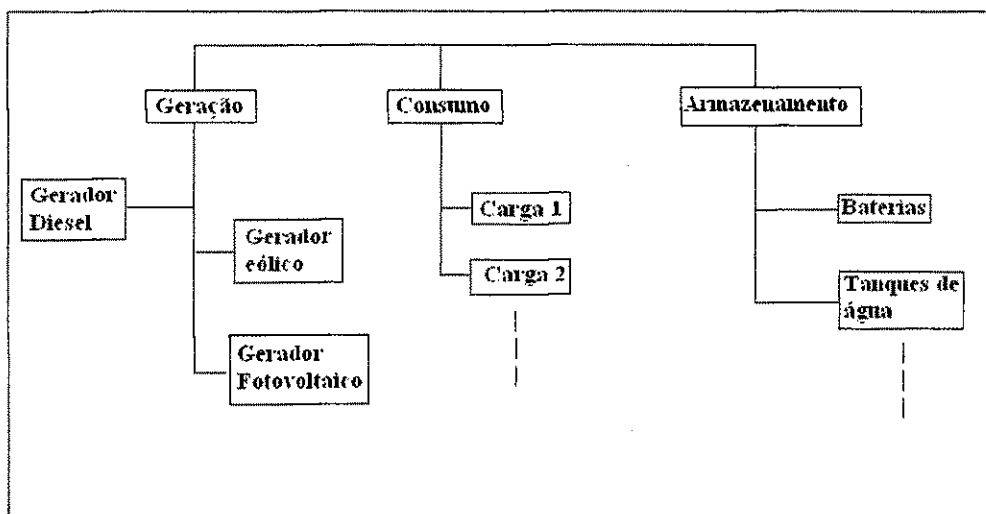
Quando o gerador eólico é o único responsável pelo fornecimento de energia elétrica para cargas que não possuem nenhum tipo de ligação com a rede elétrica. Os componentes básicos são a unidade de geração, de consumo e de armazenamento, conforme mostrado na Figura 4.2.



**Figura 4.2 – Componentes básicos de uma instalação eólica autônoma**  
 Fonte: CARVALHO, 2003

#### 4.2.1.2 Híbridas

Quando o gerador eólico está associado a outras unidades geradoras, como por exemplo, módulos fotovoltaicos e gerador diesel, no fornecimento de energia elétrica para cargas que não possuem nenhum tipo de ligação com a rede elétrica, conforme apresentado na Figura 4.3.



**Figura 4.3 – Componentes básicos de uma instalação híbrida**  
 Fonte: CARVALHO, 2003

### 4.2.1.3 Interligadas à rede

Quando o gerador eólico fornece energia para a rede elétrica.

## 4.2.2 Quanto ao eixo de rotação

### 4.2.2.1 Vertical

As turbinas de eixo vertical, que atualmente desempenham um papel secundário, seguem duas linhas principais.

O rotor Savonius (Figura 4.4) é do tipo de arrasto, tem baixa eficiência e só é empregado quando se requer a entrada em operação com baixas velocidades do vento e potências reduzidas.

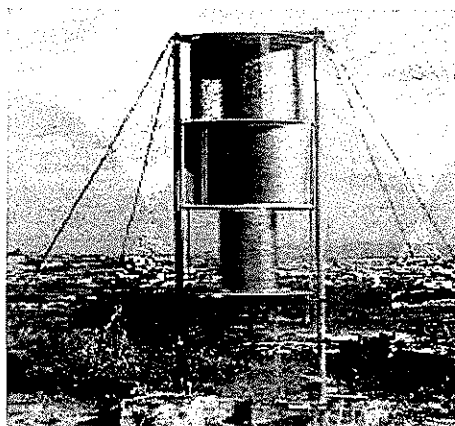


Figura 4.4 – Turbina Savonius de eixo vertical  
Fonte: NERG, 2005

Para geração de eletricidade é empregada a unidade Darrieus, com engrenagem e gerador ao nível do solo. Uma variação da estrutura convencional, com pás em forma de arco, é a unidade chamada Darrieus H sem engrenagem, com a denominação devida ao formato assumido pelas pás.

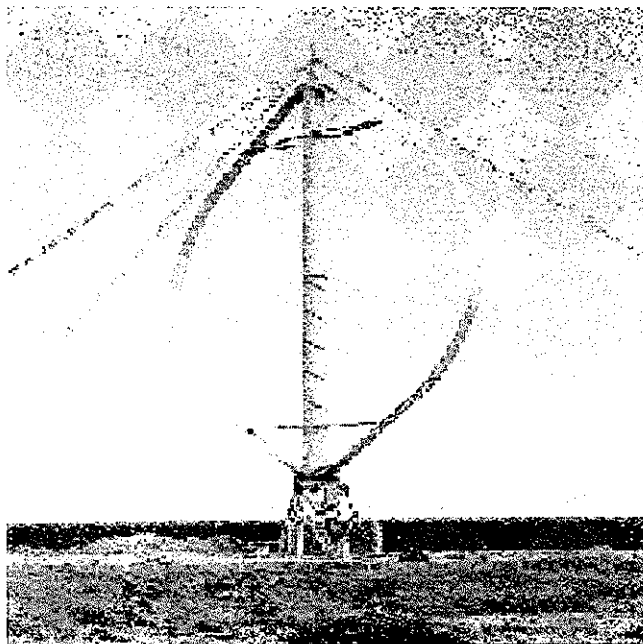
O rotor Darrieus (Figuras 4.5 e 4.6) emprega principalmente a força de sustentação no perfil das pás, do mesmo modo que as turbinas eólicas de eixo horizontal.

- **Rotor Darrieus** – Tem como vantagem não requerer nenhum tipo de direcionamento, pois está sempre voltado ao vento. O gerador e os controles encontram-se ao nível do solo e são, portanto de fácil acesso e manutenção. Suas pás são de simples construção e têm forma de catenária. Como o rotor fica situado próximo ao solo, a geração de energia é sensivelmente inferior se

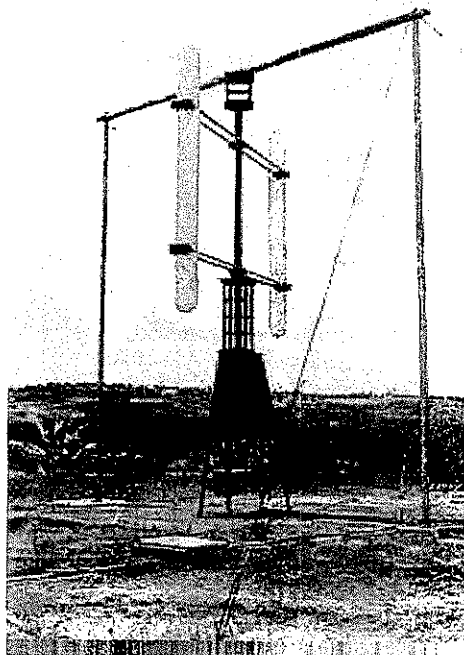


comparada com a de um gerador de eixo horizontal. O controle deste tipo de turbina eólica é difícil e, em geral, não entram em operação sozinhas, necessitando um motor de partida.

- **Rotor H-Darrieus** – Apresenta as pás em posição semelhante à letra H e tem como vantagem uma construção das pás ainda mais simples. Suas pás encontram-se a uma altura comparável à das turbinas eólicas de eixo horizontal, por conseguinte a geração de energia também é da mesma ordem. Além disso, o controle da potência (ver a seguir) pode ser semelhante aos das turbinas eólicas de eixo horizontal.



**Figura 4.5 – Rotor Darrieus**  
**Fonte: CAMARGO, 2005**



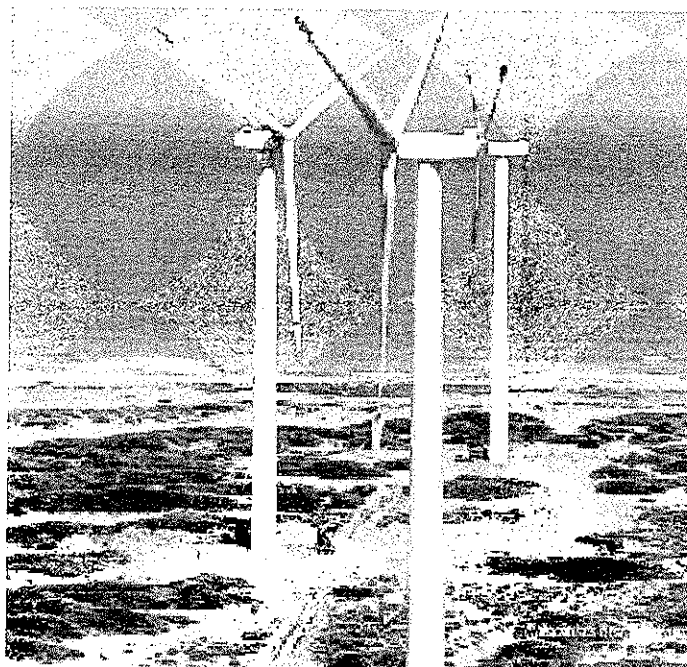
**Figura 4.6 – Turbina Darrieus de eixo vertical e pá reta.**  
**Fonte: NERG, 2005**

#### **4.2.2.2 Horizontal**

Representam a quase totalidade dos geradores eólicos comerciais, com potências variando de centenas de W a MW

As turbinas eólicas de eixo horizontal (Figura 4.7) apresentam quase que exclusivamente rotores com uma, duas ou três pás. Os motivos pelos quais se emprega um número pequeno de pás são:

- Maior velocidade de rotação torna a geração de energia elétrica mais barata, com a diminuição dos custos do gerador e caixa de multiplicação.
- Diminuição dos custos materiais pelo emprego de um número menor de pás.
- Adoção de flanges articuladas nos rotores de uma ou duas pás, que possibilita a redução dos esforços mecânicos.



**Figura 4.7 – Rotores de três pás**

**Fonte: USDOE, 1996**

Considerando-se que o vento sopra de diferentes direções, a posição do rotor e o direcionamento conforme o sentido do vento são de grande importância nas turbinas eólicas de eixo horizontal.

As turbinas eólicas são diferenciadas com relação à direção do vento se o rotor está posicionado na frente ou atrás da torre:

- Rotor a barlavento: está a montante da torre, ou seja, o rotor se posiciona com relação à direção de onde vem o vento sempre na frente da torre.
- Rotor a sotavento: está à jusante ou atrás da torre.

A maioria das turbinas eólicas de eixo horizontal apresenta rotores a barlavento. Além da posição do rotor, é também necessário que o seu eixo se mantenha sempre alinhado com a direção do vento, de modo a captar o máximo possível da energia eólica. O alinhamento pode ser obtido através de:

- Autodirecionamento que ocorre pelo posicionamento do centro aerodinâmico da nacele, que é excêntrico ao eixo da torre. Por motivos mecânicos esse tipo de direcionamento funciona somente quando o rotor está girando.
- Direcionamento com o auxílio de leme aéreo que por razões mecânicas, somente pode ser utilizado em rotores com pequenos diâmetros.

- Acionamento forçado que é atualmente a forma mais utilizada de direcionamento e pode ser feito das seguintes maneiras:
- Com um pequeno rotor lateral de eixo horizontal perpendicular ao eixo do rotor principal, que através de uma caixa de redução move a nacele até que o eixo do rotor principal esteja posicionado paralelamente ao sentido do vento. Estes rotores laterais foram muito empregados nos velhos moinhos de vento holandeses.
- Com acionamento elétrico ou hidráulico em que o eixo do rotor é posicionado em paralelo à direção do vento através de um sistema de acionamento auxiliar (por exemplo, motor elétrico). Este sistema é o mais empregado atualmente.

### **4.2.3 Quanto ao número de pás**

A seguir são descritos os diferentes tipos de turbina segundo o número de pás.

#### **4.2.3.1 Rotor de Três Pás**

Atualmente, o rotor de três pás é o mais empregado em turbinas eólicas. É o tipo de rotor com menor número de pás onde se consegue controlar mais facilmente os problemas advindos dos esforços dinâmicos, ou seja, representa maior segurança quanto aos problemas dinâmicos. As pás são normalmente conectadas a um cubo rígido, que é de simples fabricação, requer pouca manutenção e não sofre desgastes. Contudo, todas as forças atuantes nas pás são transmitidas ao cubo, gerando esforços relativamente grandes nos flanges das pás e em seus componentes subseqüentes. As turbinas eólicas de três pás possuem velocidade de rotação inferior àquelas de duas ou uma pá. Para se obter uma velocidade de rotação maior, as pás deveriam ser mais esbeltas, o que causaria problemas estruturais e até problemas de emissão de ruídos.

#### **4.2.3.2 Rotor de Duas Pás**

O rotor de duas pás pode girar a uma velocidade de rotação maior, o que ocasiona gastos menores com a caixa de multiplicação e com o gerador, bem como menores nacele e peso do rotor. Entretanto, os problemas aerodinâmicos a serem resolvidos nos rotores de duas pás são bem maiores. Devido ao desbalanceamento de massa do rotor em relação à torre durante uma rotação, ocorrem enormes esforços adicionais de torção e flexão, os quais devem ser cuidadosamente considerados durante a fase de projetos. A utilização de cubos balanceados reduz os problemas mencionados.

#### **4.2.3.3 Rotor de Uma Pá**

O rotor de uma pá destaca-se em relação aos demais pela capacidade de alcançar velocidades de rotação bem superiores. Isto faz com que os gastos com caixa de multiplicação e gerador sejam reduzidos. A massa no topo da torre e da turbina eólica são inferiores as das turbinas com um número maior de pás. A desvantagem é que além de um desbalanceamento maior, ocorrem esforços dinâmicos que devem ser limitados através da escolha do tipo de conexão nacele-torre e do tipo de cubo a ser empregado.

#### **4.2.3.4 Rotores de Quatro ou Mais Pás**

Turbinas eólicas com quatro ou mais pás não têm praticamente nenhuma relevância para a geração de energia elétrica, devido à baixa velocidade de rotação intrínseca. Esse tipo de turbina eólica é empregado quase que exclusivamente para o bombeamento d'água.

### **4.2.4 Quanto à velocidade do rotor**

#### **4.2.4.1 Velocidade constante**

Princípio de operação das primeiras instalações eólicas acopladas à rede. Nesta situação o gerador é conectado diretamente à rede, o que faz com que a rotação do rotor seja constante, no caso de geradores síncronos, ou quase constante, no caso de geradores de indução. Como neste caso a velocidade específica não pode ser mantida constante durante a operação, o coeficiente de potência apresenta um valor máximo apenas para uma única velocidade do vento. Apesar da desvantagem citada, unidades eólicas com velocidade constante continuam a ser instaladas mundialmente devido ao menor custo em comparação com as unidades de velocidade variável.

#### **4.2.4.2 Velocidade variável**

É a filosofia de operação das modernas instalações acopladas à rede. Com o uso de um circuito eletrônico retificador – inversor entre o gerador e a rede ocorre o desacoplamento da frequência da rede em relação à rotação do rotor. A operação em velocidade variável possibilita que a velocidade específica seja mantida constante, para diversos valores de velocidade do vento, no valor que conduz ao máximo coeficiente de potência, otimizando desta forma o funcionamento da instalação.

A Tabela 4.1 apresenta o desenvolvimento da participação percentual do uso da velocidade variável e da velocidade constante para o mercado alemão no período 1997 – 2001.

**Tabela 4.1 – Desenvolvimento da participação da velocidade variável e da velocidade constante para o mercado alemão (1997 – 2001)**

| <i>Velocidade</i> | <i>1997 (%)</i> | <i>1998 (%)</i> | <i>1999 (%)</i> | <i>2000 (%)</i> | <i>2001 (%)</i> |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <i>Constante</i>  | 57              | 55              | 54              | 47              | 39              |
| <i>Variável</i>   | 43              | 45              | 46              | 53              | 61              |

Fonte: CARVALHO, 2003

Torna-se evidente, desta forma, a tendência em direção ao uso de unidades eólicas com velocidade variável.

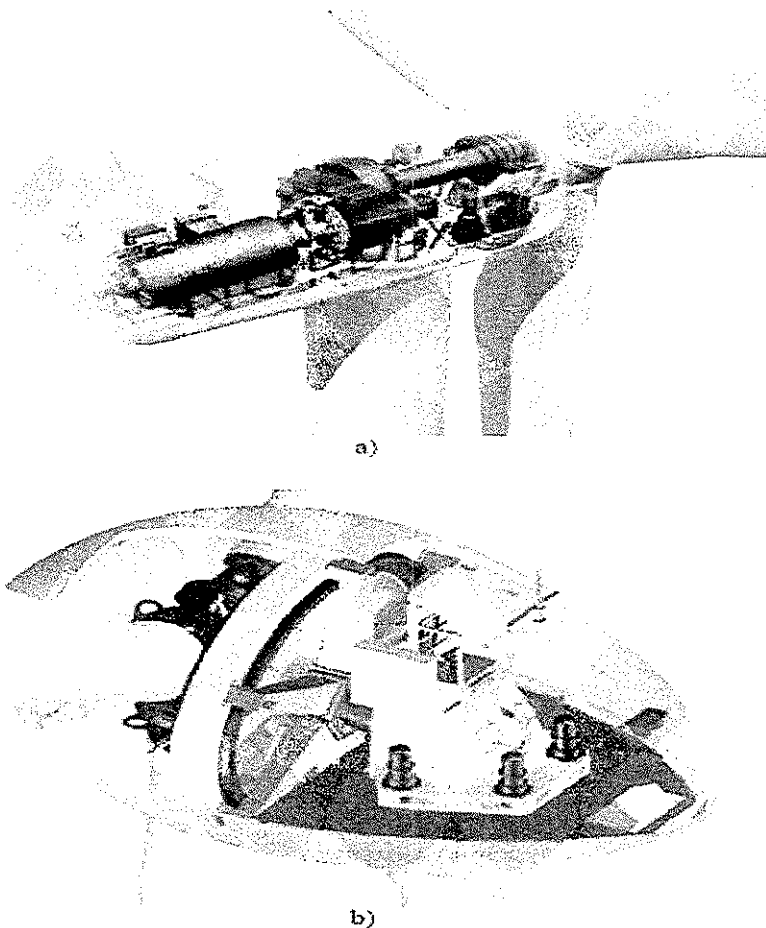
## **4.2.5 Quanto à caixa de engrenagens**

### **4.2.5.1 Com multiplicador**

A caixa de engrenagens, também denominada multiplicador, serve como elemento de ligação entre a baixa rotação das pás e a elevada rotação do gerador elétrico, geralmente de 4 ou 6 pólos; constitui a configuração usada pela maioria dos fabricantes (Figura 4.8 a).

### **4.2.5.2 Acionamento direto**

Neste caso a caixa de engrenagens é retirada, com o eixo do rotor sendo o próprio eixo do gerador elétrico que possui elevado número de pólos (Figura 4.8 b).



**Figura 4.8 - Turbinas eólicas empregando soluções tecnológicas distintas. a) com multiplicador de velocidade e gerador de indução; e b) sem multiplicador de velocidade e gerador síncrono. (Fonte: CBEE, 2003)**

#### **4.2.6 Quanto à limitação de potência**

Os mecanismos de controle destinam-se à orientação do rotor, ao controle de velocidade, ao controle de carga, etc. Pela variedade de controles, existe uma enorme variedade de mecanismos que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle da carga).

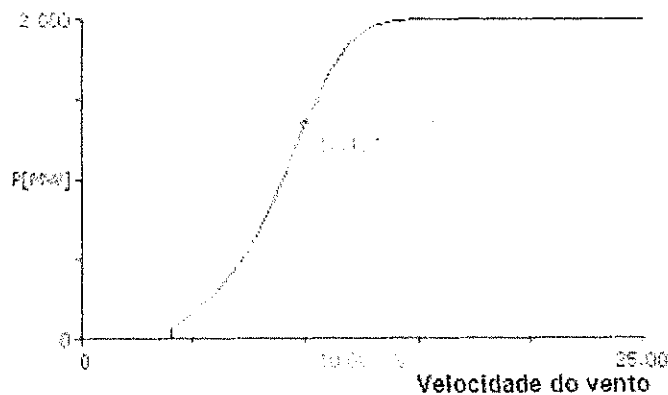
Devido à atuação das forças aerodinâmicas nas pás do rotor, uma turbina eólica converte a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. Estas forças aerodinâmicas são geradas ao longo das pás do rotor que necessitam de perfis especialmente projetados e que são muito similares àqueles usados para asas de aviões. Com a velocidade do fluxo de ar aumentando, as forças de sustentação aerodinâmica aumentam com a segunda potência e a energia extraída da turbina com a terceira potência da velocidade do vento, uma situação que necessita de um controle de potência

do rotor muito efetivo e rápido de modo a evitar sobrecarregamento elétrico e mecânico no sistema de transmissão.

Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (*stall*) e controle de passo (*pitch*). No passado, a maioria dos aerogeradores, usavam o controle estol simples; atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas.

#### 4.2.6.1 Controle de passo

O controle de passo é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. A Figura 4.9 apresenta a curva de potência característica para turbinas com regulação de potência por variação do ângulo de pás.



**Figura 4.9 – Variação do ângulo de pás (Pitch)**  
**Fonte: CBEE, 2003**



#### 4.2.6.2 Controle Stall

O controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito. A Figura 4.10 apresenta a curva de potência característica para turbinas com regulação de potência por deslocamento do vento.

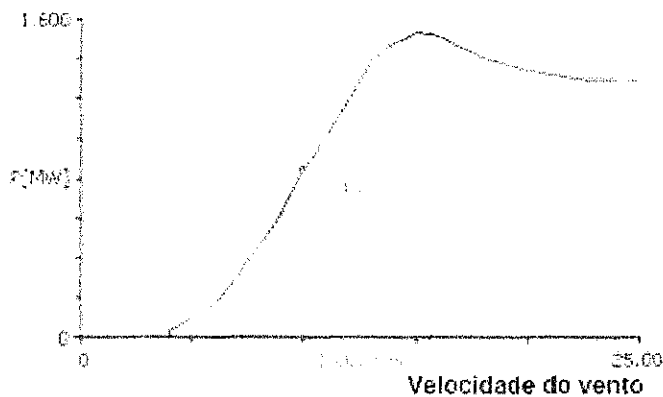


Figura 4.10 – Deslocamento do vento (Stall)

Fonte: CBEE, 2003

#### 4.2.7 Quanto ao tipo de gerador

A conversão da energia mecânica disponível no veio da turbina em energia elétrica é feita mediante o uso de um gerador síncrono (alternador) ou o assíncrono (de indução).

Se a apropriação da energia eólica for conduzida de forma que a exploração se faça mediante velocidade praticamente constante, o gerador de indução é a opção mais usada pelos fabricantes, tirando partido da sua grande simplicidade e robustez, e, conseqüentemente, do seu baixo preço.

A existência de um escorregamento entre a velocidade de rotação e a velocidade de sincronismo permite acomodar parte da turbulência associada ao vento tornando a operação deste tipo de máquinas mais suave. Ao contrário, o funcionamento síncrono

do alternador não deixa margem para acolher as flutuações da velocidade do vento, tornando a operação dos geradores síncronos demasiado rígida.

Como principal desvantagem do gerador de indução vale ressaltar o fato deste trocar com a rede a energia reativa de excitação e, portanto, necessitar de equipamento adicional para corrigir o fator de potência.

#### 4.2.7.1 Gerador síncrono

Possui como principais características:

- Enrolamento de armadura no estator e enrolamento de campo no rotor, na quase totalidade dos casos;
- Frequência elétrica sincronizada com a velocidade mecânica de rotação do eixo através da relação

$$f = \frac{P}{2} \frac{n}{60} \quad (4.1)$$

Onde  $P$  representa o número de pólos,  $f$  a frequência e  $n$  a velocidade de rotação mecânica.

A quase totalidade dos geradores eólicos de pequeno porte utiliza ímãs no lugar do enrolamento de campo.

#### 4.2.7.2 Gerador de indução

O funcionamento equivale ao de um transformador no qual ocorre transformação de potência elétrica entre estator e rotor com mudança de frequência. Em uso como gerador, o eixo da máquina assíncrona é movido com velocidade maior do que a velocidade síncrona. A relação entre a velocidade de rotação do eixo e a velocidade síncrona  $n_1$  é dada por:

$$s = \frac{n_1 - n}{n_1} \quad (4.2)$$

Onde  $s$  representa o escorregamento por unidade. Desta forma, a atuação como gerador, é caracterizada por um escorregamento negativo. Um caso especial de gerador de indução é o chamado de dupla alimentação, caracterizado por apresentar a possibilidade de produção de eletricidade a partir do rotor através de um conversor AC-DC-AC.

A Tabela 4.2 apresenta o desenvolvimento da participação percentual do uso de máquinas de indução, de dupla alimentação, e síncronas para o mercado alemão no período 1997 – 2001. Como pode ser observado as máquinas assíncronas convencionais estão na liderança, seguidas pelas máquinas assíncronas de dupla alimentação, cuja participação vem crescendo a cada ano que passa.

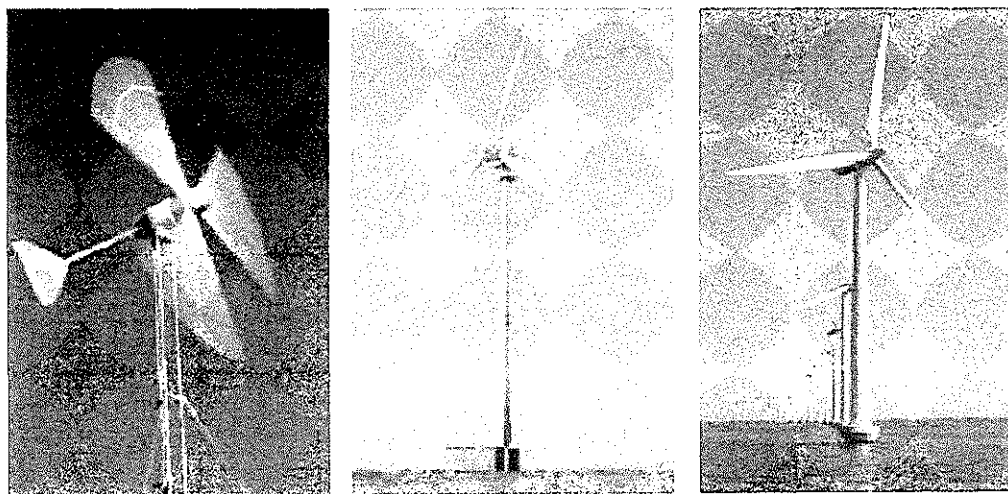
**Tabela 4.2 – Desenvolvimento da participação de máquinas de indução, de dupla alimentação e síncronas para o mercado alemão (1997 – 2001).**

| <i>Tipo de máquina</i>   | <i>1997 (%)</i> | <i>1998 (%)</i> | <i>1999 (%)</i> | <i>2000 (%)</i> | <i>2001 (%)</i> |
|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <i>Assíncrona</i>        | 57              | 55              | 55              | 49              | 40              |
| <i>Dupla alimentação</i> | 2               | 7               | 14              | 23              | 33              |
| <i>Síncrona</i>          | 41              | 37              | 31              | 27              | 28              |

Fonte: CARVALHO, 2003

#### 4.2.8 Quanto à potência

Normalmente as turbinas eólicas são divididas por potência instalada (potência nominal), as turbinas eólicas podem ser classificadas da seguinte forma (Figura 4.11):



**Figura 4.11 – Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande). (Fonte: ANEEL, 2002)**

#### 4.2.8.1 Pequena potência

Abrange conversores eólicos de pequeno porte (potencial nominal menor que 500 kW). Apresentam, em geral, gerador de imã permanente com acionamento direto, dispensando, desta forma, o uso de um sistema de transmissão via caixa de engrenagem. Outra característica dos geradores eólicos de pequeno porte é o uso de leme para acompanhamento de mudanças de direção do vento, substituindo complexos sistemas de acompanhamento.

#### 4.2.8.2 Média potência

Podem ser consideradas nesta categoria unidades de aproximadamente 500 até 1000 kW, constituindo a faixa de potência mais usada para conexão elétrica.

#### 4.2.8.3 Grande potência

Faixa de potência a partir de aproximadamente 1 MW, com grande potencial de uso principalmente em parques marítimos.

Uma outra divisão, por tamanho, é apresentada na Tabela 4.3 na qual a seleção é feita pelo diâmetro do rotor  $D$  ou pela sua área  $A$ .

**Tabela 4.3 – Classificação das turbinas eólicas pelo diâmetro e área**

| <i>Porte</i>   | <i>Diâmetro do rotor (m)</i> | <i>Área varrida pelo rotor (m<sup>2</sup>)</i> |
|----------------|------------------------------|--|
| <b>Pequeno</b> | <b>Até 16</b>                | <b>Até 200</b>                                 |
| <b>Médio</b>   | <b>De 16 a 45</b>            | <b>De 200 a 1600</b>                           |
| <b>Grande</b>  | <b>Maior que 45</b>          | <b>Maior que 1600</b>                          |

**Fonte: CAMARGO, 2005**

A classificação das turbinas eólicas segundo o tamanho não está relacionada com aspectos econômicos. A decisão da implantação economicamente viável de turbinas eólicas depende também do local e da finalidade, ou seja, consumo próprio ou fornecimento para a rede.

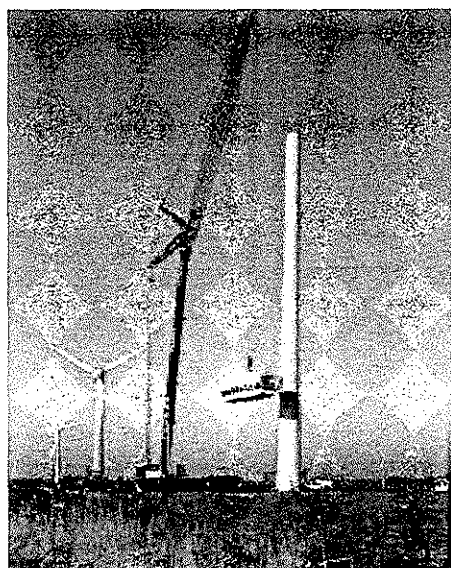
#### 4.2.9 Quanto à torre

As torres das turbinas eólicas podem ser de três tipos: treliçadas, tubulares estaiadas e tubulares livres. Os materiais empregados são o concreto e o aço. Para turbinas eólicas pequenas e médias, as torres são na sua grande maioria de aço, as grandes já utilizam normalmente as de concreto. A tendência dos últimos anos vem sendo a utilização das torres tubulares livres, apesar de terem paredes grossas para suportar todos os esforços possíveis e por isto serem muito pesadas. O argumento favorável a esta torre pode ser a sua estética, uma vez que recebendo uma pintura com cores adequadas, a aceitação pela população das torres tubulares livres é bem melhor do que a das treliçadas ou tubulares estaiadas.

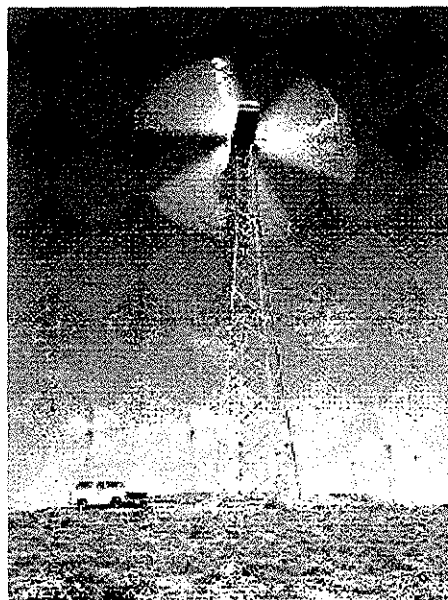
As torres entrelaçadas são mais baratas, as fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é atenuado; contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas especialmente devido a questões ligadas com o impacto visual.

As torres modernas podem ter sessenta e mais metros de altura, pelo que a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos.

Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres: tubulares (Figura 4.12 a) e entrelaçadas (Figura 4.12 b).



a)



b)

**Figura 4.12 – Tipos de torres: a) tubular; b) entrelaçada**  
**Fonte: CASTRO, 1998**

#### 4.2.10 Tecnologias de aproveitamento - turbinas eólicas

No início da utilização da energia eólica, surgiram turbinas de vários tipos – eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono etc. Com o passar do tempo, consolidou-se o projeto de turbinas eólicas com as seguintes características: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução e estrutura não-flexível, como ilustrado na Figura 4.13.

Entretanto, algumas características desse projeto ainda geram polêmica, como a utilização ou não do controle do ângulo de passo (pitch) das pás para limitar a potência máxima gerada. A tendência atual é a combinação das duas técnicas de controle de potência (stol e pitch) em pás que podem variar o ângulo de passo para ajustar a potência gerada, sem, contudo, utilizar esse mecanismo continuamente.

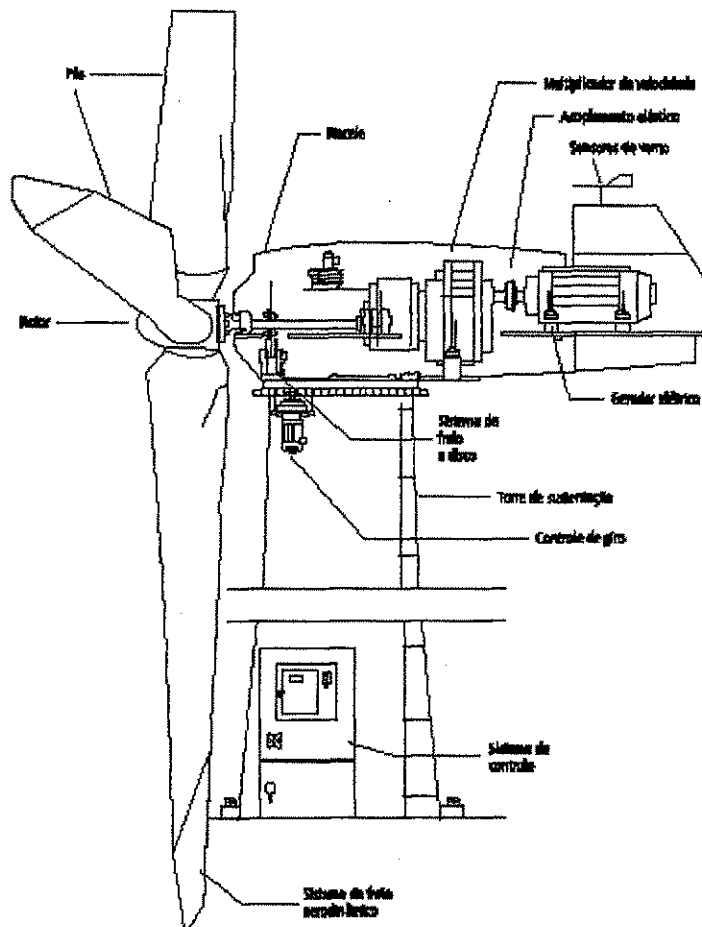
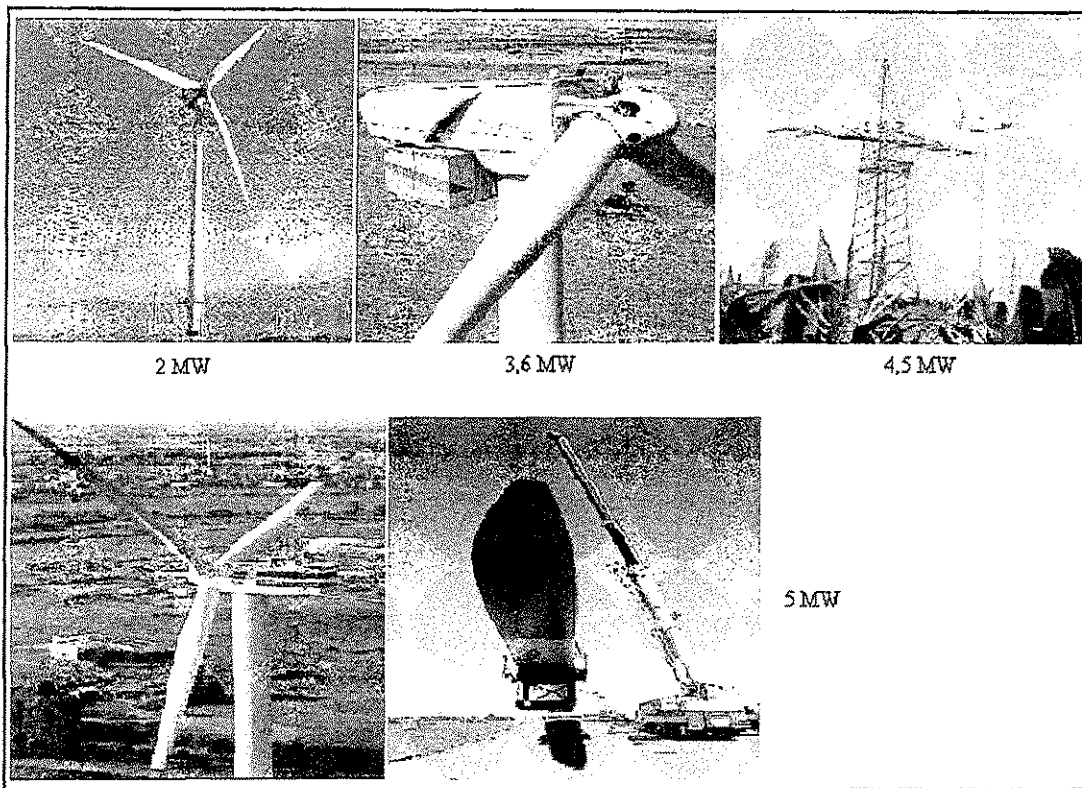


Figura 4.13 – Desenho esquemático de uma turbina moderna

Fonte: CAMARGO, 2005

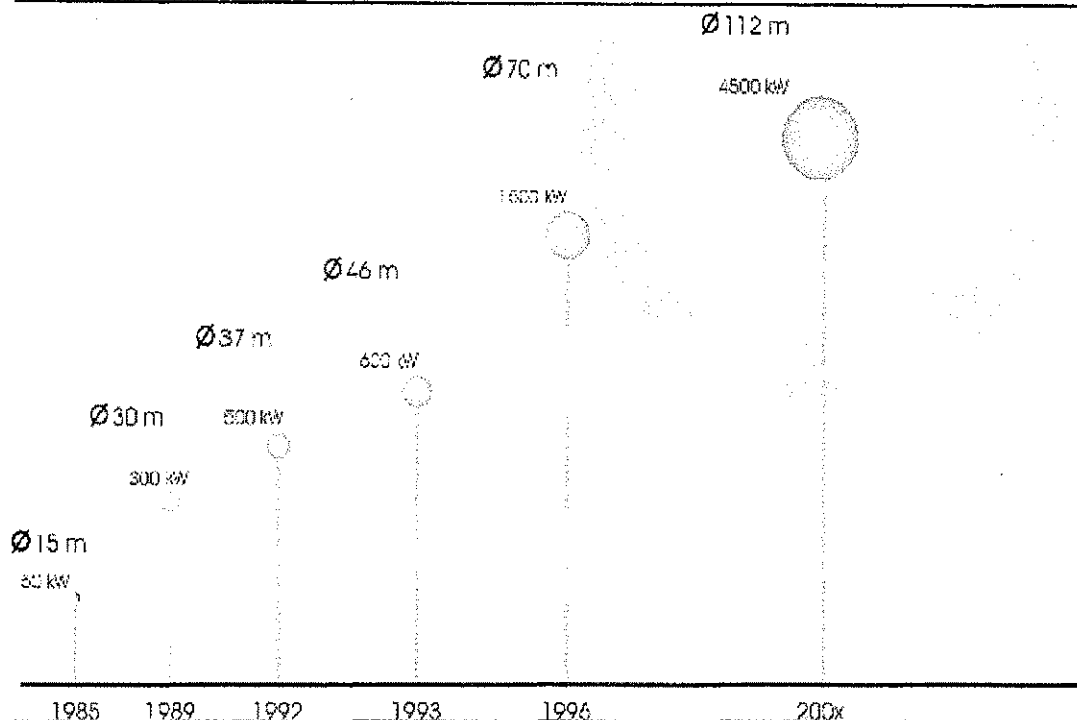
Quanto à capacidade de geração elétrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a potência das máquinas aumentou para a faixa de 100 kW a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas ofereciam modelos de 300 kW a 750 kW. Em 1997, foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte. Em 1999 surgiram as primeiras turbinas eólicas de 2MW (Figura 4.14) e hoje existem protótipos de 3,6MW, 4,5MW e 5MW, sendo testados na Espanha e Alemanha. A capacidade média das turbinas eólicas instaladas na Alemanha em 2002 foi de 1,4MW e na Espanha de 850kW. Atualmente, existem mais de mil turbinas eólicas com potência nominal superior a 1 MW em funcionamento no mundo.



**Figura 4.14 – Turbinas eólicas**  
**Fonte: CAMARGO, 2005**

Nos últimos anos, as maiores inovações tecnológicas foram a utilização de acionamento direto (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos e novos sistemas de controle que permitem o funcionamento das turbinas em velocidade variável, com qualquer tipo de gerador. A tecnologia atual oferece uma variedade de máquinas, segundo a aplicação ou local de instalação. Quanto à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede elétrica ou destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados. Em relação ao local, a instalação pode ser feita em terra firme ou *offshore*.

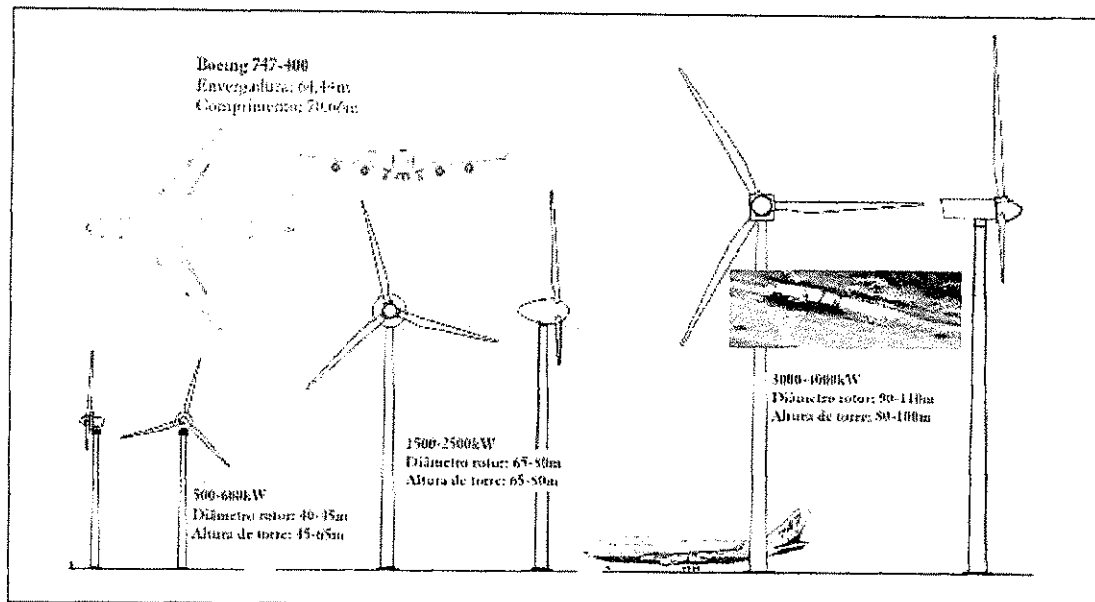
Sendo uma das fontes emergentes com maior taxa de expansão na área energética, as máquinas eólicas se encontram em franco desenvolvimento tecnológico neste início de século XXI, sobressaindo como tendência principal o aumento das dimensões e capacidade unitária das turbinas. A Figura 4.15 ilustra as dimensões de turbinas disponíveis no mercado mundial.



**Figura 4.15 – Dimensão das turbinas**  
**Fonte: CAMARGO, 2005**

É importante mencionar que as turbinas eólicas com capacidade de até 2000kW podem ser consideradas como tecnologicamente consolidadas, pela quantidade de máquinas já operacionais no mundo. As turbinas maiores ilustradas, com diâmetros da ordem de 100m, apesar de já disponíveis no mercado e com unidades instaladas, ainda podem ser consideradas como na etapa de consolidação tecnológica. A Figura 4.16 também inclui uma comparação das dimensões das turbinas atuais, com aquelas do Boeing 747 - Jumbo. Os rotores das turbinas eólicas são fabricados em materiais compostos, e pelos requisitos de peso, rigidez e aerodinâmica, também são estruturas com tecnologia tipicamente aeronáutica.





**Figura 4.16 – Comparação das dimensões das turbinas atuais, com aquelas do Boeing 747 – Jumbo. (Fonte: CAMARGO, 2005)**

#### 4.2.11 Fazendas eólicas “off-shore”

Uma nova opção que tem sido empregada recentemente é a instalação de aerogeradores no mar (off-shore) uma vez que a velocidade do vento e a área de exploração disponível são maiores. A instalação é apenas limitada por razões de ordem prática tais como: a profundidade (até 30 metros é suportável) e as atividades marítimas (pesca, rotas marítimas).

A Europa tem um grande potencial de produção de energia eólica “off-shore” (Figura 4.17) a ser explorado, sendo que, países do Reino Unido, Alemanha e Dinamarca já têm vários projetos em andamento. Considerando-se apenas o problema da profundidade, estima-se que a potência disponível “off-shore” no Reino Unido seja cerca de 380 TWh por ano; porém se forem consideradas todas as limitações, esse valor é reduzido para 120 TWh por ano.



**Figura 4.17 – Fazenda eólica offshore (Dinamarca)**  
**Fonte: DWIA, 2002**

Mais de 4,000 MW de potência eólica deverão ser instalados em projetos *offshore*, na Dinamarca, nos próximos 30 anos. O desenvolvimento de novas tecnologias, o barateamento das fundações e novas pesquisas no perfil do vento *offshore* vêm aumentando a confiança da indústria eólica dinamarquesa na nova fronteira do desenvolvimento eólico. Com as experiências em Vindby e Tunø Knob (Figura 4.18), a Dinamarca tem despontado como grande interessada em novos investimentos, especificamente nas instalações *offshore*.

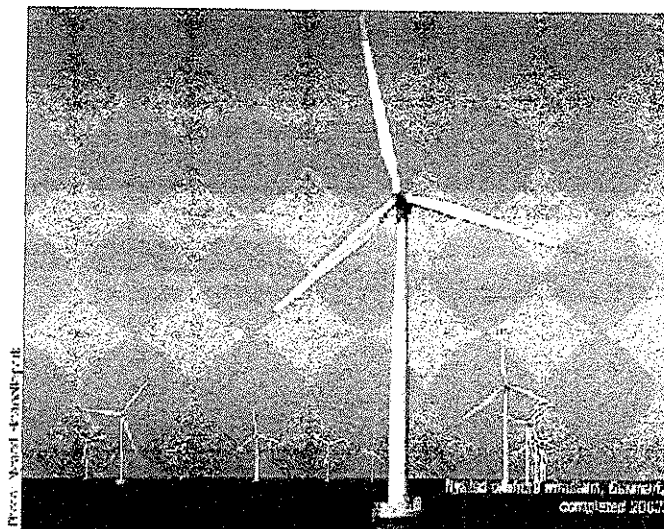


Figura 4.18 – (a) Vista geral da fazenda eólica *offshore* de Vindby.  
Fonte: DWIA, 2002

Os custos ainda são elevados se comparados às instalações convencionais *onshore*. Novos estudos estão sendo desenvolvidos no sentido de baratear os custos das fundações e cabeamento para ligação à rede. Novas pesquisas no sentido de melhorar a tecnologia, barateando seus custos, para aplicações *offshore* têm sido incentivadas pelo perfil do vento no mar que, nos resultados da experiência de Vindby e Tunø Knob, mostraram ganhos surpreendentes. Os resultados obtidos nos primeiros anos de operação mostraram uma produção energética entre 20 a 30% maior do que a prevista pelos métodos tradicionais de modelamento e análise do perfil do vento para geração eólica.

A tecnologia usada nas instalações convencionais também é aplicável nas instalações marítimas, no entanto, as maiores diferenças referem-se ao ambiente hostil, os custos de instalação e a perda de energia na transmissão da potência para a costa. De uma maneira geral, estima-se que um parque eólico no mar custe 30 % mais caro que um parque equivalente em terra.

O mar, sem dúvida, é a nova fronteira para o desenvolvimento da energia eólica. Mesmo com poucos projetos instalados, a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para essa nova concepção de fazendas eólicas proporcionarão a viabilização de novos projetos.

# Capítulo 5

## SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

### 5.1 Introdução

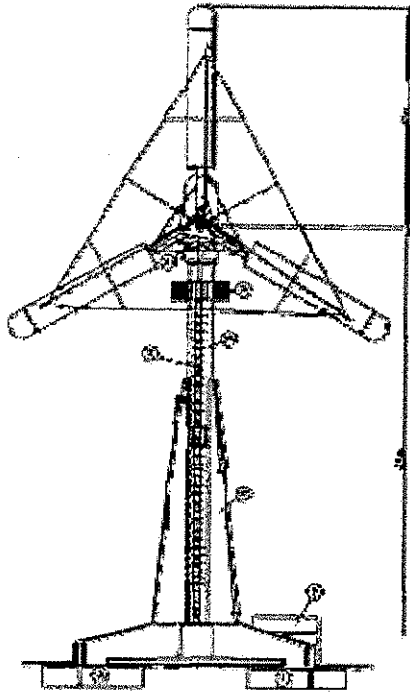
Há algumas décadas, um sistema de conversão de energia eólica para produção de eletricidade caracterizava-se como uma fonte de potência não controlada e sem capacidade para fornecer qualquer tipo de serviço de sistema. Atualmente, o desenvolvimento tecnológico e o aumento da capacidade de controle dos aerogeradores tem vindo a permitir aos parques eólicos capacidade de fornecerem alguns serviços de sistema contribuindo para uma melhor gestão global do sistema elétrico.

O progressivo aumento da integração de produção eólica nas redes tem conduzido ao aparecimento de instalações de produção eólica com potências instaladas por parque, ou grupos de parques, com valores bastante elevados, exigindo que a sua ligação seja feita diretamente ao nível de redes de sub-transmissão e transmissão. É de ressaltar que este tipo de produção tem vindo a substituir sistemas de produção convencionais obrigando, necessariamente, a uma atualização dos procedimentos de planeamento e de operação dos sistemas elétricos.

A finalidade principal deste capítulo consiste em descrever as principais tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica utilizadas atualmente, mencionando os mais relevantes estudos que têm sido apresentados nos últimos anos, nomeadamente no que concerne o controle de aerogeradores de indução duplamente alimentados.

### 5.2 Sistemas Eólicos Ligados à Rede Elétrica

Em 1887, Charles F. Brush construiu o que hoje é considerado ter sido o primeiro aerogerador para produção de eletricidade. Neste aerogerador, a turbina eólica era constituída por várias pás (144 ao todo) com um diâmetro total correspondente a 17 metros. Apesar do considerável tamanho, o aerogerador produzia apenas 12 kW devido a operar com baixa velocidade rotacional. Anos mais tarde, Poul la Cour descobriu que turbinas com menores números de pás rodavam mais rápidas, e portanto, eram mais eficientes para a produção de eletricidade. A sua contribuição foi de extrema importância para a evolução dos aerogeradores, tanto que, em 1957, surgiria o inovador aerogerador Gedser com rotor eólico de eixo horizontal de 200 kW, que revolucionaria para sempre as demais gerações de aerogeradores, conforme ilustrado na Figura 5.1.



**Figura 5.1- Aerogerador Gedser.**  
**Fonte: ALMEIDA, 2006**

De acordo com o tipo de aplicação, os rotores eólicos das turbinas foram sendo adaptados podendo ser divididos em duas classes: tipo eixo vertical e tipo eixo horizontal. Por razões, devidas a perdas, proteção das partes mecânicas, quanto a velocidades extremas de vento, e controle de potência solicitada ao aerogerador, nem toda a energia disponível do vento pode ser aproveitada. Nos sistemas eólicos, a parcela da energia realmente aproveitada encontra-se na faixa de 20% a 30 % da energia transportada pelo vento. Por esta razão, define-se para um determinado rotor um coeficiente de potência ( $C_p$ ) caracterizado como a razão entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina ( $P_m$ ) e a potência disponível transportada pelo vento ( $P_d$ ). Todavia, é comum os fabricantes de aerogeradores caracterizarem o desempenho de um determinado rotor eólico a partir da curva  $C_p \times \lambda$ , sendo “ $\lambda$ ” a taxa de velocidade de extremidade (“*tip speed ratio*”, na literatura anglo-saxônica) definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_r R_a}{V_w} \quad (5.1)$$

Onde  $\omega_r$  é a velocidade angular mecânica da turbina;  $R_a$  é o raio da área circular

varrida pelo movimento das pás da turbina e  $V_w$  é a velocidade de vento.

Tendo em conta a curva característica intrínseca da cada turbina, são adaptados critérios de classificação com o objetivo de catalogar os diferentes tipos de rotores eólicos. A nível de sistemas eólicos utilizados para geração de energia elétrica, onde se exige alta eficiência, os rotores adaptados operam com a taxa de velocidade de extremidade elevada, sendo tratados como rotores rápidos. Estes tipos de rotores, geralmente apresentam poucas pás e estão associados a um alto rendimento. Nessa categoria destacam-se os rotores tipo hélice (com duas ou três pás) e os rotores Darrieus. Por outro lado, rotores com baixos valores de taxa de velocidade de extremidade, apresentam baixo rendimento, associados a um binário elevado.

Na Figura 5.2 são ilustradas as curvas características de diferentes tipos de rotores. Em cada uma delas, existe um ponto máximo onde o rotor opera com máxima eficiência. Além disso, existem limites de operação desses rotores eólicos que, quando ultrapassados, comprometem irreversivelmente o desempenho da turbina. Com base neste aspecto são necessárias técnicas de controle de forma a garantir a segurança de operação do sistema de conversão de energia eólica.

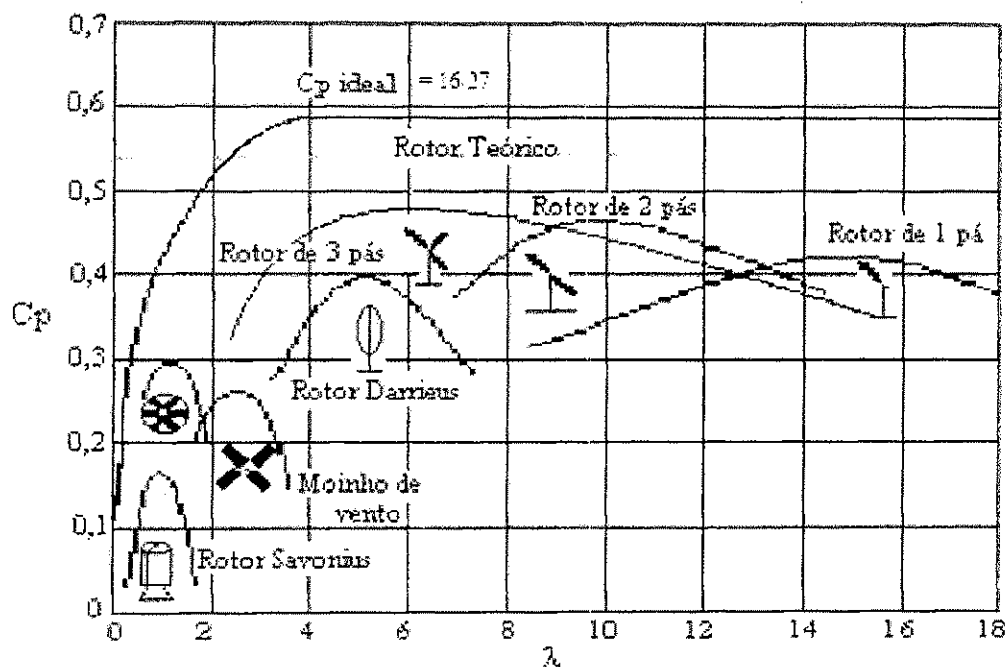


Figura 5.2 - Curvas características de  $C_p$  versus  $\lambda$  para diferentes rotores eólicos

Fonte: ALMEIDA, 2006

Durante as duas últimas décadas, as turbinas eólicas foram projetadas com capacidades de 20 kW a 2 MW atingindo, atualmente, o patamar de 4,5 MW e 5 MW, respectivamente. Uma grande quantidade de diferentes conceitos têm sido, desenvolvidos e testados. Porém, as tecnologias que têm adquirido maturidade, nomeadamente as do tipo hélice, descendem do antigo aerogerador Gedser.

Uma importante modificação que as turbinas sofreram, ao longo do processo de desenvolvimento, foi a implementação de pás variáveis o que possibilitou o controle da energia do vento captado. Durante os últimos cinquenta anos, tem sido aplicado o conceito de controle de *pitch* (controle sobre a orientação das pás). Porém, mais recentemente, tem-se empregado também o conceito de *stall*-ativo (que trata-se de um controle que explora fenômenos de turbulência que surgem nas bordas das pás) como alternativa para o controle do ângulo de ataque das pás. Entretanto, por motivos econômicos, as turbinas eólicas com capacidades nominais relativamente pequenas utilizam um controle do tipo *stall*-passivo que não depende de controles eletrônicos e hidráulicos adicionais requeridos pelos dois outros controles aerodinâmicos anteriormente abordados.

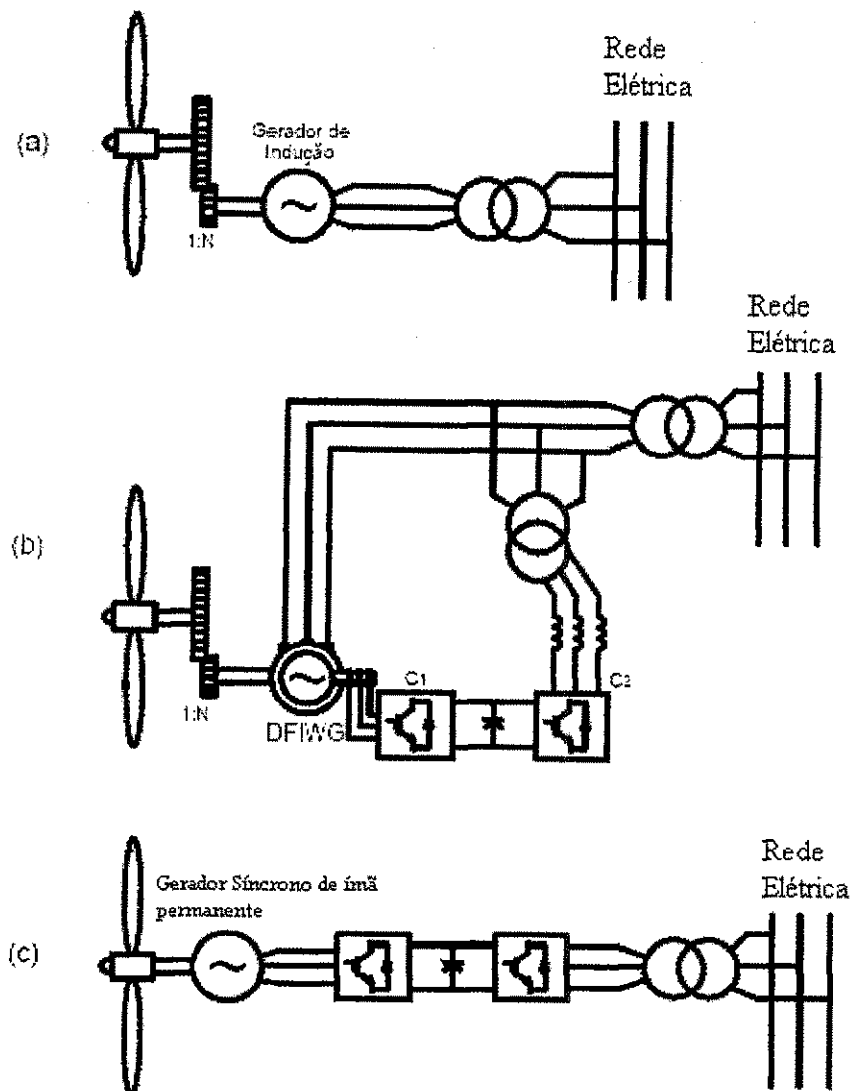
Para além da evolução conceitual das turbinas eólicas, o rápido desenvolvimento da eletrônica de potência, ofertando conversores estáticos com maiores capacidades nominais e a um menor preço/kW, tem propiciado um aumento significativo da aplicabilidade destes componentes em sistemas eólicos. Estes fatos associados ao desenvolvimento de técnicas de controle têm conduzido os aerogeradores a operarem com maior margem de velocidade angular – por isso denominados na literatura da especialidade como aerogeradores de velocidade variável – permitindo extrair mais energia do vento além de oferecerem a possibilidade do controle das potências ativa e reativa.

### 5.2.1 Tipos de aerogeradores

Atualmente, os sistemas de conversão de energia eólica são constituídos, particularmente, por três principais tipos de aerogeradores:

- Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo ("*Squirrel Cage Induction Generator*", na literatura anglo-saxônica);
- Aerogerador síncrono de ímã permanente ("*Permanent Magnetic Synchronous Generator*", na literatura anglo-saxônica);
- Aerogerador de indução duplamente alimentado ("*Doubly Fed Induction Generator*", na literatura anglo-saxônica).

As interligações de ambas as tecnologias de conversão de energia eólica, como o sistema de energia, diferenciam-se consoante às características de controlabilidade de cada aerogerador. Na Figura 5.3 são descritas, em diagramas simplificados, as configurações de cada aerogerador.



**Figura 5.3 - Esquemas simplificados de principais tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica. (Fonte: ALMEIDA, 2006)**

No princípio da exploração dos sistemas eólicos para a produção de eletricidade, os aerogeradores de indução convencionais (Figura 5.3 (a)) foram maciçamente explorados tendo em conta o fato de serem bastante robustos e por apresentarem baixos custos operacionais. Presentemente, eles têm vindo a ser gradualmente substituídos por aerogeradores com maiores capacidades de controle (Figura 5.3 (b) e (c)).

Devido a importância cada vez maior que a produção eólica têm vindo a assumir no sector elétrico mundial, é atualmente exigido a estes sistemas de conversão um conjunto de funcionalidades de controle que não é possível assegurar através de aerogeradores de indução convencionais.

As tecnologias de geração de energia e conexão à rede, dos geradores eólicos, são significativamente diferentes das tecnologias para usinas hidráulicas convencionais, principalmente devido à natureza aleatória do vento. O processo de conversão de



energia pode ser realizado através da conexão de turbinas eólicas de velocidade fixa a geradores de indução com rotor em gaiola (SCIG). No entanto, este arranjo é desprovido da capacidade de controle de potência e tensão. Conseqüentemente, estes geradores são projetados para serem desconectados da rede elétrica, quando da ocorrência de distúrbios no sistema ou grandes variações na velocidade do vento.

Tal característica operacional é indesejável, principalmente para turbinas eólicas de alta potência e, com o aumento da integração de geradores eólicos à rede, em pouco tempo será requerida deste tipo de gerador, a capacidade de participação no restabelecimento dos níveis de tensão dos sistemas de potência, quando da ocorrência de distúrbios na rede; e a capacidade de geração de uma potência despachável.

Uma alternativa para o controle de geradores eólicos é a utilização de turbinas eólicas de velocidade variável em conjunto com geradores de indução duplamente alimentados (DFIG). Este tipo de máquina tem um rotor bobinado e conectado à rede através de conversores. Os conversores permitem o controle do gerador, o que torna a integração do DFIG à rede elétrica uma tendência em todo o mundo.

No entanto, a estratégia de controle atualmente usada para o DFIG baseia-se em controladores PI (proporcional-integral), em que os ganhos e constantes de tempo dos controladores são ajustados por tentativa e erro até que se obtenha a resposta desejada, o que não é uma tarefa trivial, ainda mais quando o processo é não-linear e variante no tempo. Além disto, há a ausência de controle da corrente do rotor da máquina, o que pode ocasionar a interrupção do fornecimento de energia do aerogerador, quando da ocorrência de distúrbios na rede.

Ressalta-se, porém, que independentemente do tipo de tecnologia e princípios de controles adaptados, a quantidade de parques eólicos interligados às redes elétricas estará sempre limitada em decorrência da própria natureza intermitente do vento. Um sistema elétrico de energia dificilmente poderá ser suprido apenas por aerogeradores, sendo necessário recorrer sempre a um conjunto específico de sistemas de conversão de energia que explorem fontes primárias mais estáveis e que garantam o funcionamento do sistema elétrico.

Apesar da interligação restrita dos sistemas eólicos no sistema de energia, é cada vez maior a incorporação de recursos tecnológicos visando torná-los mais participativo no controle e estabilização do sistema elétrico de energia, durante e após eventuais contingências nas redes. Este fato tem vindo a confirmar-se mediante ao desenvolvimento de diversas configurações de controle associadas a avançados conversores de eletrônica de potência, que têm sido apresentados em relevantes trabalhos na literatura da especialidade.

### **5.3 Caracterização das Principais Tecnologias de Conversão de Energia Eólica de Grande Porte**

Um parque eólico de grande porte é caracterizado por uma expressiva quantidade de aerogeradores interligados em cascata que, por sua vez, pode se dividir em grupos ou “clusters”, formando um conjunto que pode atingir uma elevada potência instalada. A representação de um sistema eólico de grande porte é ilustrada na Figura 5.4.

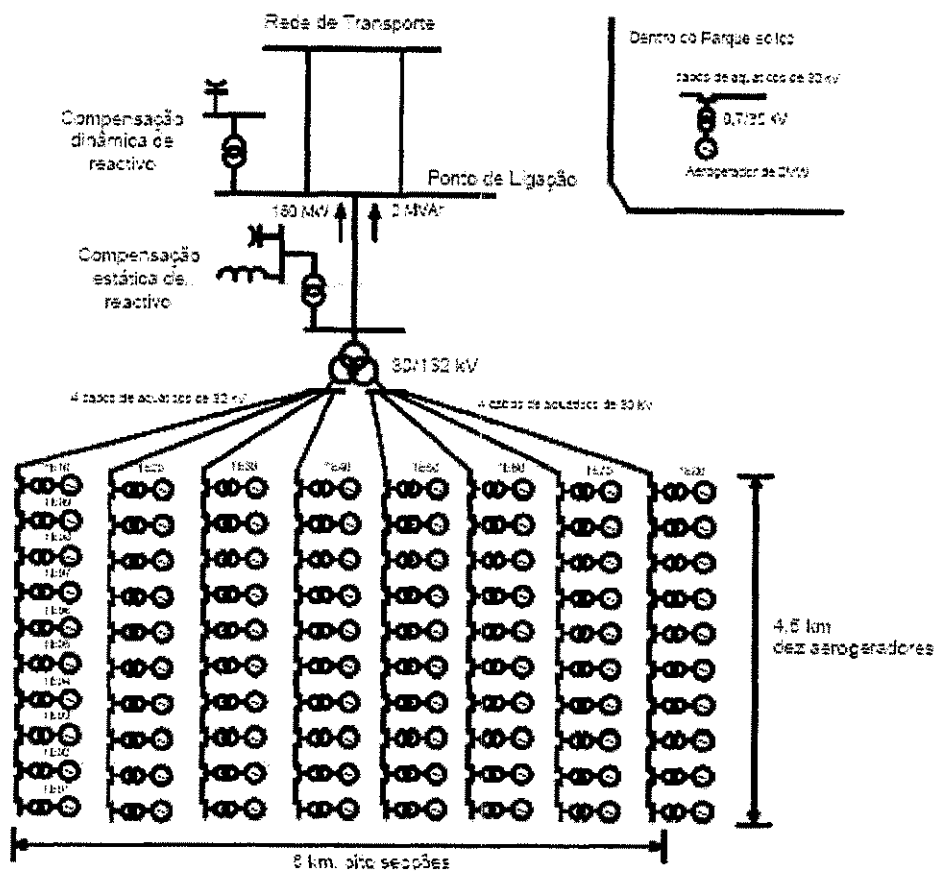


Figura 5.4 - Caracterização de um sistema eólico de grande porte.

Fonte: ALMEIDA, 2006

Conforme já se referiu, descrevem-se, a seguir, as três principais tecnologias de aerogeradores mais utilizados em sistemas eólicos de grande porte.

### 5.3.1 Aerogeradores com Geradores de Indução Convencionais

Os aerogeradores de indução convencionais são simples e robustos, apresentando um baixo custo de investimento, oferecendo uma reduzida controlabilidade. As estratégias de controle que, em geral, são adaptadas neste tipo de tecnologia, consistem apenas em estratégias aerodinâmicas que exploram:

- Os perfis das pás da turbina eólica através do controle por *stall*-passivo visando proteger o aerogerador durante velocidades extremas de vento. Este controle, basicamente, é aplicado a aerogeradores convencionais com potências nominais inferiores a 1MW;
- A orientação das pás da turbina através do controle por *stall*-ativo ou controle de *pitch* de forma a compensar variações da velocidade do rotor, bem como de proteger a integridade física do sistema eólico em elevadas velocidades de vento. Em comum, ambos os controles são utilizados em aerogeradores com potências nominais iguais ou superiores a 1MW.

Normalmente, o aerogerador de indução convencional opera numa estreita margem de velocidade angular (ligeiramente acima da velocidade angular síncrona,  $\omega_s = 2\pi f_s$ ) que é definida consoante o deslizamento do gerador assíncrono que, em geral, varia de 1 a 2% em relação ao deslizamento nominal de operação (valor característico fornecido pelo fabricante do gerador elétrico). Por esta razão, são denominados na literatura da especialidade como aerogeradores de velocidade fixa.

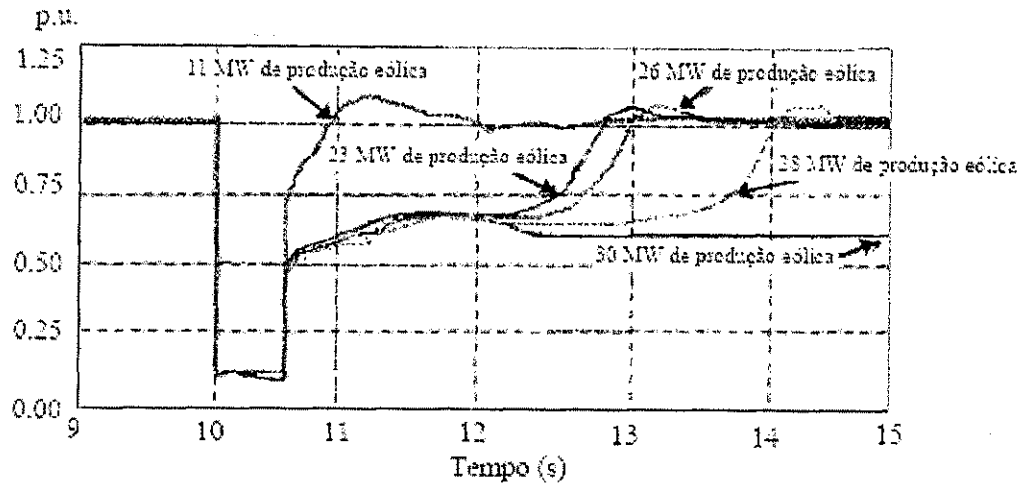
Um dos principais problemas dos parques eólicos convencionais consiste no significativo consumo de potência reativa por parte dos aerogeradores de indução, nomeadamente, na fase de recuperação que se segue a um curto-circuito. Apesar da presença de baterias de condensadores utilizadas para compensar parte da potência reativa solicitada pelo circuito magnético da máquina, estes componentes contribuem muito pouco para atenuar o elevado consumo dessa potência, após a eliminação do defeito, devido à redução da tensão aos terminais do gerador. Neste caso, a potência reativa requerida pelos aerogeradores torna-se exclusivamente procedente da rede elétrica.

Este fato afigura-se como uma das principais causas da saída de serviço dos parques eólicos convencionais após um curto-circuito devido, principalmente, à atuação da proteção de máximo de velocidade do aerogerador. Isto porque, durante o defeito a queda de tensão nos terminais do aerogerador assíncrono causa uma abrupta redução do binário eletromagnético, originando um aumento do módulo do deslizamento da máquina (velocidade do gerador). Como consequência, resulta numa redução significativa da eficiência do gerador que se traduz em perda de potência ativa injetada ao sistema elétrico. Após a eliminação do defeito, o gerador procede absorvendo potência reativa da rede elétrica para suprir seu circuito magnético de forma a tentar recuperar a corrente injetada pelo mesmo e, por conseguinte, equilibrar ambos os binários mecânico e elétrico retornando, assim, à condição normal de operação.

Quanto mais aerogeradores de indução estiverem conectados à rede elétrica mais energia reativa absorverão da mesma. A capacidade do sistema elétrico em suprir essa energia requerida pelos parques eólicos convencionais, assegurando os níveis mínimos de tensão exigidos vai depender do valor da potência de curto-circuito no ponto de interligação dos aerogeradores (envolvendo também a presença dos geradores síncronos na rede).

Em uma rede forte, grande parte dos sistemas eólicos convencionais permanece conectada à rede, e recupera rapidamente a potência ativa entregue à rede elétrica, após a eliminação do defeito. No entanto, numa rede fraca a quantidade de potência reativa

solicitada pelos parques eólicos pode não ser suficiente comprometendo a recuperação da tensão em caso de permanecerem em serviço, como mostra a Figura 5.5.



**Figura 5.5 - Comportamento de tensões em subestação de parques eólicos com diferentes capacidades instaladas ligados à uma rede fraca durante um curto-circuito. (Fonte: ALMEIDA, 2006)**

Tendo em conta estes problemas foi necessário desenvolver e adaptar tecnologias com níveis de controlo bem mais sofisticados capazes de entregarem à rede elétrica potências ativa e reativa controladas, beneficiando a estabilidade e o comportamento dinâmico do sistema. Neste cenário, certos tipos de geradores elétricos, nomeadamente, o gerador síncrono de ímã permanente (ou síncronos com excitatriz) e o gerador de indução duplamente alimentado, têm recebido particular interesse no campo da exploração eólica, devido à versatilidade de controle que apresentam, associada aos dispositivos de eletrônica de potência que utilizam. As principais características dessas tecnologias eólicas são abordadas a seguir.

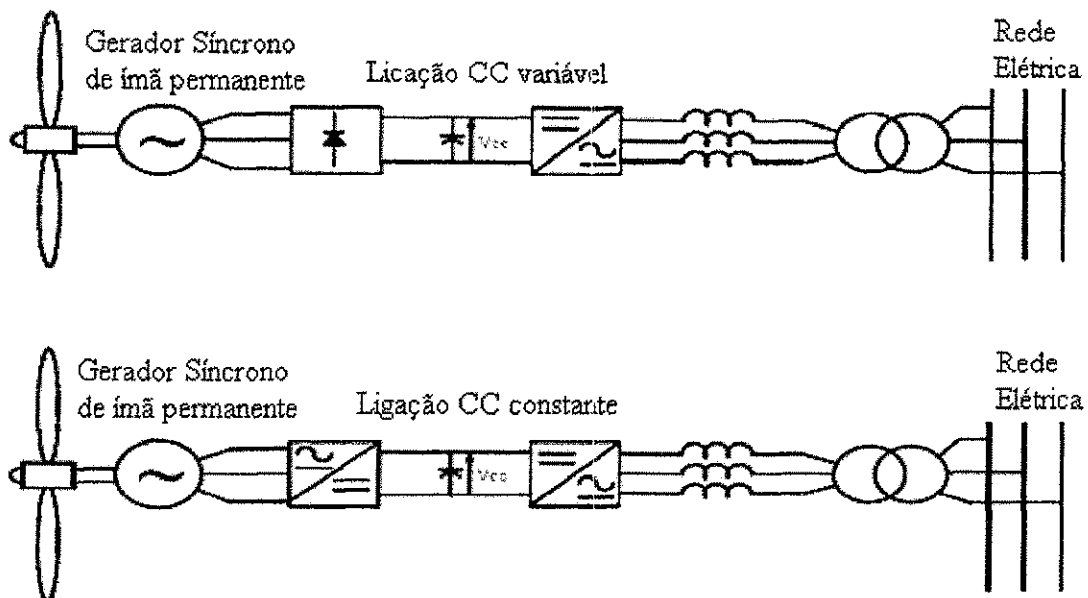
### 5.3.2 Aerogeradores Síncronos de Ímã Permanente

Este tipo de tecnologia, denominado na literatura anglo-saxônica como “*Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator*” (DDPMSG), cujo o rotor do gerador elétrico é excitado por ímãs permanentes, opera em velocidade variável, recorrendo ao uso de controle de *pitch* ou *stall*-ativo para o ajuste dos ângulos das pás da turbina de forma a captar máxima energia do vento. A potência máxima extraída é então transferida para o sistema elétrico a partir de uma configuração em cascata CA-CC-CA de conversores eletrônicos que interliga o estator do aerogerador à rede elétrica. O conversor ligado ao sistema elétrico além de fixar a frequência elétrica de saída do

aerogerador conforme a frequência da rede fornece também capacidade de potência reativa e de tensão.

Nesta concepção, o aerogerador não possui caixa de velocidades, pelo que implica ter um gerador elétrico com um elevado número de pólos para compensar a baixa velocidade com que opera devido a estar diretamente conectado à turbina eólica, cujas pás, tipicamente, giram a velocidades de 30 a 50 rev./min. A eliminação da caixa de velocidades permite obter uma variedade de benefícios, como o melhoramento da eficiência, a redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associada à manutenção regular deste componente.

Para conectar o aerogerador de ímã permanente à rede elétrica pode ser usada uma grande variedade de arranjos de conversores eletrônicos de potência. Dois tipos de configurações têm sido utilizados pelos fabricantes de aerogeradores, como ilustra a Figura 5.6. Ambos os sistemas oferecem fator de potência unitário e correntes injetadas à rede puramente senoidais. Na prática a eficiência das duas configurações é similar.

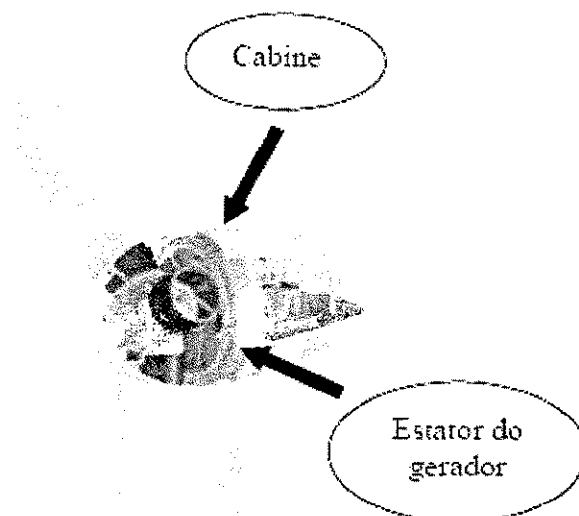


**Figura 5.6 - Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede elétrica. (Fonte: ALMEIDA, 2006)**

Uma das principais vantagens desse tipo de sistema eólico consiste no total desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica como resultado da presença dos conversores eletrônicos. Quando, por exemplo, uma rajada de vento atinge a turbina, os conversores continuam, praticamente, a entregar potência constante à rede apesar da súbita variação de velocidade do rotor eólico. No entanto, parte dessa variação de velocidade é atenuada pela própria inércia do sistema mecânico, bem como, compensada pela atuação dos controles aerodinâmicos.

Por outro lado, devido os conversores estarem presentes na saída do aerogerador, é necessário dimensioná-lo de acordo com a potência nominal do conjunto turbina/gerador o que, usualmente, encarece bastante este tipo de tecnologia. Um outro

problema está relacionado ao grande diâmetro do gerador elétrico devido ao elevado número de pólos o que conduz ao uso de cabines (“nacelle”) maiores que as usadas por outras tecnologias, conforme se mostra na Figura 5.7.



**Figura 5.7 - Configuração de uma turbina eólica com gerador síncrono de ímã permanente. (Fonte: ALMEIDA, 2006)**

Entretanto, muito dos problemas que tenderiam a limitar o uso de aerogeradores de ímã permanente devido principalmente a custos elevados estão aos poucos sendo eliminados como resultado de recentes avanços tecnológicos. Conforme já se referiu, ressalta-se que um dos maiores fabricantes desse tipo de tecnologia, a empresa alemã Enercon, já dispõem de protótipos de aerogeradores DDPMSG com capacidade nominal de 4,5MW.

### **5.3.3. Aerogeradores Duplamente Alimentados**

O principal argumento da popularidade do aerogerador de indução duplamente alimentado, definido na literatura anglo-saxônica como “*Doubly Fed Induction Wind Generator*” (DFIWG), consiste no fato de operar com velocidade variável recorrendo a conversores eletrônicos com capacidades nominais bastante reduzidas, aproximadamente 10-25% da capacidade nominal do conjunto turbina/gerador. No entanto, apesar da melhor relação custo benefício, relativamente a um DDPMSG de mesma capacidade nominal, o DFIWG utiliza caixa de transformação de velocidades acarretando assim custos adicionais.

Neste tipo de tecnologia a configuração CA-CC-CA de conversores é conectada entre o rotor da máquina e a rede elétrica. O conversor ligado à rede opera com a

frequência do sistema elétrico impondo, assim, a frequência de saída do DFIWG. Em geral, este conversor é controlado para manter a tensão do barramento CC constante. Porém, como opção, pode também ser controlado para funcionar como um STATCOM (compensador estático de potência reativa). O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador. Praticamente, este dispositivo é quem controla o DFIWG injetando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina elétrica a partir de estratégias de controle pré-definidas.

Atualmente, os conversores estáticos utilizados são constituídos por IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) que possibilitam a troca bidirecional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica. Em operação supersíncrona, onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade angular síncrona, a potência ativa do rotor pode ser aproveitada e entregue à rede. O contrário verifica-se durante a operação subsíncrona. No entanto, devido ao aerogerador ser controlado para operar com velocidade variável e dependendo da filosofia de controle adaptada as potências ativas do estator e do rotor equilibram-se, de tal forma que a potência ativa total resultante e entregue à rede corresponda a potência máxima extraída da turbina eólica.

A principal desvantagem deste modelo aponta para o parcial desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica. Devido ao fato de estar ligado diretamente à rede elétrica através do estator, o aerogerador é mais sensível às perturbações de rede. No entanto, técnicas de controle adequadas têm vindo a tornar o DFIWG cada vez mais robusto o que tem contribuído para o significativo aumento da utilização deste tipo de tecnologia nos últimos anos.

### 5.3.4 Máquina Síncrona de Velocidade Variável

A Figura 5.8 ilustra o esquema de ligações dos geradores eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável (MSVV).

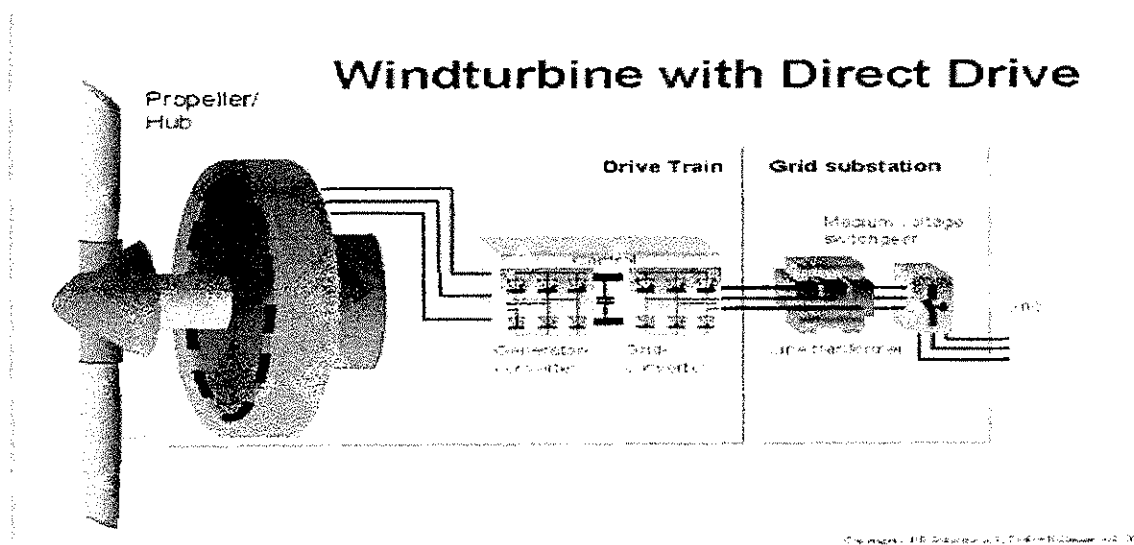


Figura 5.8 – Esquema de Ligações de um gerador eólico equipado com um gerador síncrono explorado a velocidade variável. (Fonte: CASTRO, 2004)

Nestes sistemas a máquina síncrona encontra-se ligada à rede através de um sistema de conversão ca/cc/ca, já que a frequência das grandezas estatóricas (idêntica à frequência angular de rotação do rotor) é diferente da frequência da rede de energia elétrica.

Os geradores eólicos deste tipo instalados em Portugal, não possuem caixa de velocidades, pelo que a velocidade mecânica de rotação do rotor é idêntica à velocidade de rotação da turbina. Tipicamente a velocidade de rotação da turbina (e do rotor da máquina síncrona) varia entre 17 rpm e 36 rpm, pelo que a máquina possui um número de pares de pólos elevado.

O estator da máquina síncrona é hexafásico e encontra-se ligado a dois sistemas de conversão ca/cc/ca independentes. O paralelo entre os dois sistemas de conversão é efetuado à saída dos conversores cc/ca (conversores de rede) que se encontram ligados ao transformador elevador.

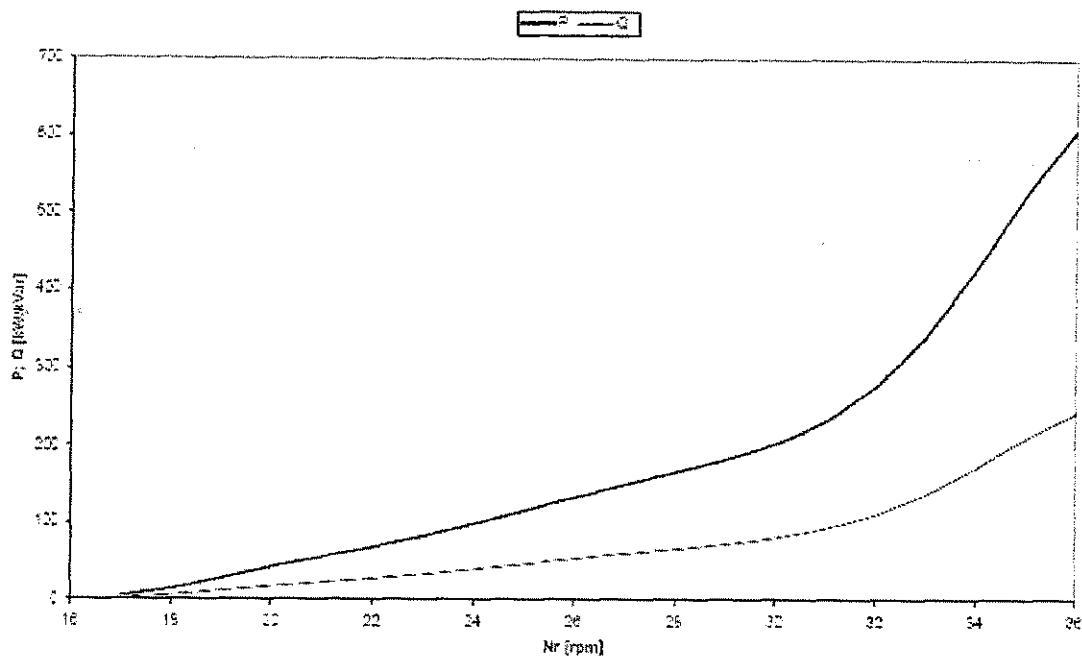
Cada um dos conversores ca/cc ligados ao gerador (conversores de gerador) é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipadas com tiristores. Estes tiristores funcionam com um ângulo de disparo constante.

A tensão contínua aos terminais do condensador colocado em paralelo na ligação em corrente contínua tem de ser regulada para um valor constante. Contudo, para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação da máquina síncrona não tem capacidade para assegurar aquele valor, sendo necessário recorrer a um “chopper” (conversor cc/cc) instalado entre o conversor do gerador e o condensador, o qual é desligado quando a velocidade do rotor excede um determinado valor.

O conversor de rede é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipada com IGBT's, com um sistema de comando por modulação da largura do impulso. Este conversor controla a potência ativa injetada na rede e o fator de potência. O controle de potência ativa no conversor de rede permite a imposição de um binário eletromagnético (resistente) ao gerador, tomando assim possível o controle da velocidade de rotação do grupo turbina eólica – gerador, por forma a obter a velocidade específica da ponta da pá óptima,  $\lambda$ , para cada valor da velocidade de vento.

A Figura 5.9 ilustra a potência ativa e reativa fornecida pelo conversor de rede de um gerador eólico deste tipo em função da velocidade de rotação do rotor.

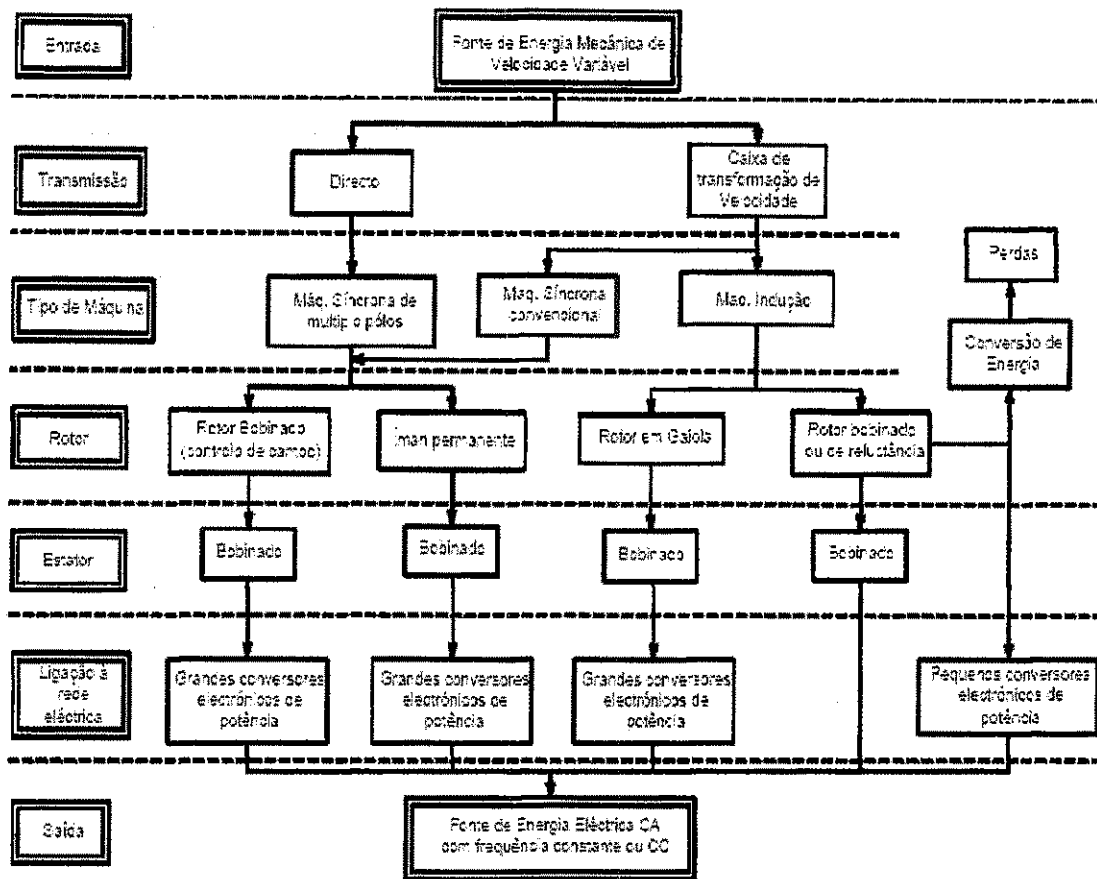




**Figura 5.9 – Potência ativa e reativa fornecida por um gerador eólico equipado com gerador síncrono explorado a velocidade variável em função da velocidade do rotor. (Fonte: CASTRO, 2004)**

### 5.3.5 Outras Tecnologias Eólicas

Além dos três tipos de geradores mais comumente utilizados e abordados nas seções anteriores, não se pode deixar de comentar a existência de outros tipos de aerogeradores que também são explorados, embora em pequena escala. Neste grupo destacam-se: o aerogerador síncrono convencional que necessita de controle adicional para a tensão de campo; e mais recentemente, o gerador de relutância, tipo particular de gerador de indução. Ambas as tecnologias podem ser também ligadas à rede elétrica a partir de diferentes configurações de conversores eletrônicos. A Figura 5.10 resume assim as demais tecnologias que praticamente constituem os parques eólicos em diferentes níveis de capacidade e de tensão.



**Figura 5.10 - Esquema simplificado dos modelos de aerogeradores usados atualmente**  
**Fonte: ALMEIDA, 2006**

# Capítulo 6

## FORMAS DE CONTROLE DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

### 6.1 Características do Controle em Máquinas de Indução Convencionais

O controle de potência em turbinas eólicas, acopladas a máquinas de indução convencionais, define-se a partir das características de construção (pás fixas ou móveis), das características aerodinâmicas e de aspectos de proteção relacionados com o comportamento do conjunto turbina/gerador.

As turbinas eólicas são projetadas para transferirem para os geradores elétricos a energia mecânica que é retirada da velocidade do vento adaptando princípios de simplicidade e robustez. Por esta razão são concebidas para operarem com uma máxima potência de saída a velocidades de vento, em geral, superiores a 15 m/s.

Em caso de ventos muito fortes é necessário “desperdiçar” o excesso de vento por forma a evitar danos que comprometam a integridade física do sistema mecânico de conversão. Todas as turbinas são, portanto, projetadas com algum tipo de controle sobre a potência a entregar. Para se fazer isto recorre-se a duas formas: a) o controle de *pitch*; e b) o controle por *stall*.

#### 6.1.2 Controle de Pitch

Em turbinas com controle tipo *pitch*, um controlador eletrônico verifica a potência de saída da turbina diversas vezes por segundo. Quando a potência de saída se torna muito elevada é enviada uma ordem para o mecanismo de controle de *pitch* das pás que as move para alterar o ângulo de ataque da pá relativamente à direção do vento. Inversamente, as pás são movidas de volta à posição anterior sempre que há uma queda de produção. Neste tipo de controle, recorre-se a sofisticados mecanismos hidráulicos e eletrônicos para moverem as pás em torno de seus eixos longitudinais.

O projeto de um controle de *pitch* requer habilidosas técnicas de engenharia para assegurar que as pás do rotor estejam a girar exatamente para a posição desejada durante as variações de vento. Em geral, recorre-se a um computador para controlar os ângulos de ataque das pás. Em operação normal, as pás movem-se permanentemente de forma a manter o rotor da turbina a operar num valor de potência desejado. No caso de

operação com máxima potência, o sistema de controle procura o ângulo ótimo para todas as velocidades de vento.

Para se fazer o controle de potência a entregar ao gerador elétrico, é necessário, a princípio, calcular a potência mecânica produzida pela turbina eólica a partir do valor da velocidade do vento. A equação (6.1), bem conhecida na literatura, descreve com simplicidade o comportamento da potência mecânica disponível:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \times \rho \times C_p(\lambda, \theta) \times A \times v_w^3 \quad (5.1)$$

Sendo  $P_{mec}$  a potência mecânica disponível no eixo da turbina em [W];  $\rho$  é a densidade do ar em [ $\text{Kg}/\text{m}^3$ ];  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina;  $\lambda$  é a taxa de velocidade de extremidade (tip speed ratio) definida como sendo a razão entre a velocidade das pás em [m/s] e a velocidade do vento em [m/s];  $\theta$  é o ângulo de pitch das pás; e  $A$ , definida como sendo a área em [ $\text{m}^2$ ] varrida pelas pás da turbina quando em movimento..

O estudo teórico do comportamento dos aerogeradores definiu expressões analíticas que descrevem o comportamento das grandezas relevantes. Para a variação de  $C_p$  com  $\lambda$ , as expressões mais citadas na literatura são:

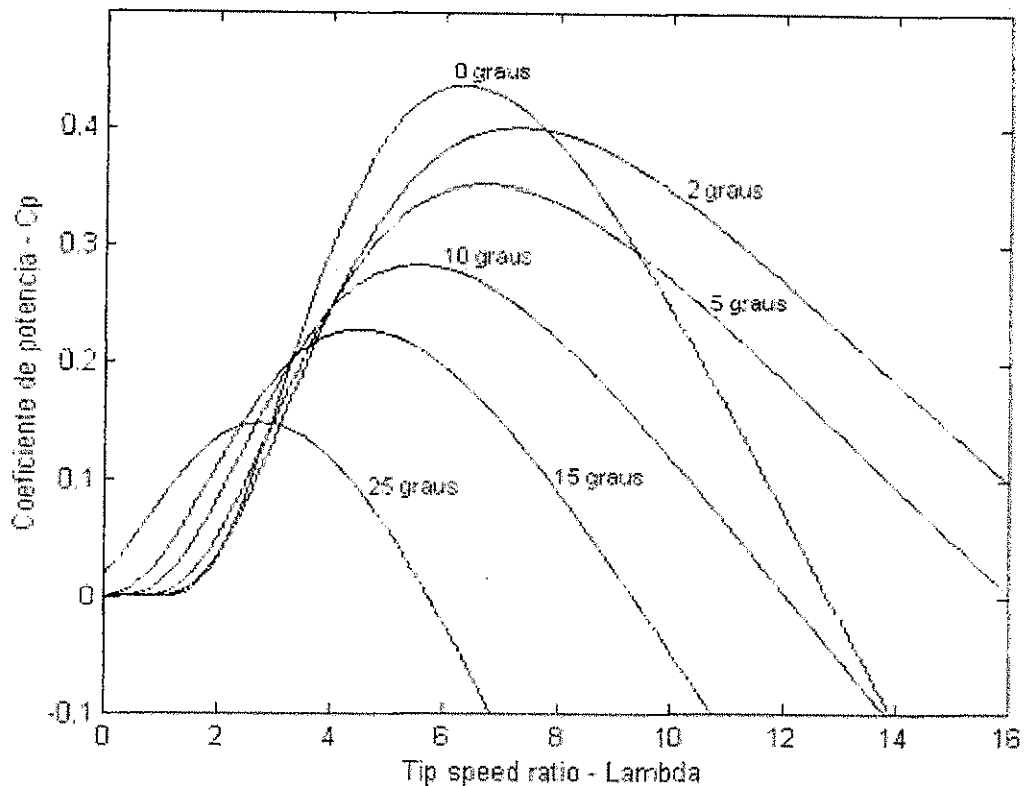
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \times \theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1} \quad (5.2)$$

$$C_p(\lambda, \theta) = 0.22 \times \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4 \times \theta - 5 \right) \times e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (5.3)$$

Onde:

- $\lambda$  – velocidade na ponta da pá.
- $\lambda_i$  – função de  $\lambda$  (equação 3.16).
- $\theta$  - ângulo de pitch das pás.
- $C_p$  – coeficiente de potência.

A equação (5.3) conduz a um conjunto de curvas características de  $C_p(\lambda, \theta)$  versus  $\lambda$  para os vários valores de  $\theta$  como mostrado na Figura 6.1.



**Figura 6.1 - Coeficiente de potência,  $C_p$ , como função do tip speed ratio,  $\lambda$ , e do ângulo de pitch,  $\theta$ . (Fonte: ALMEIDA, 2006)**

A partir da Figura 6.1 pode-se concluir que para se diminuir o coeficiente de potência, e conseqüentemente o valor da potência mecânica, o ângulo de pitch das pás necessita ser aumentado.

Sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície, produzindo, portanto, sustentação aerodinâmica a pequenas forças de arrasto.

Turbinas com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por stall porque estas necessitam de um sistema de variação de passo. Por outro lado, elas possuem certas vantagens:

- Permitem controle de potência ativo sob todas as condições de vento, também sob potências parciais;
- Alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos sítios, altas temperaturas);
- Maior produção de energia sob as mesmas condições (sem diminuição da eficiência na adaptação ao estol da pá);
- Partida simples do rotor pela mudança do passo;

- Fortes freios desnecessários para paradas de emergência do rotor;
- Cargas das pás do rotor decrescentes com ventos aumentando acima da potência nominal;
- Posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos;
- Massas das pás do rotor menores levam a massas menores dos aerogeradores.

Na Alemanha cerca de 50% de todos os aerogeradores instalados são do tipo controle de passo porque dois dos maiores fabricantes preferem este tipo de controle de aerogeradores. Na nova geração de turbinas da classe de megawatt, muitos fabricantes mudaram para sistemas de controle de passo.

### 6.1.3 Controle por Stall (Controle Aerodinâmico)

O fenômeno de *stall* está associado a um processo aerodinâmico bastante complexo, não se possuindo um modelo matemático que o simule satisfatoriamente. Esse tipo de controle efetua-se de forma passiva ou ativa, sendo este último muito semelhante ao controle de *pitch*. Em ambos os casos, o que se pretende com esta filosofia de controle consiste, principalmente, em proteger a turbina eólica em situações de velocidades extremas de vento.

Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície, produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas.

Turbinas com controle *stall* são mais simples do que as de controle de passo porque elas não necessitam de um sistema de mudança de passo. Os aerogeradores com controle estol, em comparação com os aerogeradores com controle de passo possuem, em princípio, as seguintes vantagens:

- Inexistência de sistema de controle de passo;
- Estrutura de cubo do rotor simples;
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis;
- Auto-confiabilidade do controle de potência.
- Em termos mundiais, o conceito de controle através de estol domina. A maioria dos fabricantes utiliza esta possibilidade simples de controle de potência, que sempre necessita de uma velocidade constante do rotor, geralmente dada pelo gerador de indução diretamente acoplado à rede.

### 6.1.3.1 Stall-Passivo

No controle *stall*-passivo, as pás estão aparafusadas ao rotor da turbina eólica segundo um ângulo fixo e pré-estabelecido, denominado como ângulo de ataque. A geometria aerodinâmica do perfil das pás determina que uma turbulência seja criada na parte de trás das mesmas, no instante em que a velocidade de vento atinge um valor elevado e crítico. Esta turbulência faz com que a força de sustentação, responsável pelo movimento das pás em relação ao eixo do rotor, caia drasticamente diminuindo assim a velocidade de rotação das mesmas.

A vantagem básica do controle por *stall*-passivo é que ele evita que as pás sejam móveis, não necessitando conseqüentemente da presença de um sistema de controle complexo e sofisticado. Por outro lado, este tipo de controle requer um arrojado projeto aerodinâmico, de extrema complexidade para se evitar vibrações induzidas pelo efeito *stall* (turbulência) no eixo do rotor da turbina.

### 6.1.3.2 Stall-Ativo

Um crescente número de turbinas eólicas tem sido desenvolvido com controle de potência através do conceito de *stall*-ativo.

Tecnicamente, o sistema de *stall*-ativo assemelha-se bastante com o controle de *pitch*, uma vez que atua também sobre o ângulo das pás da turbina. No entanto, neste caso, as pás são projetadas para que o fenômeno de *stall* aconteça a uma determinada velocidade de vento. Este tipo de controle utiliza uma variação em degraus pré-estabelecidos do ângulo das pás, não ocorrendo uma variação contínua como no controle tipo *pitch*.

A diferença básica entre o controle por *stall*-ativo e o controle por *pitch* está na forma como as pás são comandadas, ou seja, além do fato da variação do ângulo de *pitch* ser feita de modo distinto em ambos os sistemas de controle, numa situação onde a turbina esteja sobrecarregada, o controle por *stall*-ativo moverá as pás na direção oposta daquela que o controle de *pitch* faria. Em outras palavras, através desse movimento contrário, onde o ângulo de *pitch* diminui, o controle por *stall*-ativo aumentará o ângulo de ataque das pás do rotor da turbina eólica no sentido de fazê-las atingir o ponto crítico onde o fenômeno de *stall* ocorre, para desperdiçar assim, o excesso de energia cinética do vento. Ao aumentar o ângulo de ataque, a força de sustentação é reduzida enquanto que a força de arraste aumenta opondo-se predominantemente ao movimento das pás.

## 6.2 Características de Controle em Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas

Nos próximos anos prevê-se um aumento maciço de sistemas eólicos empregando tecnologias cada vez mais sofisticadas. O aerogerador de indução duplamente alimentado tem vindo a destacar-se e a ser bastante utilizado em grandes parques eólicos tanto “*offshore*” (instalações em mar próximo ao litoral) como no “*onshore*” (instalações em terra). A flexibilidade de controle proporcionada pelos conversores eletrônicos associados a este tipo de aerogerador tem conduzido o DFIWG a operar de forma semelhante à das unidades síncronas convencionais oferecendo capacidades de controle tanto de potência ativa e reativa bem como de tensão terminal e velocidade angular.

É já possível verificar que um número expressivo de parques eólicos com geradores duplamente alimentados se encontra em operação e muitos outros estão a ser planeados ou em construção. Devido ao progressivo aumento deste tipo aerogerador nas redes elétricas de todo o mundo existe a necessidade de se avaliar a interação entre esta tecnologia e o sistema elétrico, pelo que torna essencial o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevam o comportamento dinâmico e estacionário do aerogerador (turbina eólica e gerador elétrico) bem como de seus controles e circuitos de proteção associados.

De forma a incluir as estratégias de controle a serem utilizadas no gerador DFIWG recorre-se então a modelos simplificados para os conversores, sendo usual utilizar modelos do tipo fonte de tensão ou fonte de corrente controladas.

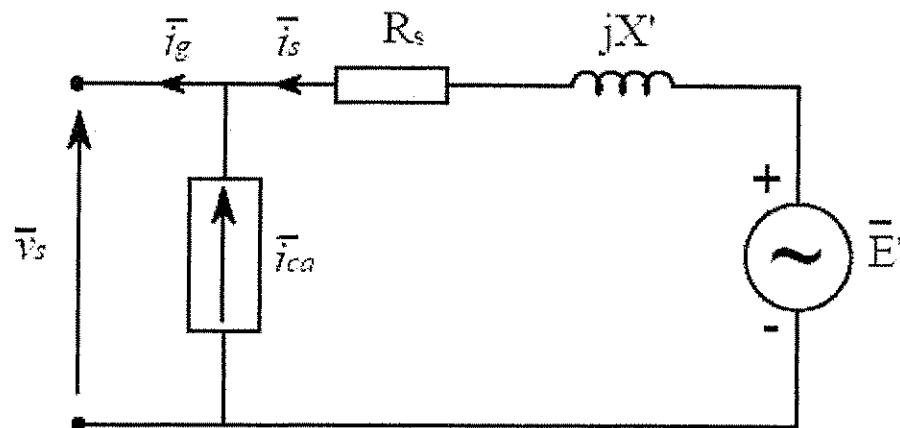
Atualmente, há uma grande quantidade de trabalhos de investigação que têm vindo a abordar diferentes formas de controle que visam melhorar o desempenho do aerogerador DFIWG quanto às perturbações de rede. A quantidade apreciável de soluções de controle desenvolvida nos últimos anos tem permitido explorar as capacidades destes aerogeradores, porém tem impedido a definição de um modelo “*standard*” para analisar o comportamento desta tecnologia quando integrada nas redes elétricas.

Relativamente às estratégias de controle, as soluções propostas preconizam a adoção de controladores do tipo proporcional-integral (PI) para o controle dos conversores eletrônicos. A partir desta filosofia, o conversor ligado ao rotor do DFIWG pode tanto controlar a tensão terminal da máquina, e conseqüentemente, a sua potência reativa, como também a velocidade angular e, por conseguinte, a potência ativa produzida. Por outro lado, o conversor que liga a configuração CA-CC-CA à rede elétrica controla somente a tensão contínua podendo, no entanto, ser também utilizado para compensar potência reativa.

Nos aerogeradores do tipo DFIWG, a possibilidade de se acoplar ao rotor da máquina de indução uma ligação CA-CC-CA trifásico de conversores estáticos de potência, recorrendo a chaves estáticas do tipo IGBT com modulação por largura de pulsos, determina uma das grandes vantagens que este tipo de equipamento de conversão oferece em relação à máquina de indução com rotor em gaiola.



No caso dos geradores de indução duplamente alimentados, o circuito equivalente da máquina adaptado para efeitos de estudos de comportamento dinâmico é o descrito na Figura 6.2.



**Figura 6.2 - Circuito equivalente para o modelo dinâmico adaptado para o gerador de indução duplamente alimentado com os conversores eletrônicos representados como fontes de tensão e corrente, respectivamente.**

(Fonte: ALMEIDA, 2006)

A conexão física dos conversores estáticos do tipo PWM (denominados neste trabalho de C<sub>1</sub> e C<sub>2</sub>) e demais controladores e circuitos de proteção inseridos no rotor da máquina, é indicado na Figura 6.3

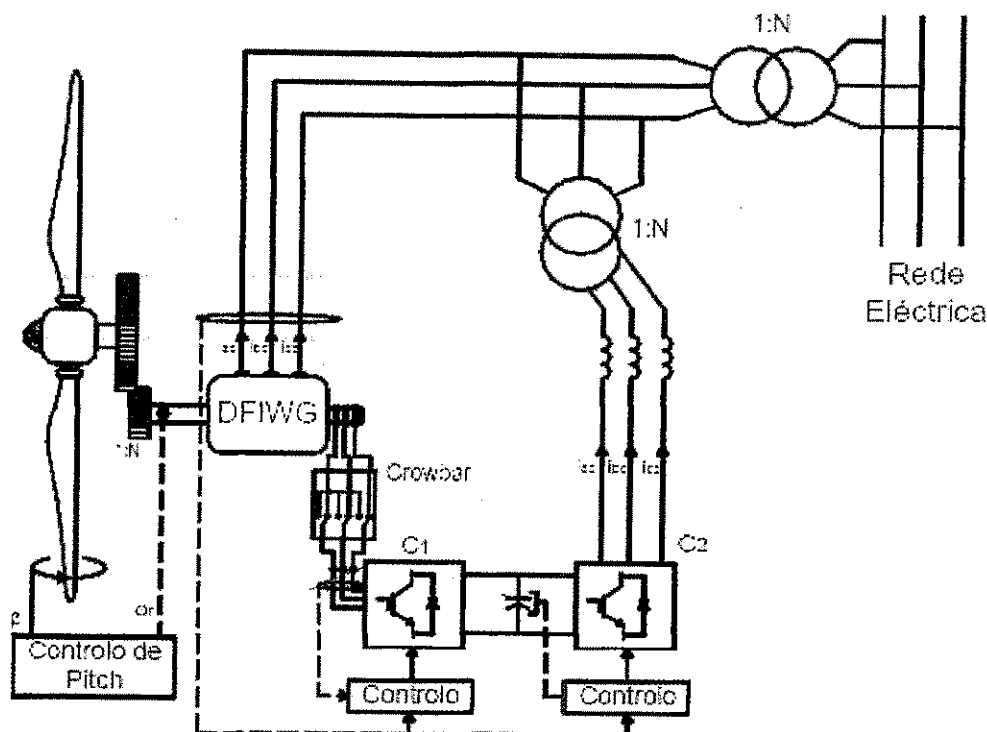


Figura 6.3 - Esquema geral de controle do DFIWG, conversores estáticos e controladores. (Fonte: ALMEIDA, 2006)

O funcionamento do conversor  $C_1$  é equivalente ao de uma fonte de tensão controlada, ligada sobre o rotor da máquina, cujo propósito pode ser, por exemplo, o de controlar a potência mecânica a entregar pela turbina, através do controle de velocidade angular, bem como o de controlar a tensão terminal do gerador. O conversor  $C_2$ , montado em cascata com o conversor  $C_1$ , funciona como uma fonte de corrente controlada, cujo controle possibilita não somente impor valores de correntes desejadas, permitindo assim o controle do fluxo de potência reativa trocado com a rede elétrica, como também, o controle da tensão no barramento CC. Um *crowbar* é utilizado para a proteção dos conversores quando a corrente no rotor atinge valores elevados, o que pode ter lugar durante defeitos na rede elétrica. Nestas situações o bloco de *crowbar* curto-circuita o conjunto rectificador/inversor enquanto o defeito persistir. É assumido que a atuação do *crowbar* está sincronizado como os relés de proteção dos conversores que estão ligados à rede elétrica e que atuam quando a tensão cai a níveis abaixo de um valor a especificar ou, em alternativa, quando a corrente no rotor atinge valores elevados a definir de acordo com as características dos conversores.

Uma das grandes vantagens dos aerogeradores controlados por eletrônica de potência, como o DFIWG, consiste na capacidade de operarem numa larga banda de velocidade rotacional. Esta característica de operação possibilita extrair máxima energia

do vento utilizando adequadas estratégias de controle. Por esta razão, é comum serem projetadas malhas de controle específicas com o intuito de assegurarem uma produção otimizada do aerogerador DFIWG.

Para que o DFIWG possa operar com máxima potência ativa para uma dada velocidade de vento, torna-se necessário antecipadamente definir-se o perfil da curva de extração de máxima potência a adaptar na malha de controle de potência ativa, aplicada ao conversor eletrônico ligado ao rotor do aerogerador.

# Capítulo 7

## ENERGIA EÓLICA E O MEIO AMBIENTE

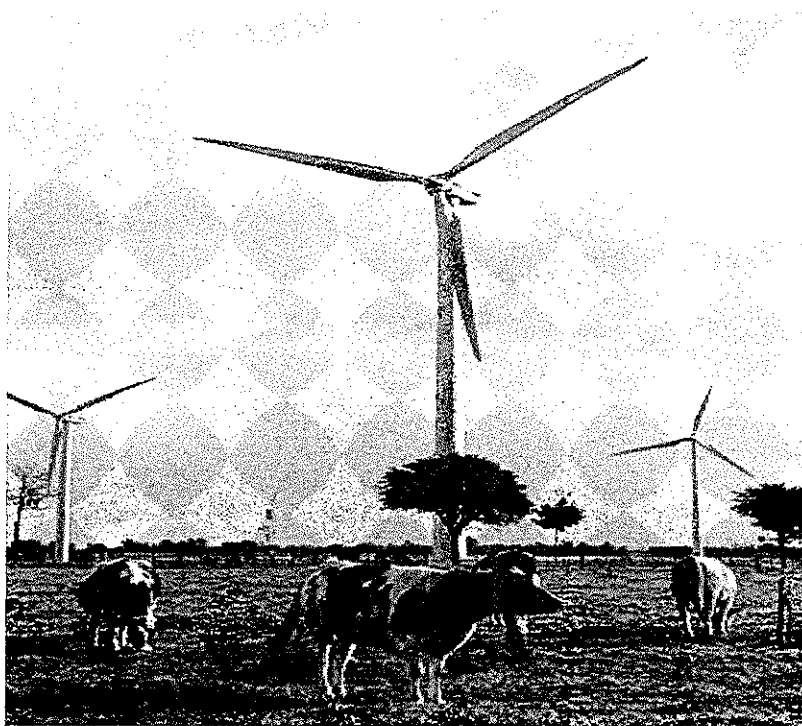
### 7.1 Introdução

As grandes pressões ambientais sobre o uso da energia nuclear, marcadas fortemente pelos acidentes nos reatores de Three Mile Island em 1979, nos Estados Unidos e, mais tarde, em 1986 na cidade de Chernobyl, na ex-União Soviética, forçaram a comunidade mundial a procurar fontes mais seguras e confiáveis para o fornecimento de energia elétrica. Dentro dos novos paradigmas por fontes limpas, predominantes nas décadas de oitenta e noventa, criou-se um ambiente favorável e altamente promissor para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia, em particular da energia eólica. Vários países como Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, entre outros, engajaram-se no desenvolvimento de tecnologia e expansão do parque industrial. Com incentivos e subsídios no setor, a indústria da energia eólica alavancou recursos a ponto de se fixar no mercado mundial com tecnologia, qualidade e confiabilidade.

As questões ambientais, hoje mais do que nunca, impulsionam a comunidade mundial na busca de soluções eficientes e ecologicamente corretas para o suprimento energético. O crescimento da energia eólica no mundo tem sido uma resposta da sociedade por uma qualidade melhor no suprimento energético. O crescimento de mercado e o desenvolvimento tecnológico nos últimos anos têm erguido a eólica como uma opção imprescindível para o fornecimento de energia limpa em grandes potências.

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas características ambientais desfavoráveis como, por exemplo: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna. Essas características aparentemente negativas podem ser significativamente minimizadas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e também no uso de inovações tecnológicas.

Uma das características ambientais favoráveis da energia eólica está na não necessidade do uso da água como elemento motriz ou mesmo como fluido de refrigeração e também em não produzir resíduos radioativos ou gasosos. Além disso, 99% de uma área usada em um parque eólico pode ser utilizada para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas.



**Figura 7.1 – Práticas de atividades agropecuárias em parques eólicos.**  
(Fonte: CASTRO, 1998).

## **7.2 Emissão de gases**

O mais importante benefício que a energia eólica oferece ao meio ambiente está no fato de que ela não polui durante sua operação. Dessa forma, podemos fazer um comparativo entre cada unidade (kWh) de energia elétrica gerada por turbinas eólicas e a mesma energia que seria gerada por uma planta convencional de geração de energia elétrica. Ao fazer essa análise chegamos à conclusão de que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na redução da concentração de CO<sub>2</sub> durante a sua operação. Com o avanço de programas de eficiência energética, com o propósito de tornar mais eficiente o parque gerador de energia, as emissões de CO<sub>2</sub> e de gases de efeito estufa têm-se reduzido ao longo dos anos, mas permanecem, ainda, em uma faixa muito alta.

Preocupações com o crescimento da concentração de CO<sub>2</sub> e de gases de efeito estufa na atmosfera, têm mobilizado vários países na busca de soluções efetivas para a redução das emissões nos próximos anos. Em março de 1997, a Comissão Européia encarregou-se de reduzir o total das emissões de gases de efeito estufa da Comunidade Européia a 15% até o ano de 2010. Esse acordo entre os Estados Membros da União Européia foi baseado em um acordo similar, que ainda estava para ser definido na Conferência das Nações Unidas em Kyoto – Japão em dezembro do mesmo ano.

As preocupações com o efeito futuro das emissões de gases de efeito estufa por parte de vários países do mundo têm criado um ambiente muito favorável ao uso da energia eólica como uma fonte limpa de energia. Uma turbina de 600kW, por exemplo, instalada em uma região de bons ventos, poderá, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade, evitar a emissão entre 20,000 e 36,000 toneladas de CO<sub>2</sub>, equivalentes à geração convencional, durante seus 20 anos de vida útil estimado. A tabela 7.1 mostra um estudo feito pelo World Energy Council, em 1993, comparando as emissões de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

Das quatro tecnologias listadas na tabela 7.1, que apresentam emissões de CO<sub>2</sub> abaixo do nível da energia eólica, somente as grandes hidrelétricas são competitivas comercialmente na atualidade. Entretanto, a utilização de grandes hidrelétricas tem sido discutida em países como o Canadá e o Brasil (dois países que apresentam grandes plantas hidrelétricas instaladas cada vez mais longe dos centros consumidores) onde o apodrecimento da vegetação submersa nos grandes reservatórios produz uma quantidade substancial de gases de efeito estufa. Um dos principais gases proveniente da decomposição da vegetação submersa é o metano, cinquenta vezes mais potente que o CO<sub>2</sub>. Os projetos de grandes hidrelétricas estão sendo gradativamente abandonados devido aos impactos ambientais na vida animal, causados pelas mudanças de habitat e nos protestos de opinião pública.

**Tabela 7.1 - Emissão de CO<sub>2</sub> em diferentes tecnologias de geração de energia elétrica**

| Tecnologias                             | Emissões de CO <sub>2</sub> nos estágios de produção de energia (ton/GWh) |            |          |       |
|---|---|------------|----------|-------|
|   | Extração  | Construção | Operação | Total |
| Planta convencional de queima de carvão | 1   | 1          | 962      | 964   |
| Planta de queima de óleo combustível    | -   | -          | 726      | 726   |
| Planta de queima de gás                 | -   | -          | 484      | 484   |
| Energia térmica dos oceanos             | Na  | 4          | 300      | 304   |
| Plantas geotérmicas                     | <1  | 1          | 56       | 57    |
| Pequenas hidrelétricas                  | Na  | 10         | Na       | 10    |
| Reatores nucleares                      | ~2  | 1          | 5        | 8     |
| Energia eólica                          | Na  | 7          | Na       | 7     |
| Solar fotovoltaico                      | Na  | 5          | Na       | 5     |
| Grandes hidrelétricas                   | Na  | 4          | Na       | 4     |
| Solar térmico                           | Na  | 3          | Na       | 3     |
| Lenha (Extração programável)            | -1.509  | 3          | 1.346    | -160  |

Fonte: "Renewable energy resources: opportunities and constraints 1990-2020" World Energy Council's - 1993

### 7.3 Emissão de ruído

O impacto ambiental do ruído gerado pelo sistema eólico ao girar suas pás foi um dos mais importantes temas de discussão e bloqueio da disseminação da energia eólica durante a década de oitenta e início da década de noventa. O desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, juntamente com as novas exigências de um mercado crescente e promissor, promoveram um avanço significativo na diminuição dos níveis de ruído produzido pelas turbinas eólicas. O problema do ruído produzido pelas turbinas eólicas está relacionado com fatores como a aleatoriedade do seu funcionamento e a variação da frequência do ruído uma vez que este se relaciona diretamente com a velocidade de vento incidente.

O ruído proveniente das turbinas eólicas tem duas origens: mecânica e aerodinâmica. O ruído mecânico é proveniente, principalmente, da caixa de engrenagens que multiplica a rotação das pás para o gerador. O conjunto de engrenagens funciona na faixa de 1000 a 1500 rpm, onde toda a vibração da caixa multiplicadora é transmitida para as paredes da nacela onde esta é fixada. A transmissão de ruído também pode ser ocasionada pela própria torre, através dos contatos desta com a nacela. Estudos sobre a geração e o controle do ruído gerado pelas partes mecânicas já são bastante conhecidos. A tecnologia atual mostra que é possível a construção de turbinas eólicas com níveis de ruído bem menores. A tecnologia convencional emprega geradores convencionais que necessitam de alta rotação para funcionarem. Com a baixa rotação da hélice comparada à rotação do gerador, o sistema precisa de um sistema de engrenagens para multiplicar a rotação necessária no gerador. Uma outra tecnologia utilizada em turbinas eólicas está no uso de um gerador elétrico multipolo conectado diretamente ao eixo das pás. Esse sistema de geração dispensa o sistema de engrenagens para multiplicação de velocidade pois esse gerador funciona mesmo em baixas rotações. Sem a principal fonte de ruído presente nos sistemas convencionais, as turbinas que empregam o sistema multipolo de geração de energia elétrica são significativamente mais silenciosas.

O ruído aerodinâmico é um fator influenciado diretamente pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica. Ainda existem vários aspectos a serem pesquisados e testados tanto nas formas das pás quanto na própria torre para a sua redução. Pesquisas em novos modelos de pás, procurando um máximo aproveitamento aerodinâmico com redução de ruído, são realizadas, muitas vezes, de modo semi-empírico, proporcionando o surgimento de diversos modelos e novas concepções em formatos aerodinâmicos das pás.

Fisicamente, o som consiste na variação de pressão detectada pelo ouvido que depende da fonte e do meio através do qual se propaga. A velocidade do som na atmosfera é aproximadamente 340 m/s. É importante se fazer distinção entre o nível da potência do som e o nível da pressão do som que atua em uma determinada localidade. O som é medido em decibéis (dB) e a escala empregada (dBA) mede o alcance percebido pelo ouvido humano.

Como fatores mais importantes que afetam a propagação do som destacam-se: tipo da fonte de ruído, distância da fonte, velocidade do vento, temperatura, umidade, precipitação e a presença de barreiras ou edifícios. Os fatores que mais influenciam a

propagação do ruído são a distância da fonte ao observador e o tipo de fonte. O ruído de uma turbina eólica (TE) pode alcançar níveis de pressão moderados (< 50 dBA) quando a distância da turbina ao receptor está entre 200 e 300 m. Tipicamente o nível do som de uma TE moderna está entre 100 e 106 dBA dependendo do tipo de turbina.

A escala de decibéis deve ser cuidadosamente interpretada quando se avalia o número de turbinas a serem implantadas e seus efeitos. Uma TE com capacidade superior a 1 MW emite um som (a 200 m) com nível de potência de 104 dBA. A instalação de uma segunda turbina com ruído de mesma potência irá causar apenas um acréscimo de 3 dBA. Aumentando-se a potência do som em 26%, o nível de ruído aumenta em 1 dBA. Triplicando-se a potência do som conduzirá a um incremento de 5 dBA no nível de ruído. A escala dBA é logarítmica, isto é, duplicando-se a potência do som, o índice de acréscimo do nível de ruído será aproximadamente 3 dBA. Um som de potência 100 dBA contém o dobro de energia que um som de 97 dBA. O decréscimo no nível de potência do som com o aumento da distância da fonte será em torno de 6 dBA cada vez que a distância é duplicada.

Uma turbina moderna (que emite de 100 a 106 dBA) deve ser implantada a uma distância de 200 a 300 m do receptor para alcançar um nível de pressão do ruído de 45 e 50 dBA. A avaliação do ruído permite determinar como as TE afetam o ruído do ambiente e também qual é o nível de ruído aceitável (dentro dos padrões nacionais) para as próprias turbinas.

## 7.4 Impacto visual

Os impactos visuais são decorrentes do agrupamento de torres e aerogeradores, principalmente no caso de centrais eólicas com um número considerável de turbinas, também conhecidas como fazendas eólicas. Os impactos variam muito de acordo com o local das instalações, o arranjo das torres e as especificações das turbinas. Apesar de efeitos negativos, como alterações na paisagem natural, esses impactos tendem a atrair turistas, gerando renda, emprego, arrecadações e promovendo o desenvolvimento regional.

A reação provocada por um parque eólico é altamente subjetiva. Muitas pessoas olham a turbina eólica como um símbolo de energia limpa sempre bem-vindo, outras reagem negativamente à nova paisagem.

Os efeitos do impacto visual têm sido minimizados, principalmente, com a conscientização da população local sobre a geração eólica. Através de audiências públicas e seminários, a população local passa a conhecer melhor toda a tecnologia e, uma vez conhecendo os efeitos positivos da energia eólica, os índices de aceitação melhoram consideravelmente.

Os modernos aerogeradores, com alturas das torres de 40 m e comprimento das pás de 20 m, constituem obviamente uma alteração visual da paisagem. O impacto visual é muito difícil de avaliar. No entanto, existem alguns efeitos incomodativos que podem ser contabilizados tais como: o efeito de sombras em movimento e reflexões intermitentes. O primeiro pode ser evitado com uma correta planificação do parque. O efeito das reflexões intermitentes, devidas à incidência do sol sobre as pás em



movimento, pode ser evitado utilizando pinturas opacas. Pintar os aerogeradores com as cores da paisagem é uma boa solução para minimizar o impacto visual. Por vezes nas proximidades de instalações militares é sugerida uma pintura de camuflagem para evitar que os aerogeradores constituam pontos de referência.

## 7.5 Impacto sobre a fauna

Os principais impactos da energia eólica sobre os pássaros são devido à colisão dos animais com as linhas e pás e distúrbios nas rotas de migração. As principais causas são listadas a seguir:

- Morte ou ferimento causados pela rotação das pás;
- Eletrocussão nas linhas de transmissão;
- Alteração de habitat de migração;
- Redução do habitat disponível;
- Distúrbio na reprodução e crescimento.

Entre os efeitos ambientais de usinas eólicas sobre a fauna alada estão a colisão direta contra torres e pás, e os chamados distúrbios à reprodução, alimentação e repouso na vizinhança das turbinas.

Em alguns casos de parques localizados em zonas de migração de aves, tais como Tarifa no sul da Espanha, tem-se observado um elevado número de aves mortas pelo movimento de rotação das pás. No entanto, estes incidentes não constituem um caso sério na grande maioria dos parques. A forma de evitar estes incidentes é uma correta planificação na localização dos parques evitando as rotas de migração. Fora das rotas de migração, os pássaros são raramente incomodados pelas turbinas eólicas. Estudos com radares em Tjaereborg, região oeste da Dinamarca, mostram que no local onde foi instalada uma turbina eólica de 2 MW, com 60m de diâmetro, os pássaros tendem a mudar sua rota de vôo entre 100 a 200m, passando acima ou ao redor da turbina, em distâncias seguras. Esse comportamento tem sido observado tanto durante a noite quanto durante o dia. Na Dinamarca é comum um grande número de ninhos de falcões nas torres das turbinas eólicas.

Vários estudos mostram que num raio de 600 m dos parques eólicos o número de pássaros tende a reduzir após a implantação do empreendimento, devido principalmente à: construção de edifícios, incremento das atividades humanas (de operação e manutenção) na área e ruído do movimento das pás.

Em relação ao controle de distúrbios e acidentes com a fauna alada, pesquisas mostram que se verifica uma predominância de acidentes fatais com morcegos e no período noturno. Acredita-se, porém, que as vítimas não excedam ao número daqueles vitimadas por quilômetro de auto-estrada ou linhas de alta-tensão. Este número deve ainda ser bem menor que nas proximidades de faróis ou torres de transmissão em áreas costeiras. Dos pássaros vitimados, alguns, de vôo rasante, colidem contra as próprias torres, outros, de vôo alto, colidem com as pás que estão a uma altura superior 20 metros do solo.

## **7.6 Interferências eletromagnéticas**

Os aerogeradores, em alguns casos podem refletir as ondas eletromagnéticas. Isto implica que podem interferir e perturbar sistemas de telecomunicações. Estas interferências não são significativas. No entanto, é necessário efetuar estudos mais detalhados quando o parque se situa junto de aeroportos ou de sistemas de retransmissão. Essas interferências variam muito, segundo o local de instalação da usina e suas especificações técnicas, particularmente o material utilizado na fabricação das pás.

# Capítulo 8

## PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA

### 8.1 Capacidade instalada no mundo

O desenvolvimento apresentado nas últimas décadas pela tecnologia de conversão de energia eólica é significativo. Os sistemas eólicos estabeleceram-se nos EUA e na Europa por intermédio de uma indústria sólida e evoluíram no projeto, na construção e na operação, o que resultou numa redução dos custos.

A popularidade do uso da energia eólica sempre flutuou com o preço de combustíveis fósseis. Quando os preços do combustível caíram depois de Segunda Guerra Mundial, o interesse pela energia eólica diminuiu. Mas no início da década de 70, com a crise mundial do petróleo, houve novamente um grande interesse de países europeus e dos Estados Unidos em desenvolver equipamentos para produção de eletricidade que ajudassem a diminuir a dependência do petróleo e carvão. Mais de 50.000 novos empregos foram criados e uma sólida indústria de componentes e, equipamentos foram desenvolvidos.

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000 MW. Em 1994, ela subiu para 3.734 MW, divididos entre Europa (45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000 MW e no final de 2002 a capacidade total instalada no mundo ultrapassou 32.000 MW. O mercado tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente na Alemanha, EUA, Dinamarca e Espanha, onde a potência adicionada anualmente supera 3.000 MW. O total da potência instalada no mundo cresceu, desde 1992, de 2500 MW para mais de 40.000 MW em 2004 (taxa de crescimento anual de 30%).

Esse crescimento de mercado fez com que a Associação Européia de Energia Eólica estabelecesse novas metas, indicando que, até 2020, a energia eólica poderá suprir 10% de toda a energia elétrica requerida no mundo. De fato, em alguns países e regiões, a energia eólica já representa uma parcela considerável da eletricidade produzida. Na Dinamarca, por exemplo, a energia eólica representa 18% de toda a eletricidade gerada e a meta é aumentar essa parcela para 50% até 2030. Na região de Schleswig-Holstein, na Alemanha, cerca de 25% do parque de energia elétrica instalado é de origem eólica. Na região de Navarra, na Espanha, essa parcela é de 23%. Em termos de capacidade instalada, estima-se que, até 2020, a Europa já terá 100.000 MW.

A Tabela 8.1 apresenta a evolução recente da capacidade instalada em vários países e regiões do mundo. Alemanha, EUA, Espanha e Dinamarca são responsáveis por quase 80% da capacidade instalada no mundo (Figura 8.1).

Tabela 8.1 – Capacidade instalada no mundo (MW)

| País/Região                                   | 1997        | 1998        | 1999         | 2000         | 2001         | 2002         |
|---|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Alemanha                                      | 2080        | 2874        | 4445         | 6113         | 8734         | 12001        |
| Estados Unidos                                | 1590        | 1927        | 2492         | 2555         | 4245         | 4645         |
| Dinamarca                                     | 1116        | 1450        | 1742         | 2297         | 2456         | 2889         |
| Espanha                                       | 512         | 834         | 1530         | 2402         | 3550         | 4830         |
| Brasil  | 3           | 7           | 20           | 20           | 20           | 22           |
| Europa (exceto Alemanha, Dinamarca e Espanha) | 1058        | 1411        | 1590         | 2610         | 2760         | 3637         |
| Ásia  | 1116        | 1194        | 1287         | 1574         | 1920         | 2184         |
| Continente americano (exceto EUA e Brasil)    | 52          | 128         | 194          | 223          | 302          | 353          |
| Austrália e Pacífico                          | 33          | 63          | 116          | 221          | 410          | 524          |
| África e Oriente Médio                        | 24          | 26          | 39           | 141          | 147          | 149          |
| <b>Total</b>                                  | <b>7584</b> | <b>9914</b> | <b>13455</b> | <b>18156</b> | <b>24544</b> | <b>31234</b> |

Fonte: WINDPOWER MONTHLY NEWS MAGAZINE. [Knebel], v. 19, 2003.

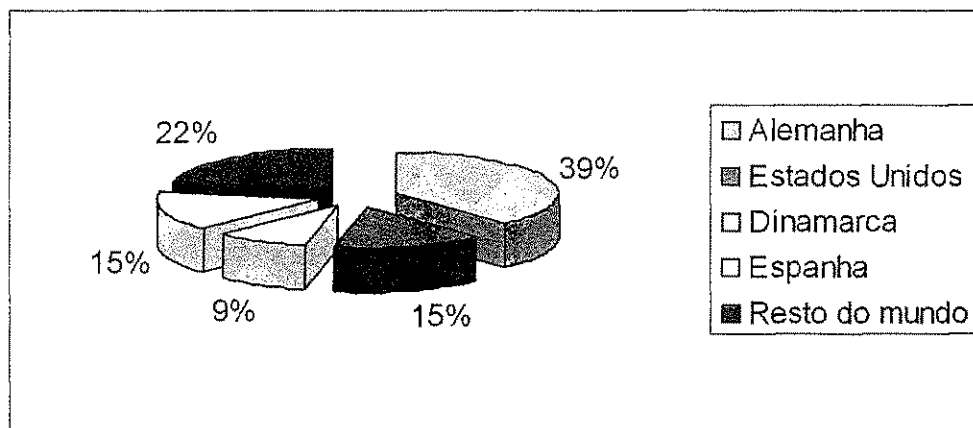


Figura 8.1- Distribuição da capacidade instalada no mundo

Fonte: Elaborado com base em dados de WINDPOWER MONTHLY NEWS MAGAZINE. [Knebel], v. 19, 2003.

Os relatórios anuais da Associação Dinamarquesa da Indústria Eólica (Danish Wind Industry Association – DWIA) apresentam alguns números sobre o desenvolvimento da energia eólica no mundo e a sua contribuição, no ano de 2004, que são listados na Tabela 8.2.

**Tabela 8.2 – Os dez países com maior potência eólica**

| <b>País</b>           | <b>Capacidade instalada (MW)</b> | <b>Percentual (%)</b> |
|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|
| <b>Alemanha</b>       | 16.629                           | 35,1                  |
| <b>Espanha</b>        | 8.263                            | 17,5                  |
| <b>Estados Unidos</b> | 6.740                            | 14,2                  |
| <b>Dinamarca</b>      | 3.117                            | 6,6                   |
| <b>Índia</b>          | 3.000                            | 6,3                   |
| <b>Itália</b>         | 1.125                            | 2,4                   |
| <b>Holanda</b>        | 1.078                            | 2,3                   |
| <b>Inglaterra</b>     | 888                              | 1,9                   |
| <b>Japão</b>          | 874                              | 1,8                   |
| <b>China</b>          | 764                              | 1,6                   |
| Total desses países   | <b>42.478</b>                    | <b>89,8</b>           |
| Total resto do mundo  | <b>4.839</b>                     | <b>10,2</b>           |
| Total do mundo        | <b>47.317</b>                    | <b>100</b>            |

**Fonte: DWIA, 2004.**

De acordo com o recente informe divulgado pelo Conselho Global de Energia Eólica (Global Wind Energy Council - GWEC), a indústria mundial de energia a partir do vento instalou no último ano de 2004 um total de 7.976 Megawatts (MW), o que significa um aumento de 20% no total.

Fundado em 9 de Março de 2005, o GWEC é um fórum mundial para tratar das questões da energia gerada pelos ventos que congrega representantes desta indústria e membros de associações representativas do setor. Seus membros trabalham em mais de 50 países representando mais de 1.500 organizações que abrangem desde a manufatura de equipamentos, projetos de desenvolvimento, geração de energia, finanças, consultores especializados, até pesquisadores e acadêmicos.

O Conselho Global de Energia Eólica responde por 47.317 MW, o que significa 99% da capacidade de energia eólica instalada mundo. Uma dos principais objetivos do Conselho Global de Energia Eólica é a implementação do seu projeto "Wind Force 12". O "Wind Force 12" é uma proposta para aumentar 12% a capacidade mundial de energia eólica até o ano 2020.

Os países com o maior número de instalações de energia eólica, em dezembro de 2004, são os seguintes: Alemanha (16.629 MW), Espanha (8.263 MW), Estados Unidos (6.740 MW), Dinamarca (3.117 MW) e Índia (3.000 MW). Alguns países, como Itália, Holanda, Japão e Reino Unido, estão acima ou próximos da marca dos 1.000 MW. A Europa continuou a dominar o mercado global em 2004, com 72.4% das novas instalações (5,774 MW). A Ásia foi responsável por 15.9% das instalações (1.269 MW), seguido pela América do Norte (6.4%; 512 MW) e a região do Pacífico (4.1%; 325 MW). América Latina mais o Caribe (49 MW) e a África (47 MW) ficaram, cada um, com 0.6% do mercado.

A indústria de energia eólica dos Estados Unidos está pleiteando uma extensão de longo prazo, pois somente assim poderá planejar um crescimento maior e mais equilibrado para os próximos anos.

A capacidade de geração de energia eólica na Austrália quase duplicou nos últimos 12 meses, com a instalação de 380 MW no final de 2004. A Austrália tem algumas das fontes mais poderosas e abundantes de ventos do Planeta podendo chegar a acumular até 8.000 MW de energia eólica com poucas adaptações.

Em 2004, a indústria de energia eólica do Canadá bateu recordes, com 122 MW instalados. Desenvolvimentos recentes nas políticas federais e provinciais de energia prometem aumentar em até dez vezes o número total de capacitações para energia eólica instaladas no Canadá nos próximos 5 anos.

A energia eólica é reconhecida atualmente no Hemisfério Asiático, principalmente na Índia, por ser econômica, completa e por proporcionar uma boa relação custo-benefício, e também por ser uma forma de produção de energia comprovadamente limpa, que não prejudica o meio ambiente – uma fonte de energia muito necessária na Índia. A Índia passou por um crescimento sem precedentes no setor de energia eólica. Ao longo do último ano fiscal, isto é, 2003/2004, a capacidade para gerar energia a partir dos ventos cresceu mais de 35%. Ainda na região, o Japão planeja, após a ratificação do Protocolo de Kyoto, atingir a meta de 3.000 MW em energia eólica até o ano 2010.

O GWEC, com a autoridade de ser um fórum mundial do setor de energia eólica; sugere políticas nacionais e internacionais mais fortes de apoio à expansão da energia eólica como uma das opções para a diminuição da mudança climática.

Segundo o projeto “Wind Force 12”, se aumentam os investimentos em energia eólica até um nível no qual ela possa gerar 12% da eletricidade mundial até 2020, resultaria numa redução anual de 1.813 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 2020, partindo-se do pressuposto de que serão instalados 1.245.000 MW, a partir de fontes fósseis e não-renováveis.

A capacidade global de energia eólica instalada no mundo, no ano de 2004, atingiu o volume recorde de 47.317 MW.

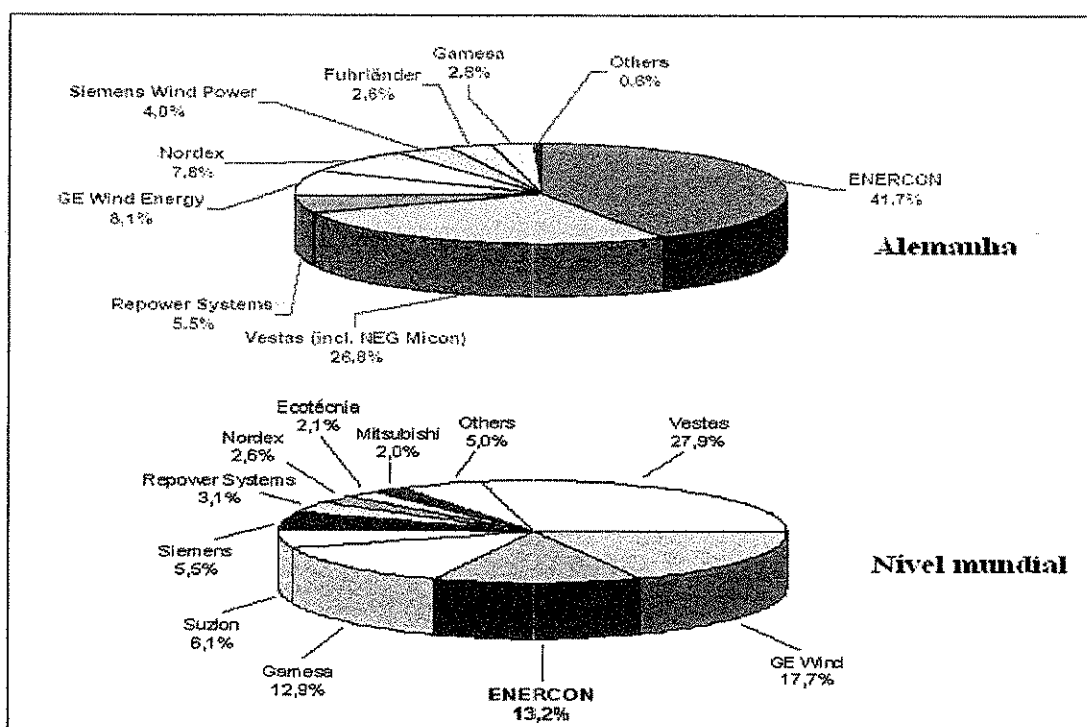
A tabela 8.3 mostra os 12 países de maior utilização de energia eólica no mundo, juntamente com a potência eólica instalada (MW) nestes países, segundo estimativas da WWEA (World Wind Energy Association) com dados de 2005. Ainda segundo dados de 2005, o total mundial instalado de energia eólica é de 58.982 MW, um valor superior à potência de Itaipu, a maior usina hidroelétrica do mundo com 12.000MW.

**Tabela 8.3 – Potência eólica instalada**

| Posição         | País           | Potência (MW) |
|-----------------|----------------|---------------|
| 1 <sup>a</sup>  | Alemanha       | 16628         |
| 2 <sup>a</sup>  | Espanha        | 8263          |
| 3 <sup>a</sup>  | Estados Unidos | 6752          |
| 4 <sup>a</sup>  | Dinamarca      | 3118          |
| 5 <sup>a</sup>  | Índia          | 2983          |
| 6 <sup>a</sup>  | Itália         | 1265          |
| 7 <sup>a</sup>  | Holanda        | 1078          |
| 8 <sup>a</sup>  | Japão          | 940           |
| 9 <sup>a</sup>  | Inglaterra     | 897           |
| 10 <sup>a</sup> | China          | 764           |
| 11 <sup>a</sup> | Áustria        | 607           |
| 12 <sup>a</sup> | Portugal       | 523           |

**Fonte: WWEA, 2005**

Atualmente, a indústria de turbinas eólicas vem acumulando crescimentos anuais acima de 30% e movimentando cerca de 2 bilhões de dólares em vendas por ano. Existem, atualmente, mais de 30.000 turbinas eólicas de grande porte em operação no mundo, com capacidade instalada da ordem de 13.500 MW. No âmbito do Comitê Internacional de Mudanças Climáticas, está sendo projetada a instalação de 30.000 MW, por volta do ano 2030. A Figura 8.2 mostra as participações no mercado das firmas que oferecem aerogeradores de acordo com a potência instalada na Alemanha e no mundo.



**Figura 8.2 – Parcela de fornecedores no mercado**  
**Fonte: EWEA, 2005**

## 8.2 Dinamarca

Na Dinamarca, a contribuição da energia eólica é de 18% da energia elétrica total produzida. O país investiu, nos últimos 20 anos, mais em energia elétrica que qualquer outro da Europa. Isto é decorrente da longa tradição da utilização do vento como forma de energia. A primeira turbina que gerou eletricidade foi construída em 1891.

O programa energético dinamarquês de hoje ainda faz parte do estabelecido em 1976. O principal objetivo deste é fazer a Dinamarca menos dependente de suprimento de energia importada e também argumentos em defesa do meio ambiente estão sendo levados em conta. Hoje o país conta com 3118 MW instalados que produziram 5,5 TWh em 2003, o que corresponde a 15,9 % do consumo residencial de energia elétrica.

A Dinamarca é uma peça chave no mercado das turbinas eólicas. O país é responsável por cinco empresas que supriram 60% de toda a demanda mundial no ano de 1996. Estas cinco empresas empregam mais de 2000 pessoas no país e via terceirização, um adicional de 10000 empregos. Apenas em 1996, a indústria vendeu 1360 turbinas, dentre as quais 944 para 21 países diferentes. Os maiores compradores são Alemanha (26%), Espanha (12%), e Inglaterra (10%). O total de vendas alcançou um pico em 1997 com 1654 turbinas, representando uma geração de 968 MW.



A indústria dinamarquesa domina também o mercado de turbinas eólicas para instalação em alto mar. Dos 250 MW instalados no mar em 2003, 225 MW foram manufaturados na Dinamarca. Até 2010, está previsto um grande crescimento de instalações eólicas em alto mar (offshore) sendo que algumas já estão em fase de projeto. Na Europa destacam-se o Reino Unido com 7000 MW e Alemanha com 2000 MW.

### **8.3 Alemanha**

Na Alemanha, é iniciativa do governo direcionar a economia rumo a maior utilização de energias renováveis diminuindo conseqüentemente o uso de energia obtida de combustíveis fósseis e energia nuclear. Esta política tem alcançado sucesso, pois atualmente cerca de 15% da energia consumida é produzida por tecnologias que buscam a redução de emissões de CO<sub>2</sub>, destacando-se neste cenário a energia eólica.

Desde 1996, o mercado alemão de energia eólica vem crescendo, mas em 2003 registrou-se uma queda de quase 600 MW em relação a um pico de 3.200 MW em 2002. Com um total de 16.543 turbinas e 16.628 MW de potência instalada (em 31/12/2004); a maioria dos bons locais para instalação de energia eólica próximos à costa ficaram saturados e o desenvolvimento agora ocupa espaço no interior do país.

A crescente oposição frente à instalação de mais turbinas em terra ou na costa marítima e os incentivos governamentais para o aumento de produção de energia eólica têm atraído investidores para o desenvolvimento de projetos de fazendas eólicas offshore no Mar do Norte. Neste contexto, o mercado alemão em alto mar é muito promissor com a possibilidade de implantação de mais 20.000 MW antes de 2030. Nenhuma turbina em alto mar foi instalada até agora, mas muitos projetos grandes têm horizontes planejados de 3 a 4 anos.

### **8.4 Estados Unidos**

A energia eólica é muito difundida nos EUA, são recursos que se distribuem desde os níveis mais simples de atividades até as mais complexas. Como exemplo tem-se Dakota do Norte, que sozinha, possui a capacidade de produzir energia que conseguiria suprir 36% da eletricidade de 48 estados.

Nos Estados Unidos a capacidade de geração eólica está aumentando aceleradamente, o Projeto Eólico Stateline de 300 MW, em construção na divisa entre os estados de Oregon e Washington, será a maior fazenda eólica do mundo. O Texas adicionou cerca de 900 MW a vários projetos, durante 2001. Em Dakota do Sul, Jim Dehlsen, pioneiro no desenvolvimento da energia eólica na Califórnia adquiriu direitos eólicos em 222.000 acres de pastos de terras agrícolas no centro leste do estado. Ele pretende desenvolver uma gigantesca fazenda eólica de 3000 MW e transmitir a energia através de Iowa, abastecendo Illinois e outros estados do centro-oeste industrial.

Atualmente, a energia eólica é responsável por apenas 1% de toda energia produzida no país. O Departamento Nacional de Energia espera um aumento de 600%

na utilização de energia eólica nos próximos 15 anos. Espera-se que em meados do século o vento possa ser responsável por 10% de toda energia norte-americana, o mesmo que a parcela produzida pela energia hidrelétrica.

## 8.5 China

No cenário mundial um país que possui um grande potencial eólico e promete aumentar muito o seu parque eólico é a China, a promessa é de incentivos que possibilitem até 2010 uma capacidade instalada de 4 milhões de KW, com cerca de 1.300 aerogeradores instalados.

A crescente necessidade de energia da China recentemente tem despertado a atenção do mundo por causa de suas ousadas tentativas para adquirir companhias petrolíferas estrangeiras como a empresa americana Unocal. O país também tem feito grandes investimentos na produção de petróleo em países tão distantes como Sudão e Venezuela. Mas, em âmbito doméstico, com o petróleo ficando escasso, o carvão poluindo o ar das maiores cidades e a mineração de carvão matando 6.009 pessoas no ano passado, o governo chinês está agindo agressivamente para desenvolver suprimentos de energia alternativa.

Em 2020, começando com uma minúscula base estabelecida apenas recentemente, a China espera suprir 10% de suas necessidades com as chamadas fontes de energia renováveis, entre elas o vento, energia solar, pequenos represas hidrelétricas e biomassa como fibras de plantas e excremento de animais. Já estão brotando grandes parques eólicos em províncias muito mais populosas como Guangdong, Fujian e Hebei, e os fabricantes chineses e estrangeiros de turbinas estão competindo furiosamente por este mercado em rápida expansão. O custo por quilowatt está ficando cada vez mais competitivo com o carvão abundante da China.

Muitas províncias litorâneas, entretanto, estão fazendo planos para construir estações eólicas somente fora da costa, onde os ventos são fortes e a ocupação da terra não é um problema. A expectativa é que projetos como esses instalem enormes novas turbinas com hélices de 80 metros de extensão, cada uma delas capaz de gerar 1,2 megawatt de eletricidade, o suficiente para levar energia para centenas de lares, se não mais. Em 2010, a china planeja atingir 4 mil MW e, em 2020, a expectativa é chegar aos 20 mil MW, ou 20 GW.

As maiores limitações não estão no potencial da energia eólica da China nem na sua tecnologia de geração, mas na antiquada rede elétrica do país, que não consegue redirecionar energia de uma região para a outra na medida em que a demanda e a oferta aumentam e diminuem. Isso dificulta tirar plena vantagem da energia eólica, cuja produção oscila de acordo com o clima.

O programa de energia eólica da China tem raízes numa visita aos Estados Unidos feita há 18 anos, no início da decolagem econômica do país. Uma delegação chinesa viu modernas turbinas eólicas em funcionamento em Utah e então voltou determinada a adotar essa tecnologia em casa.

O que se seguiu é uma história que contém alguns dos principais ingredientes do milagre econômico da China, incluindo a disciplinada arregimentação dos recursos

intelectuais e financeiros por um Estado determinado a resolver um problema e estabelecer um setor que considera estratégico. A China tem apoiado a energia eólica e outras fontes alternativas de outras formas. Forneceu incentivos fiscais para desenvolvedores, impôs tarifas de eletricidade padronizadas que resultam em subsídio para fontes de energia como o vento - que continuam sendo mais caras do que o carvão - e impôs requisitos para os equipamentos para ajudar os fabricantes locais.

O resultado tem sido um verdadeiro surto de crescimento entre fornecedores de equipamentos para energia eólica. Espera-se que o setor tenha um crescimento de 50% a 75% ao ano entre agora e 2020. Como exemplo da Vestas, uma fabricante de turbinas dinamarquesa que é a principal fornecedora da China. A China tem uma forte base industrial e, no ano passado, mais de dez empresas chinesas entraram no mercado.

## 8.6 Custo da Energia Eólica

Considerando o grande potencial eólico existente no Brasil, confirmado através de medidas de vento realizadas recentemente, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoeletricas, nucleares e hidroeletricas. Análises dos recursos eólicos medidos em vários locais mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de US\$ 70 - US\$ 80 por MWh..

Nos Estados Unidos, em 1979, o custo da energia eólica era de US\$ 400 / MWh. Já em 2000, este caiu para US\$ 60 / MWh e em 2004 já atingiu US\$ 45 / MWh. Alguns projetos em andamento nos EUA atingiram uma meta que é muito importante para o desenvolvimento futuro da utilização da energia eólica, que é diminuir drasticamente o custo do kWh gerado, que varia de US\$ 0,039 (em algumas usinas nos Texas) a US\$ 0,05 centavos ou mais (no Pacífico Noroeste). Estes custos são similares aos de muitas formas convencionais de geração de energia, e se espera que tais custos diminuam ainda mais em um intervalo de 10 anos. Os custos da produção de energia nos Estados Unidos estão resumidos na Tabela 8.4.

**Tabela 8.4 – Custo da produção de energia eólica nos Estados Unidos**

| <i>Ano</i> | <i>Custo (US \$)/MWh</i> |
|------------|--------------------------|
| 1979       | 400                      |
| 2000       | 60                       |
| 2004       | 45 (39-50)               |

**Fonte: USDOE, 2004**

Na Europa, em 2002, o custo da produção da energia eólica correspondia a € 39 / MWh. Considerando a melhoria na tecnologia espera-se que em 2010 o custo da energia caia para € 29/ kWh e considerando a mesma tendência de diminuição o valor para 2020 será de € 23 / MWh, correspondendo a uma redução significativa de 40% em comparação a 2002. Os custos observados e projetados de produção de energia eólica na Europa estão resumidos na Tabela 8.5.

**Tabela 8.5 – Custos de produção de energia eólica na Europa**

| <i>Ano</i>  | <i>Custo (€)/MWh</i> | <i>Custo (US \$)/MWh</i> |
|-------------|----------------------|--------------------------|
| <i>2002</i> | 39                   | 50,70                    |
| <i>2010</i> | 29                   | 37,70                    |
| <i>2020</i> | 23                   | 29,90                    |

**Fonte: DWIA, 2003**

O custo de investimento (Tabela 8.6) também apresenta a mesma tendência de queda, em 2002, correspondia a € 823 por kW instalado, em 2010, o custo da energia cairá para € 623 / KW e, em 2020, chegará a € 497 / KW.

**Tabela 8.6 – Custos de implantação de energia eólica na Europa**

| <i>Ano</i>  | <i>Custo (€)/kW</i> | <i>Custo (US \$)/kW</i> |
|-------------|---------------------|-------------------------|
| <i>2002</i> | 823                 | 1070                    |
| <i>2010</i> | 623                 | 810                     |
| <i>2020</i> | 497                 | 646                     |

**Fonte: DWIA, 2003**

Os custos associados à instalação de parques eólicos dependem dos custos de instalação e do tipo de tecnologia adotada, sendo, por isso, variáveis em função dos acessos, fundações, transporte, ligação à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo do gerador e sistema de controle.

Os dados conhecidos permitem situar o investimento total médio, e os valores do custo de geração numa gama de variação conforme apresentado na Tabela 8.7.

**Tabela 8.7 – Custos de instalação e geração**

| <i>Custos de Instalação e de Geração para Diferentes Tecnologias</i> |                                      |                |  |                   |
|--|--------------------------------------|----------------|--|-------------------|
| <i>Tecnologia</i>  | <i>Custo de geração<br/>US\$/MWh</i> |                | <i>Custo de instalação<br/>US\$/kW</i> |                   |
|  | <i>médio</i>                         | <i>faixa</i>   | <i>médio</i>                           | <i>faixa</i>      |
| <i>Gás Ciclo<br/>Combinado</i>                                       | 35                                   | 30 - 40        | 600                                    | 500 - 700         |
| <i>Carvão</i>  | 48                                   | 45 - 55        | 1200                                   | 1000 - 1300       |
| <i>Nuclear</i>   | 60                                   | 33 - 80        | 1600                                   | 1200 - 2000       |
| <i>Eólica</i>  | <b>55</b>                            | <b>30 - 80</b> | <b>1400</b>                            | <b>800 - 2000</b> |
| <i>Biomassa (25MW)</i>   | 65                                   | 40 - 90        | 2000                                   | 1500 - 2500       |
| <i>PCH</i>   | 75                                   | 50 - 100       | 1000                                   | 800 - 1200        |
| <i>Solar Térmica</i>   | 150                                  | 120 - 180      | 5000                                   | 4000 - 6000       |
| <i>Solar Fotovoltaica</i>  | 550                                  | 300 - 800      | 7000                                   | 6000 - 8000       |

**Fonte: RENEWABLE ENERGY WORLD / MARCH-APRIL 2003, p.30**

Segundo o Departamento de energia norte-americano, os custos de implantação de uma central eólica apresentam as seguintes proporções (%) em relação ao investimento por unidade de potência instalada (Tabela 8.8).

**Tabela 8.8 – Custo das partes de um sistema eólico**

| <i>Parte do Sistema eólico</i> | <i>Percentual do custo unitário</i> |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| <i>Terreno</i>                 | 0,15                                |
| <i>Rotor</i>                   | 17,28                               |
| <i>Torre</i>                   | 13,1                                |
| <i>Nacele + gerador + CM</i>   | 39,24                               |
| <i>Infra-estrutura</i>         | 29,5                                |
| <i>Controle e segurança</i>    | 0,73                                |

**Fonte: USDOE, 2003**

## Capítulo 9

# POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

### 9.1 Introdução

O Brasil apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia. No país, 43,9 % da Oferta Interna de Energia (OIE) é renovável, enquanto a média mundial é de 14 % e nos países desenvolvidos, de apenas 6%. A OIE, também denominada de matriz energética, representa toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos do País.

O desenvolvimento dessas fontes ingressa em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica PROINFA.

A energia eólica no Brasil apresenta um panorama de desenvolvimento bem diferente dos outros tipos de energias alternativas, já possuindo maturidade tecnológica e escala de produção industrial. Isso foi resultado de significativos investimentos em P&D e uma política de criação de mercado através de políticas de incentivos em vários países, especialmente na Alemanha, Dinamarca, EUA, e mais recentemente na Espanha, entre outros. Hoje essa tecnologia está prestes a se tornar, economicamente viável para competir com as fontes tradicionais de geração de eletricidade, além de existir um grande potencial eólico a ser explorado no país.

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos de múltiplas pás para bombeamento d'água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado.

O maior potencial eólico brasileiro está situado em áreas litorâneas do Nordeste e já temos cerca de 4 GW de capacidade (1/3 de Itaipu) de projetos aprovados. A grande parte dos empreendimentos se localizam em pontos bastante fracos da rede de eletricidade do Nordeste, locais onde não se previa a inserção de unidades geradoras de eletricidade e que podem comprometer a qualidade do fornecimento para toda a rede. Para impulsionar o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, é necessária a definição de políticas públicas, de leis que a incentivem e de linhas de financiamento. No campo da política, foi criado, pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, o Programa Pró-eólica, que garante a compra, a bons preços, de até 1.050 MW.

Grande atenção tem sido dirigida para o Estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico

foram identificadas. Minas Gerais e Paraná, por exemplo, têm centrais eólicas, afastadas da costa, em funcionamento, com excelentes condições de vento.

Atualmente a capacidade instalada no Brasil está em torno de 120,7 MW (Tabela 9.1), com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento e baterias, telecomunicações e eletrificação rural.

**Tabela 9.1 – Potência eólica instalada no Brasil**

| <i>Usina</i>                                    | <i>Potência (kW)</i>                    | <i>Destino da Energia</i> | <i>Município</i>                  | <i>Proprietário</i>                                       |
|---|---|---------------------------|-----------------------------------|---|
| Eólica de Praiaha                               | 10.000                                  | PIE                       | Aquiraz - CE                      | 100% para Wobben Wind Power Indústria e comércio Ltda     |
| Eólica de Taiba                                 | 5.000                                   | PIE                       | São Gonçalo do Amarante - CE      | 100% para Wobben Wind Power Indústria e comércio Ltda     |
| Eólica-Elétrica Experimental Morro do Camelinho | 1.000                                   | SP                        | Gouveia - MG                      | 100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A                 |
| Eóli-Elétrica de Palmas                         | 2.500                                   | PIE                       | Palmas - PR                       | 100% para Centrais Eólicas do Paraná Ltda                 |
| Eólica de Fernando de Noronha                   | 225                                     | PIE                       | Fernando de Noronha - PE          | 100% para Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE |
| Mucuripe  | 2.400                                   | PIE                       | Fortaleza - CE                    | 100% para Wobben Wind Power Indústria e comércio Ltda     |
| RN15 - Rio do Fogo                              | 42.100                                  | PIE                       | Rio do Fogo - RN                  | 100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda              |
| Eólica de Bom Jardim                            | 600                                     | PIE                       | Bom Jardim da Serra - SC          | 100% para Parque Eólico de Santa Catarina Ltda            |
| Eólica Olinda                                   | 225                                     | PIE                       | Olinda - PE                       | 100% para Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE |
| Parque Eólico do Horizonte                      | 4.800                                   | APE-COM                   | Água Doce - SC                    | 100% para Central Nacional de Energia Eólica Ltda         |
| Macau   | 1.800                                   | APE                       | Macau - RN                        | 100% para Petróleo Brasileiro S/A                         |
| Parque Eólico de Osório                         | 50.000                                  | PIE                       | Osório - RS                       | 100% para Ventos do Sul Energia S/A                       |
| <b>Total: 12 Usinas</b>                         |   |                           | <b>Potência Total: 120.650 kW</b> |   |
| <b>Legenda</b>                                  |   |                           |                                   |   |
| <b>SP</b>                                       | <b>Serviço Público</b>                  |                           |                                   |   |
| <b>PIE</b>                                      | <b>Produção Independente de Energia</b> |                           |                                   |   |
| <b>APE</b>                                      | <b>Autoprodução de Energia</b>          |                           |                                   |   |

Fonte: ANEEL, 2006.



Dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apontam que o potencial eólico brasileiro indicativo é de 143.000 MW, sendo que 7.694,05 MW já foram autorizados. Sendo que o Ceará participa com quase 65% desta capacidade. As áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste.

Aprovou-se o 2º maior projeto do mundo de geração de energia eólica, serão três centrais geradoras eólicas denominadas Parque Eólico dos Índios, Parque Eólico Sangradouro e Parque Eólico de Osório, com potência de 50 MW cada. Formado por 75 aerogeradores de 2 MW de potência unitária, cada um com 135 metros de altura e 810 toneladas de peso, o empreendimento terá capacidade potencial de geração total de 150 MW, correspondente à energia de 424.957 MWh/ano. A energia gerada será comprada pela Eletrobrás. O investimento de R\$ 670 milhões é da espanhola Enerfin/Enerven, do Grupo Elecnor (90%), mais a alemã Weobben e a CIP Brasil.

O parque eólico de Osório, o primeiro dos três complexos que compõem o maior conjunto eólico da América Latina e o sexto maior do mundo, foi inaugurado em 28/06/2006. Entraram em operação as primeiras 25 torres. Cada conjunto de 25 aerogeradores é formado por uma torre de concreto e um cata-vento com pás de 37 metros de raio. O parque de Osório é o primeiro no mundo a utilizar aerogeradores modelo E-70, de 2005, de 2 MW, são os aerogeradores mais eficientes do mundo na captação de ventos e estão sendo montados pela primeira vez no Rio Grande do Sul. A quantidade de energia gerada será suficiente para abastecer anualmente o consumo residencial de aproximadamente 650 mil pessoas em Porto Alegre e será adquirida pela Eletrobrás por um prazo de 20 anos.

Existem oportunidades de melhoramentos tecnológicos bem identificados internacionalmente que deverão levar ainda a reduções de custo e permitem estabelecer metas bastante ambiciosas para instalação de sistemas de geração nos próximos 30 anos.

No desenvolvimento dos projetos eólicos o Brasil conta com a participação de diversos grupos nacionais de universidades e grupos estrangeiros, especialmente da Alemanha e Dinamarca. Já existe a produção de turbinas eólicas no país. As áreas identificadas para um programa de P&D em energia eólica são: a) o desenvolvimento de máquinas para situações específicas no Brasil, observando o regime de ventos e melhoria de eficiências, consolidação de dados de potencial eólico, c) integração de parques eólicos ao sistema interligado.

## **9.2 Vantagem adicional da energia eólica para o Sistema Elétrico brasileiro**

O Sistema Elétrico Brasileiro é formado pela interligação de grandes subsistemas: Sul-Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste. As regiões Sudeste e Nordeste têm anualmente um período chuvoso em que a disponibilidade de energia elétrica de origem hídrica é maior e outro seco em que essa disponibilidade cai bastante, como acontece freqüentemente no Nordeste.

A disponibilidade de energia eólica no Nordeste é comercialmente atrativa sendo, portanto, uma boa alternativa para complementar o déficit de energia de origem hídrica, pois não possui esta característica de sazonalidade. Com relação ao Sistema Sul-Sudeste (Figura 9.2), também se pode perceber esta característica de complementaridade, porém os valores não são tão significativos como na Região Nordeste.

As usinas hidrelétricas correspondem a mais de 70% da capacidade instalada para a geração de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro que é caracterizado por grandes usinas com potência instalada superior a 250 MW.

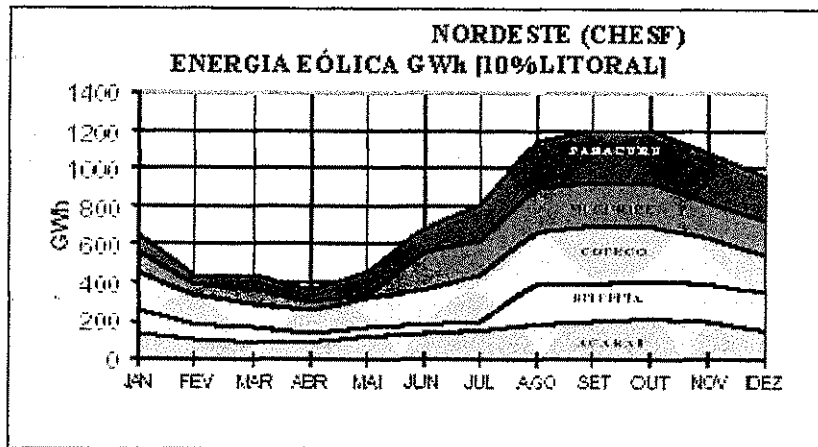
Com relação à localização geográfica, a maioria das usinas hidrelétricas do Brasil está situada nas bacias hidrográficas com nascentes nas montanhas das regiões Sudeste e Sul. Este fato leva a crer que a maioria da geração de energia elétrica do Brasil depende dos regimes hidrológicos destas regiões.

Estudos elaborados em concessionárias de energia do Nordeste e do Sul do Brasil mostraram que as usinas hidrelétricas do Sudeste e do Nordeste têm regimes hidrológicos sazonais semelhantes: maiores vazões naturais dos rios durante o período verão-outono (dezembro a abril), enquanto que algumas vezes foram verificados níveis críticos dos reservatórios durante o período de inverno-primavera (maio a novembro). Este fato tem se tornado um desafio permanente para o planejamento da operação do sistema interligado brasileiro e também tem influenciado as tarifas dos grandes consumidores industriais no país. Além disso, os regimes eólicos do Sul e do Nordeste são complementares ao regime hidrológico sazonal que pode trazer possíveis benefícios de uma maior participação da energia eólica na geração de energia elétrica no Brasil.

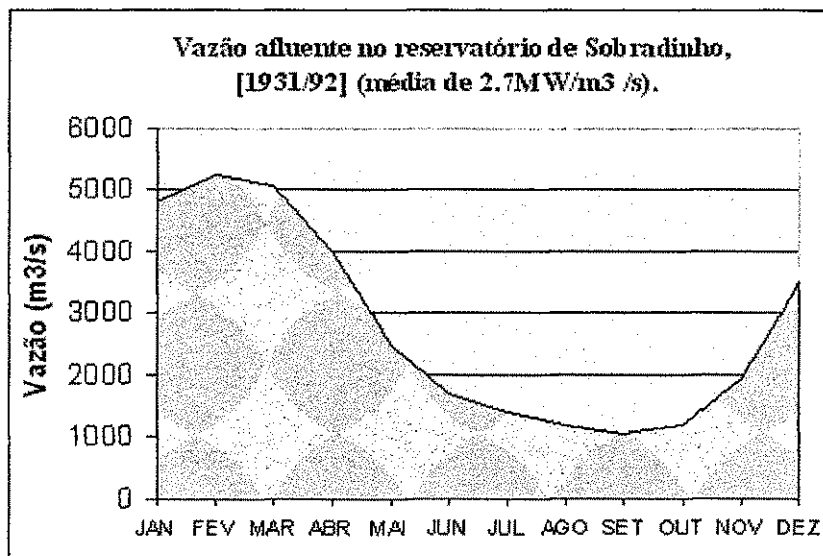
#### **A. Complementaridade sazonal hidro-eólica no Brasil na Região Nordeste.**

A CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco, realizou simulações de UEEs (Usina Elétrica Eólica) com uma potência eólica instalada de 3 GW, referentes a 5 locais da costa do estado do Ceará durante o período de 1993-1995. Nesta hipótese, as usinas eólicas seriam instaladas em 10% do litoral do estado do Ceará, contariam com aerogeradores da classe de 500-600 kW, eficiência da usina de 90% e disponibilidade dos aerogeradores de 95%. A geração mensal acumulada resultante (Figura 9.1) apresentou uma forte sazonalidade.

A Figura 9.2 também apresenta o comportamento anual da vazão média mensal afluente no reservatório de Sobradinho relativo ao período de 1931-1992.



**Figura 9.1 – Complementaridade hidro-eólica no Sistema Nordeste**  
Fonte: AMARANTE e SCHULTZ, 1999.



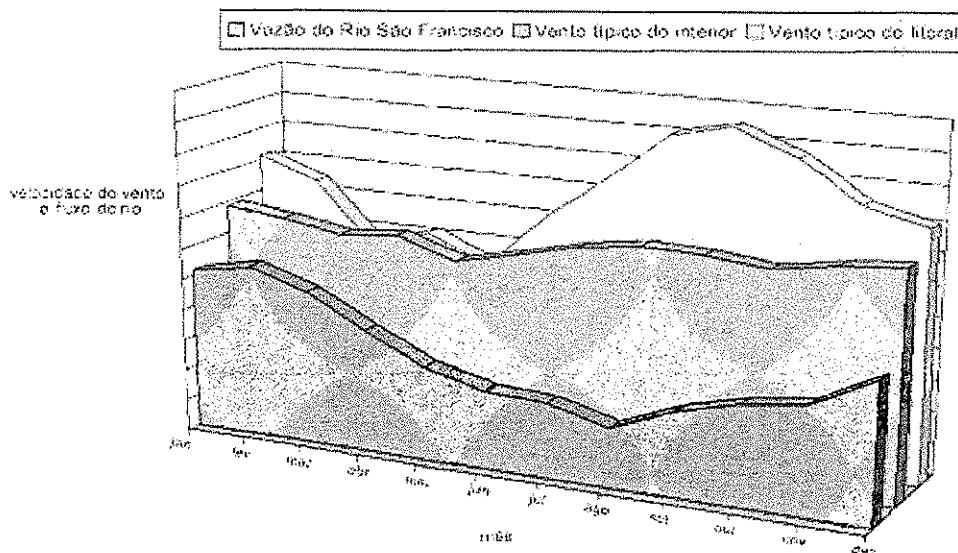
**Figura 9.2– Complementaridade hidro-eólica no Sistema Nordeste**  
Fonte: AMARANTE e SCHULTZ, 1999.

Os estudos avaliaram o aumento da regularização dos reservatórios de todas as usinas hidrelétricas da CHESF no Rio São Francisco (capacidade instalada de 9.974 MW), em diversos cenários (baseados nos dados anemométricos do estado do Ceará) de participação da energia eólica e respectivas economias de água. O acréscimo hipotético de vazão (ou água poupada) devido à inserção de energia eólica de 14%, 30% e 60% da capacidade instalada.

O Nordeste do Brasil é conhecido pelos fortes ventos ao longo de toda a sua costa. Ressalta-se também a ocorrência de dunas de areias nesta faixa: as dunas próximas ao mar apresentam uma das mais baixas rugosidades ao deslocamento do vento, superior apenas àquela no mar (*offshore*). O estado do Ceará, por exemplo, tem mais de 400 km<sup>2</sup> de dunas em seu litoral.

Os estudos da CHESF (Figura 9.3) demonstram que a operação integrada de usinas eólicas e hidrelétricas pode adicionar uma estabilidade sazonal ao sistema, através do aumento do fator de capacidade das usinas hidrelétricas existentes. A água poupada na geração de energia elétrica pode ser destinada a outros usos uma vez que a região Nordeste sofre freqüentes períodos de secas; e ocorrem conflitos do uso da água do São Francisco, envolvendo principalmente a irrigação de lavouras.

A energia eólica poderá também resolver o grande dilema do uso da água do Rio São Francisco no Nordeste (água para gerar eletricidade versus água para irrigação). Grandes projetos de irrigação às margens do rio e/ou envolvendo a transposição das águas do rio para outras áreas podem causar um grande impacto no volume de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, prejudicar o fornecimento de energia para a região. Entretanto, observando o gráfico abaixo, percebe-se que as maiores velocidades de vento no nordeste do Brasil ocorrem justamente quando o fluxo de água do Rio São Francisco é mínimo. Logo, as centrais eólicas instaladas no nordeste poderão produzir grandes quantidades de energia elétrica evitando que se tenha que utilizar a água do rio São Francisco.



**Figura 9.3 - Comparação entre o fluxo de água do Rio São Francisco e o regime de vento no nordeste do Brasil (Fonte: CBEE, 2000).**

### **B.Complementaridade sazonal hidro-eólica no Brasil na Região Sul-Sudeste.**

A COPEL também realizou estudos e simulações da inserção de uma usina de 50/200 MW no sistema interligado. Os dados anemométricos utilizados foram referentes ao período de 1972-1993. Os dados de vazão foram obtidos das mais importantes bacias hidrográficas das regiões Sul/Sudeste. As simulações da integração hidro-eólica foram executadas pela COPEL através do “Modelo de Simulação de Sub-Sistemas Equivalentes – MSSSE”.

As análises da integração de uma usina eólica de 50 MW no Subsistema Sul não demonstram complementaridade sazonal, devido às características climatológicas pluviais da região Sul.

Considerando-se que o subsistema Sudeste é o mais pesado na geração e consumo de energia elétrica, foi também simulada a integração de uma usina eólica em Palmas nos subsistemas Sul/Sudeste. A complementaridade sazonal tornou-se então evidente: deve-se também observar que a geração hidrelétrica conjunta dos subsistemas Sul/Sudeste (Figuras 9.4 e 9.5) é de 5 vezes aquela só do Sul.

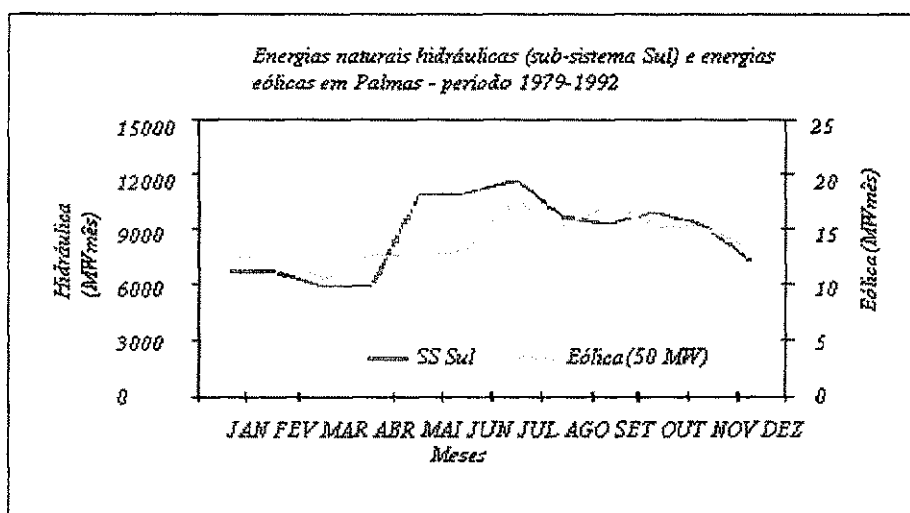
O mapa eólico do Estado do Paraná desenvolvido pela COPEL (1994-1999) forneceu uma estimativa da potência disponível e da energia a ser gerada por meio de usinas eólicas, considerando-se a taxa de ocupação de 2 MW/km<sup>2</sup>. Apesar da velocidade do vento ser muito variável na escala de minutos ou horas, na escala de médias mensais e anuais, a sua constância é muito maior quando comparada com as vazões do Rio Iguaçu no Paraná. As velocidades médias mensais de Clevelândia-PR do período de 1983-1994 apresentam uma relação entre o desvio padrão e média de 0,113,

enquanto que esta relação para as vazões afluentes no reservatório de Segredo da COPEL é de 0,840 para o mesmo período.

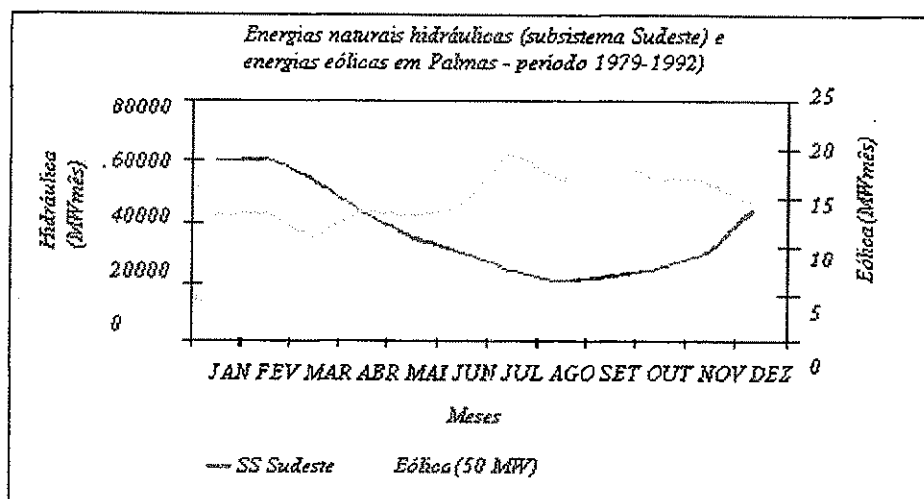
Os estudos, desenvolvidos pelas empresas de energia, aqui apresentados demonstram a complementaridade sazonal hidro-eólica entre os regimes climatológicos do Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil. Simulações e modelagens adicionais devem ainda ser executadas para se avaliar mais detalhadamente a contribuição da energia eólica no sistema elétrico brasileiro.

No sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica existem grandes áreas no interior do país que não são servidas por grandes linhas de transmissão ou subestações. Usinas eólicas instaladas nesta região poderiam contribuir para o reforço e a redução de perdas de energia em redes longas e fracas.

Outras áreas favoráveis para empreendimentos eólicos estariam situadas ao longo da extensa costa brasileira, coincidindo com os locais de maior consumo no extremo das linhas de transmissão. Todavia, a maioria das usinas hidrelétricas está situada no interior do Brasil e neste contexto a implantação de aproveitamentos eólico-elétricos mais próximos aos grandes centros de consumo, além de melhorar o fator de capacidade do parque de geração de energia predominantemente hidrelétrico pela complementaridade sazonal hidro-eólica, podem também contribuir para o reforço e redução das perdas das redes elétricas.



**Figura 9.4 – Complementaridade hidro-eólica no sub-sistema Sul**  
**Fonte: CBEE, 2000**



**Figura 9.5 – Complementaridade hidro-eólica no sub-sistema Sudeste**  
**Fonte: CBEE, 2000**

### 9.3 Atlas Eólico Brasileiro

Na atualidade, a capacidade instalada no mundo é da ordem de 47.574MW, sendo Alemanha, Espanha e Estados Unidos os países que apresentam a maior capacidade instalada. No Brasil, a potência instalada é ainda pouco significativa (30 MW), se comparada com o potencial existente principalmente no nordeste e na maior parte do litoral, incluindo o Rio Grande do Sul. Segundo os dados do Atlas Eólico Brasileiro (Figura 9.6), o potencial eólico brasileiro é da ordem de 140 GW.

A geração eólico-elétrica expandiu-se no mundo de forma acelerada ao longo da última década, atingindo a escala de gigawatts. Um dos fatores limitantes para empreendimentos eólicos tem sido a falta de dados consistentes e confiáveis. Uma parte significativa dos registros anemométricos disponíveis pode ser mascarada por influências aerodinâmicas de obstáculos, relevo e rugosidade. A disponibilidade de dados representativos é importante no caso brasileiro, que ainda não explorou esse recurso abundante e renovável de forma expressiva.

Estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh/ano, o que significa mais de 30 vezes o atual consumo mundial de eletricidade. Desse potencial, no mínimo 10% é tecnicamente aproveitável, o que corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade.

O Brasil apresenta condições de vento extremamente favoráveis ao desenvolvimento de fazendas eólicas. A instalação destes sistemas em sítios com elevados fatores de capacidade anualizados permitiria alcançar, em algumas situações, custos de geração próximos da competitividade. A complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste, constitui-se em uma vantagem sistêmica a ser explorada.

No Brasil, embora só seja explorada uma porção mínima do seu potencial eólico, espera-se que a tecnologia tenha um elevado crescimento nos próximos anos.

O Atlas do potencial eólico brasileiro, elaborado pela ELETROBRÁS cobre todo o território nacional e tem como objetivo fornecer informações para identificação de áreas adequadas para aproveitamentos eólio-elétricos.

Na elaboração do Atlas foi utilizado o software de modelagem numérica dos ventos de superfície chamado "MesoMap". Esse software simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas correlatas, a partir de amostragens representativas de um banco de dados. O sistema inclui condicionantes geográficas como o relevo, a rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, as interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera bem como os efeitos do vapor d'água presente.

Utilizando dados validados para o período 1983/1999 as simulações foram balizadas por referências existentes, tais como grades de dados meteorológicos, rádiosondagens, vento e temperatura medidos sobre o oceano e medições de vento de superfície realizadas regionalmente no Brasil, das quais foram selecionadas apenas as medições com qualidade adequada. Os resultados das simulações foram apresentados em mapas temáticos dos regimes médios de vento (velocidade, direções predominantes e parâmetros estatísticos de Weibull) e fluxos de potência eólica na altura de 50m, na resolução horizontal de 1km x 1km, para todo o país.

Além da indicação das melhores áreas de potencial eólico no território nacional e das principais características de vento (direções predominantes, regimes diurnos, fatores estatísticos de Weibull), foi realizada no Atlas a integração de áreas de potencial com uso de ferramentas de geoprocessamento.

## **9.4 O Potencial Eólico-Elétrico Brasileiro Estimado**

A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro e fundamental passo para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia.

Para a avaliação do potencial eólico de uma região faz-se necessária a coleta de dados de vento com precisão e qualidade. Em geral, os dados de vento coletados para outros usos (aeroportos, estações meteorológicas, agricultura) são pouco representativos da energia contida no vento e não podem ser utilizados para a determinação da energia gerada por uma turbina eólica - que é o objetivo principal do mapeamento eólico de uma região.

No Brasil, assim como em várias partes do mundo, quase não existem dados de vento com qualidade para uma avaliação do potencial eólico. Os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha/Pernambuco apenas no início dos anos 90. Os bons resultados obtidos com aquelas medições favoreceram a determinação precisa do potencial eólico daqueles locais e a instalação de turbinas eólicas.

Vários estados brasileiros seguiram os passos de Ceará e Pernambuco e iniciaram programas de levantamento de dados de vento. Hoje existem mais de cem anemógrafos computadorizados espalhados por vários estados brasileiros.



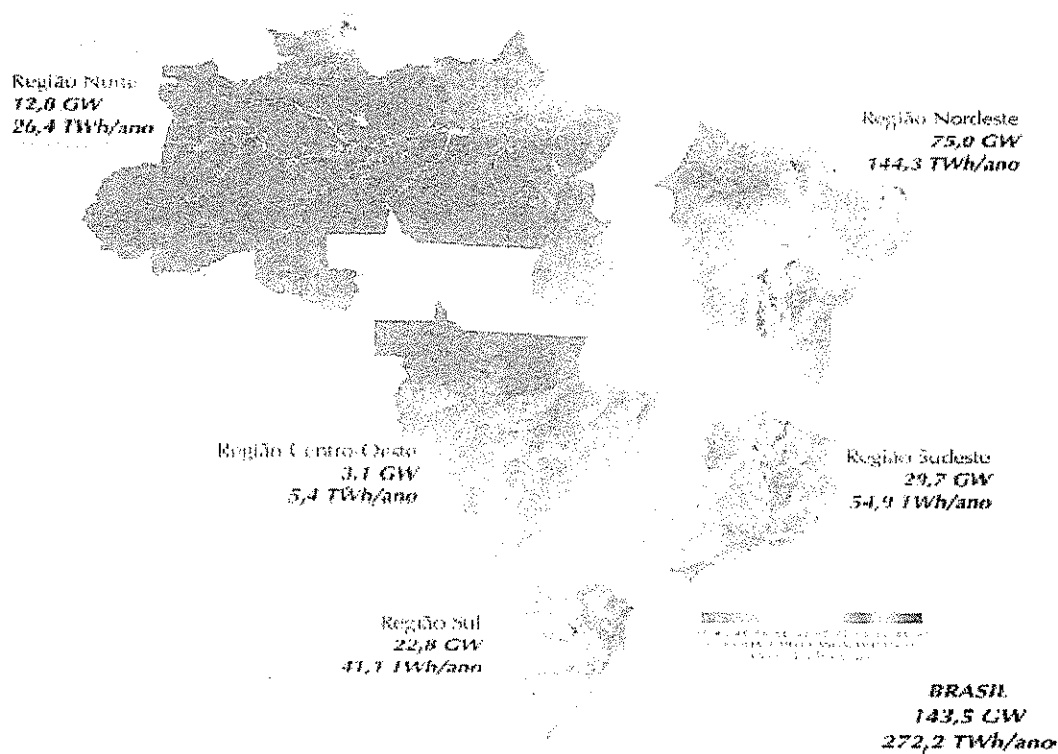
A análise dos dados de vento de vários locais no Nordeste confirmaram as características dos ventos comerciais (trade-winds) existentes na região: velocidades médias de vento altas, pouca variação nas direções do vento e pouca turbulência durante todo o ano. Além disso foram observados fatores de forma de Weibull (da distribuição estatística de Weibull),  $k$ , maiores que 3 - valores considerados muito altos quando comparados com os ventos registrados na Europa e Estados Unidos.

Dada a importância da caracterização dos recursos eólicos da região Nordeste, o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT lançou, em 1998, a primeira versão do Atlas Eólico do Nordeste do Brasil com o objetivo principal de desenvolver modelos atmosféricos, analisar dados de ventos e elaborar mapas eólicos confiáveis para a região. Um mapa de ventos preliminar do Brasil gerado a partir de simulações computacionais com modelos atmosféricos é mostrado na Figura 9.7.

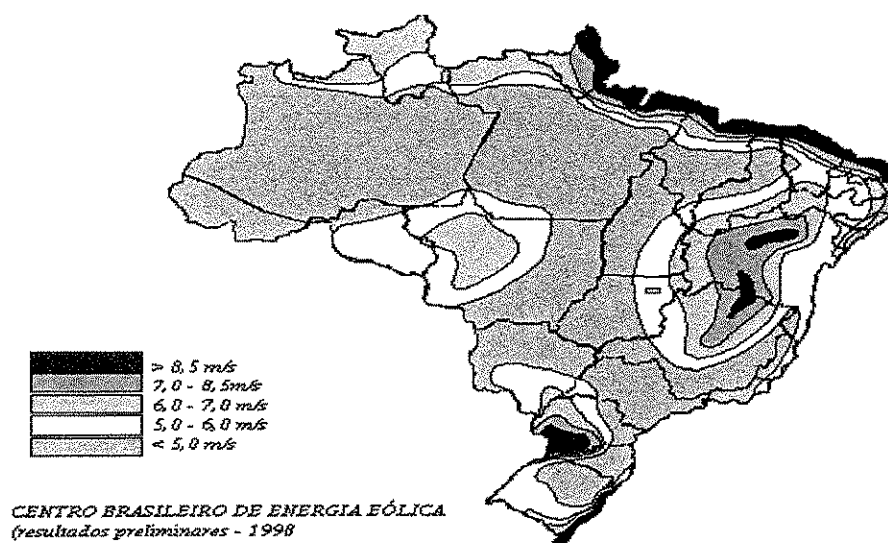
O Atlas foi obtido por meio da integração dos mapas digitais, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia elétrica a partir de curvas de potência de turbinas eólicas existentes no mercado, chegando aos valores de potencial eólico-elétrico estimado.

O processo de mapeamento do potencial eólico foi realizado considerando-se as seguintes premissas:

- Integração de todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 m/s.
- Foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado-da-arte mundial, instaladas em torres de 50m de altura.
- Utilização de uma densidade média de ocupação de terreno de apenas 2 MW/ km<sup>2</sup>. Esse valor é considerado conservador, uma vez que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos.
- Adoção de intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo.
- Adoção de um fator de disponibilidade de 0,98, considerado típico para usinas eólicas comerciais.
- Foram descartadas da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).
- Os resultados da integração, por faixas de velocidade foram apresentados por regiões. Figura 9.6.
- A partir dos resultados obtidos para cada região foi estimado o potencial disponível (segundo as premissas anteriores) da ordem de 143,5 GW, conforme se mostra na coluna Integração Cumulativa da Tabela 9.2.



**Figura 9.6 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s (Fonte: ELETROBRÁS/CEPEL et al., 2001).**



**Figura 9.7 - Mapa de ventos do Brasil. Resultados preliminares do CBEE. (Fonte: ELETROBRÁS/CEPEL et al., 2001).**

**Tabela 9.2 – Potencial eólico-elétrico do Brasil**

| Integração por faixas de velocidades |       |                    |                     |                     |               | Integração Cumulativa |                    |                     |               |
|--------------------------------------|-------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---------------|
| Região                               | Vento | Área               | Potência Instalável | Fator de Capacidade | Energia Anual | Vento                 | Área Cumulativa    | Potência Instalável | Energia Anual |
|                                      | [m/s] | [km <sup>2</sup> ] | [GW]                |                     | [TWh/ano]     | [m/s]                 | [km <sup>2</sup> ] | [GW]                | [TWh/ano]     |
| NORTE                                | 6-6,5 | 11460              | 22,92               | 0,13                | 25,58         | > 6                   | 24206              | 48,41               | 70,49         |
|                                      | 6,5-7 | 6356               | 12,65               | 0,17                | 18,46         | > 6,5                 | 12746              | 25,49               | 44,91         |
|                                      | 7-7,5 | 3300               | 6,6                 | 0,2                 | 11,33         | > 7                   | 6420               | 12,04               | 26,45         |
|                                      | 7,5-8 | 1666               | 3,33                | 0,25                | 7,15          | > 7,5                 | 3120               | 6,24                | 15,11         |
|                                      | 8-8,5 | 903                | 1,81                | 0,3                 | 4,65          | > 8                   | 1454               | 2,91                | 7,96          |
|                                      | >0,5  | 551                | 1,1                 | 0,35                | 3,31          | > 8,5                 | 551                | 1,1                 | 3,31          |
| NORDESTE                             | 6-6,5 | 146589             | 293,18              | 0,13                | 327,19        | > 6                   | 245105             | 490,21              | 649,5         |
|                                      | 6,5-7 | 60990              | 121,98              | 0,17                | 178,02        | > 6,5                 | 98216              | 197,03              | 322,51        |
|                                      | 7-7,5 | 24383              | 48,77               | 0,2                 | 83,73         | > 7                   | 37526              | 75,05               | 144,29        |
|                                      | 7,5-8 | 9185               | 18,37               | 0,25                | 39,43         | > 7,5                 | 13143              | 26,29               | 60,56         |
|                                      | 8-8,5 | 3088               | 6,18                | 0,3                 | 15,91         | > 8                   | 3958               | 7,92                | 21,13         |
|                                      | >0,5  | 870                | 1,74                | 0,35                | 5,23          | > 8,5                 | 870                | 1,74                | 5,23          |
| CENTRO-OESTE                         | 6-6,5 | 41110              | 82,22               | 0,13                | 91,76         | > 6                   | 50752              | 101,5               | 120,83        |
|                                      | 6,5-7 | 8101               | 16,2                | 0,17                | 23,65         | > 6,5                 | 9642               | 19,28               | 29,07         |
|                                      | 7-7,5 | 1395               | 2,79                | 0,2                 | 4,79          | > 7                   | 1541               | 3,08                | 5,42          |
|                                      | 7,5-8 | 140                | 0,28                | 0,25                | 0,6           | > 7,5                 | 146                | 0,029               | 0,63          |
|                                      | 8-8,5 | 6                  | 0,01                | 0,3                 | 0,03          | > 8                   | 6                  | 0,01                | 0,03          |
|                                      | >0,5  | 0                  | 0                   | 0,35                | 0             | > 8,5                 | 0                  | 0                   | 0             |
| SUDESTE                              | 6-6,5 | 114688             | 229,38              | 0,13                | 255,99        | > 6                   | 175859             | 351,72              | 446,07        |
|                                      | 6,5-7 | 46302              | 92,6                | 0,17                | 135,15        | > 6,5                 | 61171              | 122,34              | 190,08        |
|                                      | 7-7,5 | 11545              | 23,09               | 0,2                 | 39,54         | > 7                   | 14869              | 29,74               | 54,93         |
|                                      | 7,5-8 | 2433               | 4,87                | 0,25                | 10,44         | > 7,5                 | 3324               | 6,65                | 15,29         |
|                                      | 8-8,5 | 594                | 1,19                | 0,3                 | 3,06          | > 8                   | 891                | 1,78                | 4,84          |
|                                      | >0,5  | 297                | 0,59                | 0,35                | 1,78          | > 8,5                 | 297                | 0,59                | 1,78          |
| SUL                                  | 6-6,5 | 121798             | 243,6               | 0,13                | 271,86        | > 6                   | 171469             | 342,94              | 424,74        |
|                                      | 6,5-7 | 38292              | 76,58               | 0,17                | 111,77        | > 6,5                 | 49671              | 99,34               | 152,88        |
|                                      | 7-7,5 | 9436               | 18,87               | 0,2                 | 32,4          | > 7                   | 11379              | 22,76               | 41,11         |
|                                      | 7,5-8 | 1573               | 3,15                | 0,25                | 6,75          | > 7,5                 | 1940               | 3,09                | 0,71          |
|                                      | 8-8,5 | 313                | 0,63                | 0,3                 | 1,61          | > 8                   | 370                | 0,74                | 1,95          |
|                                      | >0,5  | 57                 | 0,11                | 0,35                | 0,34          | > 8,5                 | 57                 | 0,11                | 0,34          |
| <b>Total Brasil Estimado</b>         |       |                    |                     |                     |               | > 6                   | 667391             | 1334,78             | 1711,62       |
|                                      |       |                    |                     |                     |               | > 6,5                 | 23146              | 463,49              | 739,24        |
|                                      |       |                    |                     |                     |               | > 7                   | 71735              | 143,47              | 272,2         |
|                                      |       |                    |                     |                     |               | > 7,5                 | 21676              | 43,35               | 100,3         |
|                                      |       |                    |                     |                     |               | > 8                   | 6679               | 13,36               | 35,93         |
|                                      |       |                    |                     |                     |               | > 8,5                 | 1775               | 3,55                | 10,67         |

Fonte: ELETROBRAS/CEPEL et al., 2001.

# Capítulo 10

## TENDÊNCIAS ENERGÉTICAS GLOBAIS

### 10.1 Introdução

A energia elétrica é uma energia secundária que pode ser obtida a partir das fontes energéticas primárias transformadas através de conversores. As conversões de energia primária em elétrica, mais utilizadas atualmente são:

- Energia do potencial hidráulico da água;
- Energia térmica contida nos combustíveis fósseis e biomassa;
- Energia atômica de minerais radioativos;
- Energia geotérmica proveniente do interior da Terra;
- Energia cinética dos ventos na atmosfera;
- Energia cinética das correntes dos oceanos;
- Energia solar diretamente através de coletores e dispositivos fotovoltaicos.

Nas duas últimas décadas vem se intensificando a utilização de outras energias renováveis, além da hidráulica, devido ao esgotamento das fontes de combustíveis fósseis. Dentre essas, destacam-se a geração de energia de origem do movimento das marés, do vento, do aquecimento geotérmico, a energia solar e a geração por biomassa, sendo que a energia eólica é a que mais tem se desenvolvido.

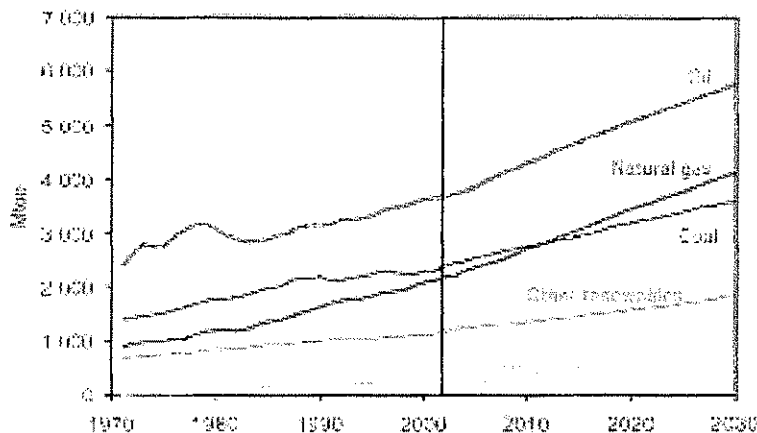
De acordo com as mais recentes estatísticas apresentadas pela Agência Internacional de Energia (IEA) na publicação “World Energy Outlook - WEO” (Perspectiva Mundial de Energia), de 2002, as principais tendências para os próximos 30 anos são:

- A demanda de energia mundial crescerá em dois terços;
- Os combustíveis fósseis continuarão dominando o mix de energia;
- Quase dois terços do crescimento na demanda de energia acontecerá em países em desenvolvimento;
- O financiamento exigido para implementação da nova infra-estrutura de energia é um desafio enorme e depende em grande parte nas condições dos sistemas articulados pelos governos;
- O comércio internacional de energia terá uma grande expansão;
- O crescimento da demanda de gás natural ultrapassará a de qualquer outro combustível fóssil, mas será ultrapassada pelo crescimento de demanda das energias renováveis;

- O transporte levará ao crescimento do uso de petróleo;
- O uso de eletricidade aumentará mais rapidamente que qualquer outro tipo de energia intermediária. Essa demanda de eletricidade foi calculada pela IEA e apresentada no WEO:

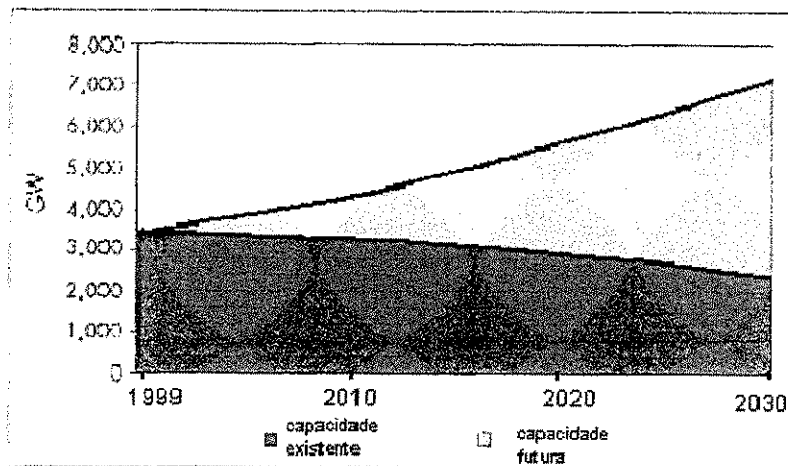
A eletricidade crescerá mais rapidamente que qualquer outra fonte de energia final, numa taxa média de 2,4% ao ano. A demanda de eletricidade mundial dobrará até 2030, enquanto sua parte no consumo de energia final total subirá de 18% em 2000 para 22% em 2030. O aumento maior na demanda acontecerá em países em desenvolvimento (IHA, 2002 p. 29).

Na Figura 10.1 é mostrada a tendência mundial na demanda de energia primária.



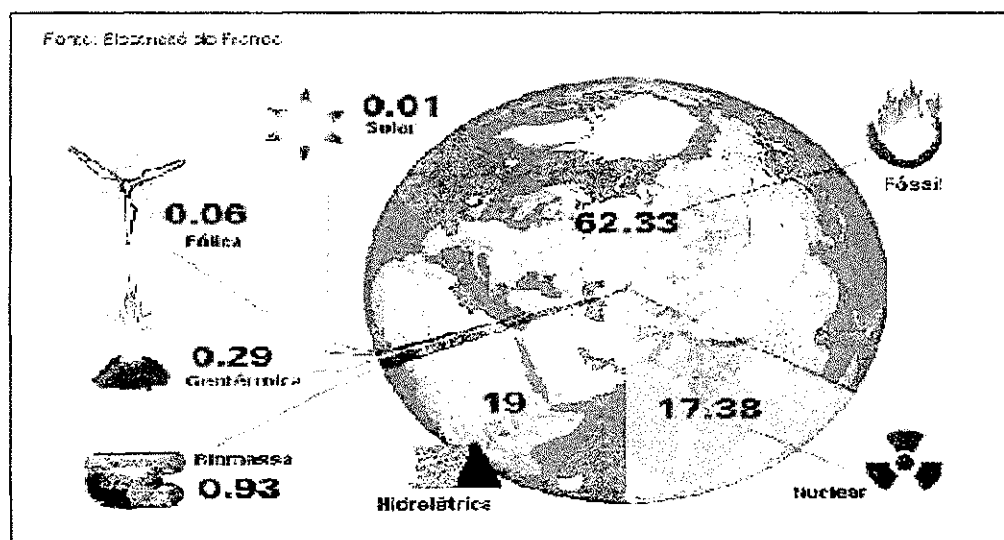
**Figura 10.1 – Tendências na demanda mundial de energia primária**  
**Fonte: WEO, apud IHA, 2003**

Na Figura 10.2 é apresentada a evolução da capacidade instalada de geração de eletricidade no mundo.



**Figura 10.2 – Capacidade instalada de geração no mundo**  
 Fonte: IEA, apud IHA, 2003

A Figura 10.3 mostra que dois terços da eletricidade gerada no mundo no ano de 2000 ainda é proveniente de combustíveis fósseis, enquanto a hidreletricidade é responsável por quase toda a energia renovável.



**Figura 10.3 – Energia gerada no mundo no ano 2000 (%) por diferentes fontes**  
 Fonte: EDF, apud IHA, 2003.

## 10.2 Energia Elétrica no Brasil

Segundo Balanço energético Nacional de 2005, publicado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a matriz energética brasileira apresenta uma composição conforme mostrado na Tabela 10.1 e na Figura 10.4, destacando-se uma grande participação das energias renováveis representadas pela Hidroeletricidade e Biomassa.

Tabela 10.1 – Matriz energética brasileira

| <i>Fonte de energia</i>               | <i>%</i> |
|---------------------------------------|----------|
| <i>Gás</i>                            | 6,7      |
| <i>Carvão mineral</i>                 | 1,6      |
| <i>Lenha</i>                          | 8,4      |
| <i>Bagaço de cana</i>                 | 10,7     |
| <i>Outras fontes prim. Renováveis</i> | 2,2      |
| <i>Coque de carvão mineral</i>        | 3,7      |
| <i>Eletricidade</i>                   | 16,3     |
| <i>Carvão vegetal</i>                 | 3        |
| <i>Álcool etílico</i>                 | 3,5      |
| <i>Outras secundárias - alcatrão</i>  | 0,1      |
| <i>Subtotal derivados de petróleo</i> | 43,8     |

Fonte: MME, 2006.

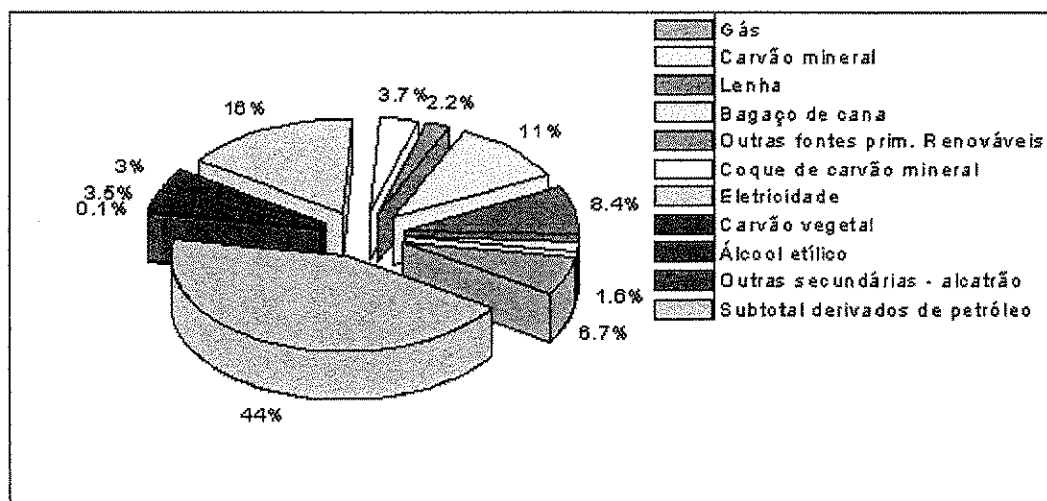


Figura 10.4 – Matriz Energética Brasileira

Fonte: MME, 2006

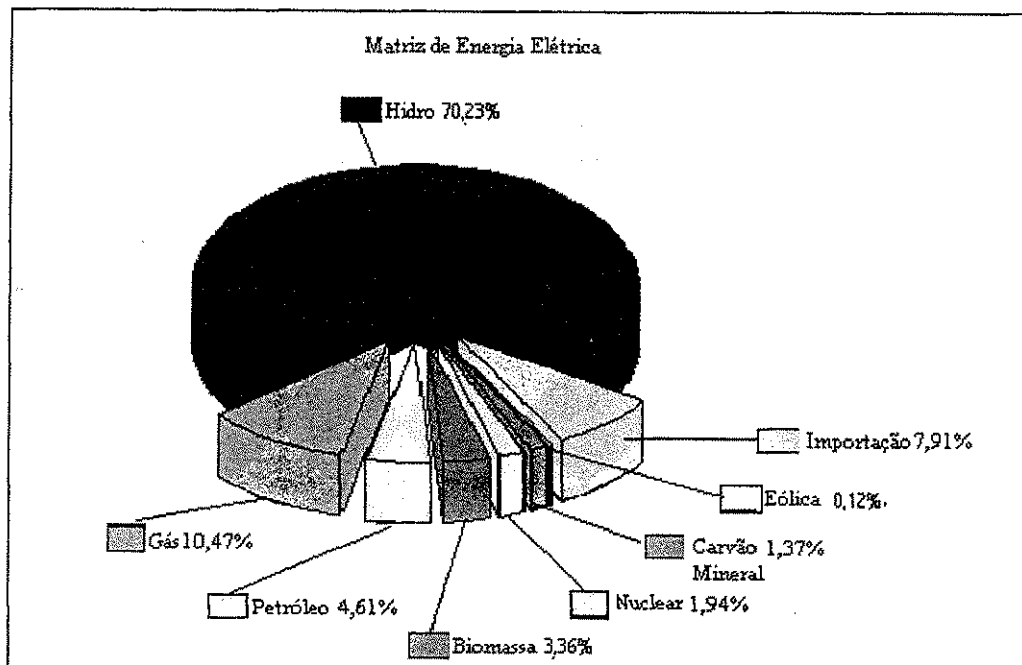
A Tabela 10.2, segundo dados da ANEEL, apresenta as informações sobre a Matriz de Energia Elétrica no Brasil.

**Tabela 10.2 – Matriz de Energia elétrica**

| Tipo                  |                       | Capacidade Instalada |                    | %          | Total         |                    | %          |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|------------|---------------|--------------------|------------|
|                       |                       | N.º de Usinas        | (kW)               |            | N.º de Usinas | (kW)               |            |
| <i>Hidro</i>          |                       | 612                  | 72.567.457         | 70,23      | 612           | 72.567.457         | 70,23      |
| <i>Gás</i>            | <i>Natural</i>        | 74                   | 9.892.408          | 9,57       | 99            | 10.815.556         | 10,47      |
|                       | <i>Processo</i>       | 26                   | 925.748            | 0,9        |               |                    |            |
| <i>Petróleo</i>       | <i>Óleo Diesel</i>    | 530                  | 3.594.349          | 3,48       | 547           | 4.758.254          | 4,61       |
|                       | <i>Óleo Residual</i>  | 18                   | 1.163.970          | 1,13       |               |                    |            |
|                       |                       |                      |                    |            |               |                    |            |
| <i>Biomassa</i>       | <i>Bagaço de Cana</i> | 225                  | 2.455.350          | 2,38       | 267           | 3.477.229          | 3,36       |
|                       | <i>Licor Negro</i>    | 13                   | 782.617            | 0,76       |               |                    |            |
|                       | <i>Madeira</i>        | 25                   | 212.832            | 0,21       |               |                    |            |
|                       | <i>Biogás</i>         | 2                    | 20.030             | 0,02       |               |                    |            |
|                       | <i>Casca de Arroz</i> | 2                    | 6.400              | 0,01       |               |                    |            |
| <i>Nuclear</i>        |                       | 2                    | 2.007.000          | 1,94       | 2             | 2.007.000          | 1,94       |
| <i>Carvão Mineral</i> | <i>Carvão Mineral</i> | 7                    | 1.415.000          | 1,37       | 7             | 1.415.000          | 1,37       |
| <i>Eólica</i>         |                       | 12                   | 120.650            | 0,12       | 12            | 120.650            | 0,12       |
| <i>Importação</i>     | <i>Paraguai</i>       |                      | 5.650.000          | 2,33       |               | 8.170.000          | 7,91       |
|                       | <i>Argentina</i>      |                      | 2.250.000          | 5,85       |               |                    |            |
|                       | <i>Venezuela</i>      |                      | 200.000            | 0,08       |               |                    |            |
|                       | <i>Uruguai</i>        |                      | 70.000             | 0,20       |               |                    |            |
| <b>Total</b>          |                       | <b>1.548</b>         | <b>103.333.811</b> | <b>100</b> | <b>1.548</b>  | <b>103.333.811</b> | <b>100</b> |

Fonte: ANEEL, 2006





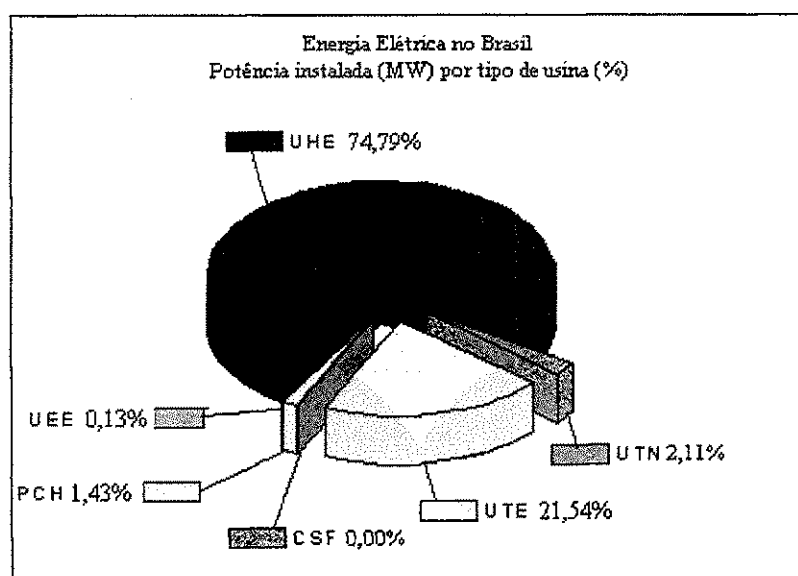
**Figura 10.5 – Matriz de Energia Elétrica**  
**Fonte: ANEEL, 2006**

Por dispor da maior bacia hidrográfica do mundo e precipitação acima da média anual, é natural e compreensível que o Brasil tenha feito historicamente sua opção pelo recurso hidroenergético. Hoje, a capacidade de geração do Brasil é representada pelas usinas hidrelétricas que dão sustentação ao desenvolvimento nacional e ao parque industrial brasileiro, respondendo por 74,79 % do total de energia gerada no país, segundo a Tabela 10.3 e a Figura 10.6. As características físicas e geográficas do Brasil foram determinadas para implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hídrica. A energia de origem hídrica é hoje a segunda maior fonte de eletricidade no mundo e o Brasil, que detém 15% das reservas mundiais de água doce disponível, só utiliza um quarto de seu potencial.

**Tabela 10.3 – Potência instalada no Brasil por tipo de usina**

| <i>Tipo de Usina</i>                         | <i>Quantidade</i> | <i>Potência (KW)</i> | <i>%</i>   |
|--|-------------------|----------------------|------------|
| <i>UHE - Usinas Hidrelétricas de Energia</i> | 154               | 71.101.119           | 74,79%     |
| <i>UEE - Usina Eólio-elétrica</i>            | 12                | 120.650              | 0,13       |
| <i>PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas</i> | 265               | 1.364.342            | 1,43       |
| <i>CSF - Central Solar Fotovoltaica</i>      | 1                 | 20                   | 0,00       |
| <i>UTE - Usina Termelétrica de Energia</i>   | 924               | 20.473.732           | 21,54      |
| <i>UTN - Usina Termonuclear</i>              | 2                 | 2.007.000            | 2,11       |
| <i>Total</i>                                 | <b>1355</b>       | <b>95.066.863</b>    | <b>100</b> |

Fonte: ANEEL, 2006



**Figura 10.6 – Energia Elétrica no Brasil**  
Fonte: ANEEL, 2006

# Capítulo 11

## CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

### 11.1 Conclusão

Neste trabalho foi apresentada inicialmente, uma breve abordagem sobre os diferentes tipos de rotores eólicos sendo caracterizados e catalogados conforme o nível de desempenho que apresentam. Nesta classificação, destacam-se como mais adequados e propensos para a produção de eletricidade os rotores eólicos do tipo hélice com duas ou três pás.

Seguidamente, foram destacados os principais tipos de geradores elétricos, com ênfase, para os geradores de indução duplamente alimentados e, síncrono de ímã permanente que atualmente têm vindo a substituir os tradicionais geradores de indução, que maciçamente foram utilizados em sistema de conversão de energia eólica. Descreveram-se, por conseguinte, os aspectos mais relevantes de cada aerogerador abordando-se as diferenças de comportamento e de capacidades de controle.

Tendo em conta que o aerogerador duplamente alimentado (DFIWG) é o objeto de estudo de vários especialistas, procurou-se sintetizar o estado da arte concernente às várias estratégias de controle que têm sido propostas na literatura especializada.

Um conjunto de estratégias de controle podem ser aplicadas ao aerogerador DFIWG o que comprova a flexibilidade oferecida pelos conversores eletrônicos. Demonstrou-se que a máquina pode operar com tensão terminal e velocidade angular do rotor controladas, bem como com potência ativa e reativa em níveis desejados. A controlabilidade da máquina permite ainda explorar duas características de operacionalidade que são intrínsecas de máquinas de indução convencionais:

- Capacidade de operar como gerador mesmo com velocidade subsíncrona;
- Capacidade de injetar potência reativa na rede elétrica através do estator.

Estas duas características operacionais comprovam a grande versatilidade do aerogerador de indução duplamente alimentado e a grande razão de substituírem os aerogeradores de indução convencionais.

Através do material examinado e da experiência adquirida com o desenvolvimento deste trabalho, é necessário o aprimoramento e desenvolvimento de modelos que possam ser explorados em ferramentas de simulação para estudos que envolvam identificação de soluções técnicas de controle associado ao aerogerador duplamente alimentado, nomeadamente, à máquina elétrica e aos conversores eletrônicos, de modo a possibilitar a definição de adequadas soluções técnicas que

possam melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica à rede por parte deste tipo de máquina.

## 11.2 Recomendações

Diversas atitudes políticas podem ser tomadas no sentido da sustentação do crescimento da utilização da energia eólica em todo o mundo. A remoção de barreiras inerentes e subsídios que penalizem as fontes renováveis é uma importante estratégia para o crescimento da energia eólica nas próximas décadas. As barreiras inerentes ao setor elétrico estão, muitas vezes, na própria legislação do setor, no âmbito do planejamento e acesso à rede, que tem sido posta em prática considerando apenas grandes plantas de geração. Esse é um obstáculo institucional ultrapassado, que não deveria ser considerado em áreas promissoras para a geração eólica, devendo o setor elétrico promover preços justos e transparentes para serviços em eletricidade levando em conta os benefícios introduzidos pela geração.

Várias medidas de cunho político e econômico podem ser adotadas para o desenvolvimento da energia eólica. Pelas suas características técnicas e econômicas adquiridas com o desenvolvimento comercial dos últimos 15 anos, a energia eólica necessita cada vez mais de vontade política para que possa crescer ainda mais nas próximas décadas. Não se trata mais do amadurecimento tecnológico ou de métodos e processos para avaliações confiáveis do potencial eólico. Toda a tecnologia está pronta e é capaz de superar os desafios de novos projetos; trata-se apenas de vontade política e conscientização da sociedade para que o mercado eólico cresça com sucesso na contribuição do fornecimento de uma energia limpa, eficiente e inesgotável.

A legislação é uma das mais importantes ferramentas para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. As leis já em vigor mostram uma iniciativa de absorção dessas fontes na matriz energética nacional tanto em sistemas isolados quanto no sistema interligado. Mas ainda não é o suficiente. A necessidade de mecanismos mais ousados e adaptados para uma rápida absorção dessas fontes se mostra imprescindível. A busca de novas fontes de geração de energia elétrica não pode descaracterizar a vocação renovável do sistema elétrico nacional. O reconhecimento dos potenciais renováveis e sua utilização é um dos grandes fatores para a manutenção da geração de energia limpa (característica do sistema hidrelétrico nacional).

O desenvolvimento da energia eólica no Brasil deve ser acompanhada não só de ações políticas mas também de várias frentes de pesquisas e desenvolvimento. Várias instituições no Brasil já promovem pesquisas nos mais diversos segmentos da utilização da energia eólica com resultados já aplicados para utilização de sistemas eólicos na geração de energia. O estudo de aplicabilidade de projetos no Brasil necessita de dados e ajustes inerentes às características climáticas e de relevo de cada região. O Brasil, por apresentar características próprias, necessita de estudos de validação e ajustes dos modelos europeus já consagrados. Para viabilizar uma participação mais efetiva da energia eólica na matriz energética nacional, destacam-se as seguintes linhas de pesquisa e desenvolvimento:

- Modelos computacionais adequados ao clima e à topografia do Brasil;
- Distribuição estatística de dados de vento e uniformidade na disponibilização dos dados;
- Pesquisa sobre a qualidade da energia de fazendas eólicas e o impacto na rede;
- Desenvolvimento aerodinâmico de aerogeradores adequados a condições tropicais do Brasil;
- Pesquisas sobre a aplicabilidade da energia eólica em sistemas híbridos (Eólico-Diesel e Eólico-Solar-Diesel).

O potencial eólico do Brasil é favorável para a utilização dessa tecnologia em grande escala. A criação e a aplicação de leis que possibilitam novos projetos em energia eólica (além dos projetos de lei que encontram-se em trâmite) são instrumentos que tornam o uso do vento, recurso natural abundante em toda a costa do Nordeste além de outras regiões, uma das mais importantes alternativas energéticas que, além de possibilitar uma rápida penetração no fornecimento de energia, também garante uma geração limpa e ecologicamente “bem-vinda”!

## Referências Bibliográficas

ALMEIDA, R.G. *Contribuição para a avaliação da capacidade de fornecimento de serviços de sistemas por parte de aerogeradores de indução duplamente alimentados*. Tese de Doutorado. Universidade do Porto. FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2006.

AMARANTE, O.A.C.; SCHULTZ, D. J. *Wind energy of the state of paraná, Brazil*. *DEWI Magazin No. 15, August 1999*.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica no Brasil 2002*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_. *Capacidade de gera o do Brasil*. Disponível em: <http://www.anel.gov.br>.

\_\_\_\_\_. *Wind atlas for the northeast region from brazil, Brasília, 1998*. CD-ROM Série Estudos e Informa es Hidrológicas e Energéticas n. 6.

CAMARGO, A.S.G. *Análise da opera o das usinas eólicas de camelinho e palmas e avalia o potencial eólico de localidades no Paraná*. Tese de Mestrado. CEFET-PR. Programa de P s-Gradua o em Tecnologia. Curitiba, 2005.

CARVALHO, P. *Gera o eólica*. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.

CASTRO, R.M.G. *Energias renováveis e frodu o descentralizada: introdu o   energia eólica*. Junho, 1998. Universidade Técnica de Lisboa. IST/DEEC – Instituto Superior Técnico – Sec o de Energia. Edi o 2: Maio de 2005. Disponível em: <http://enerp4.ist.utl.pt/fapee>.

\_\_\_\_\_. *Energias renováveis e produ o descentralizada: equipamento elétrico dos geradores eólicos*. Universidade Técnica de Lisboa. IST/DEEC – Instituto Superior Técnico – Sec o de Energia. Edi o 0: Março de 2004. Disponível em: <http://enerp4.ist.utl.pt/fapee>.

CBEE. Centro Brasileiro de Energia Eólica. *Testes e certifica o de turbinas eólicas de grande porte – parte 1: curva de potência*. Disponível em: <http://www.eolica.com.br>

CRESESB/CEPEL. *Energia eólica – princípios e aplica es*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/eolica/>.

DUTRA, R.M. *Viabilidade técnico-econ mica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro*. Tese de Mestrado. UFRJ – Universidade Federal

do Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia – COPPE. Rio de Janeiro, 2001.

DWIA. *Windpower note. danish wind industry association annual report .no. 27 march 2002. Danish wind industry association. Editor: Søren Krohn, ISSN 1397 - 1697.* Disponível em <http://www.windpower.org>.

\_\_\_\_\_. *Windpower note. danish wind industry association annual report .no. 29 march 2003. Danish wind industry association. Editor: Søren Krohn, ISSN 1397-1697,* Disponível em <http://www.windpower.org>.

ELETROBRÁS, CEPEL. *Atlas do potencial eólico brasileiro*, Brasília, 2001 (em CD).

EWEA. The European Wind Energy Association. *Wind energy – the facts. An analysis of wind energy in the EU-25, 2003.* Disponível em <http://www.ewea.org>.

IHA - International Hydropower Association. *The role of hydropower in the sustainable development, 162 p. London: 2003.*

MME. Ministério de Minas e Energia. *BEM – Balanço Energético Nacional.* Disponível em <http://www.mme.gov.br/>.

NERG. Núcleo de Energia. Disponível em: <http://www.nerg.ufcg.edu.br/i-album.htm>

RENEWABLE ENERGY WORLD Magazine. March – April 2003.

USDOE – U.S. Department of Energy. *Wind energy information guide. national renewable energy laboratory. Washington, 1996.*

\_\_\_\_\_. *Annual report of the danish wind industry association march 2004. danish wind industry association. Editor: Bjarne Lundager Jensen, ISSN 1397-1697.* Disponível em: <http://www.windpower.org>.

\_\_\_\_\_. *State wind working group handbook. energy efficiency and renewable energy – eere. wind and hydropower technologies. NREL/BK-500-346000, August 2003.* Disponível em <http://www.windpoweringamarica.gov>.

WINDPOWER. *Associação da indústria eólica dinamarquesa.* Disponível em: <http://www.windpower.org>.

WORLD ENERGY COUNCIL. *New renewable energy resources: opportunities and constraints 1990-2020.* London: Kogan Page,, 1993.

WWEA - World Wind Energy Association. *Press Release: World wind energy boom in 2005: 58.982 MW capacity installed.* Disponível em: <http://www.wwindea.org>