

Nota: 9,0

WILSON UHREN

Trabalho bem feito e com bastante detalhe técnico e apresentando dados técnicos e de custo interessantes. Poderia ter explorado um pouco mais a operação integrada e como esta aumenta a disponibilidade de energia. Também na parte referente a custos mostra muito detalhamento de taxas e impostos mas não considera algumas instalações adicionais tendo para suprir períodos sem vento. Acho que uma simulação integrada grande seria interessante de veres seria interessante.

CHC, 12-05-2003



VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Monografia de pós-graduação no Curso
de Especialização em Planejamento,
Operação e Comercialização na
Indústria de Energia Elétrica,
CEHPAR, LACTEC, Universidade
Federal do Paraná.

Professor Orientador: Heinz Dieter Fill

CURITIBA

MAIO 2003

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	iii
RESUMO	viii
1 – HISTÓRICO.....	1
2 – O RECURSO EÓLICO	3
2.1 – MECANISMOS DE GERAÇÃO DOS VENTOS	4
2.2 – MOVIMENTO DAS MASSAS DE AR	6
3 – COMPONENTES DE UM SISTEMA EÓLICO	8
3.1 – ROTORES DE EIXO HORIZONTAL	11
3.2 – ROTORES DE EIXO VERTICAL	13
3.3 – TRANSMISSÃO E CAIXA MULTIPLICADORA	13
3.4 – MECANISMO DE CONTROLE	14
3.5 – CONTROLE DE PASSO	14
3.6 – CONTROLE ESTOL	16
3.7 – GERADOR.....	18
3.8 – TORRE	19
3.9 – SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	19
3.10 – ACESSÓRIOS.....	20
4 – APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS	20
4.1 – SISTEMAS ISOLADOS	20
4.2 – SISTEMAS HÍBRIDOS	21
4.3 – SISTEMAS INTERLIGADOS À REDE	21
5 – PRINCÍPIOS E TECNOLOGIAS	21
5.1 – POTÊNCIA ELÉTRICA	22
5.2 – CÁLCULOS, REGIMES DE VENTO, PARÂMETROS ESTATÍSTICOS	26
5.3 – O MODELO WINDMAP.....	28

SUMÁRIO

5.4 – VENTOS MÁXIMOS E RAJADAS, ESTIMATIVA DE VENTOS EXTREMOS	30
6 – POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.....	30
6.1 – ESTUDOS E INVENTÁRIOS.....	30
6.2 – BRASIL, ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO	34
6.3 – POTENCIAL EÓLIO-ELÉTRICO ESTIMADO	37
7 – PROJETOS EÓLICOS	40
7.1 – PROJETOS IMPLEMENTADOS NO BRASIL	40
7.1.1 – PROJETO FERNANDO DE NORONHA.....	41
7.1.2 – PROJETO MORRO DO CAMELINHO.....	43
7.1.3 – PROJETO PORTO DE MUCURIPE	45
7.1.4 – PROJETOS PRAINHA E TAÍBA	47
7.1.5 – PROJETO DE PALMAS	48
7.2 – AUTORIZAÇÕES DA ANEEL PARA CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS.....	50
7.3 – EVOLUÇÃO MUNDIAL DE GERAÇÃO EÓLICA.....	50
8 – TURBINAS EÓLICAS	54
8.1 – CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS.....	54
8.2 - FABRICANTES DE TURBINAS EÓLICAS	55
8.2.1 – WOBEN WINDPOWER INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.....	55
8.2.2 – SÜDWIND ENERGY COMPANY/NORDEX	60
8.2.3 – AN WINDENERGIE GMBH/BONUS.....	61
8.2.4 – THYESSEN RHEINSTAHL TECHNIK PROJEKTGESELLSCHAFT MBH.....	63
8.3 - PARTICIPAÇÃO DOS FABRICANTES NO MERCADO MUNDIAL.....	64
8.4 - TURBINAS PARA USO DOMÉSTICO.....	65

SUMÁRIO

9 - AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO PROJETO DE UMA CENTRAL EÓLICA	68
9.1 – INTRODUÇÃO.....	68
9.2 – OBJETIVO	69
9.3 – METODOLOGIA.....	70
9.4 - PRINCIPAIS DADOS DE ENTRADA.....	72
9.5 – RESULTADOS	73
9.5.1- PROGRAMA ALWIN.....	73
9.5.2 – PROGRAMA NEWAVE	75
9.5.3 – PROGRAMA ANAFIN	75
9.5.3.1 – ANÁLISE FINANCEIRA (DETERMINÍSTICA)	75
9.5.3.2 – ANÁLISE DE RISCO (PROBABILÍSTICA)	77
9.6 – CONCLUSÃO	78
CONCLUSÃO	80
REFERÊNCIAS	82

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – FORMAÇÃO DOS VENTOS PROVOCADOS PELO DESLOCAMENTO DAS MASSAS DE AR.....	4
FIGURA 2 – COMPONENTES DE UMA TURBINA EÓLICA	9
FIGURA 3 – PARTES CONSTITUINTES DE UM SISTEMA EÓLICO	11
FIGURA 4 – PÁS DE UMA TURBINA EÓLICA DE GRANDE PORTE.....	13
FIGURA 5 – FLUXO ADERENTE AO PERFIL.....	15
FIGURA 6 – FORMA TÍPICA DE UMA CURVA DE POTÊNCIA DE UM AEROGERADOR COM CONTROLE DE PASSO	16
FIGURA 7 – FLUXO SEPARADO (ESTOL) EM VOLTA DO PERFIL.....	17
FIGURA 8 – CURVA DE POTÊNCIA TÍPICA DE UM AEROGERADOR COM CONTROLE TIPO ESTOL	18
FIGURA 9 – ESTEIRA AERODINÂMICA E AFASTAMENTOS ENTRE TURBINAS EÓLICAS ESTOL	22
FIGURA 10 – CONJUNTO DE TURBINAS EÓLICAS.....	25
FIGURA 11 - DOMÍNIO TRIDIMENSIONAL DO CÁLCULO WINDMAP.....	29
FIGURA 12 – POSIÇÃO GEOGRÁFICA DO BRASIL, PROJEÇÃO ORTOGRÁFICA	34
FIGURA 13 – LOCALIZAÇÃO DAS USINAS E CENTROS DE CONSUMO.....	35
FIGURA 14 – COBERTURA DO SOLO.....	36
FIGURA 15 – POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO PARA VENTO MÉDIO ANUAL IGUAL OU SUPERIOR A 7,0 m/s.....	40
FIGURA 16 – FOTO DO AEROGERADOR DE FERNANDO DE NORONHA.....	42

FIGURA 17 – FOTO DA FAZENDA EÓLICA EM MORRO DO CAMELINHO.....	44
FIGURA 18 – FOTO DA FAZENDA EÓLICA EM PORTO DO MUCURIBE.....	45
FIGURA 19 – FOTO DA USINA EÓLICA DE PRAINHA.....	47
FIGURA 20 – FOTO DA USINA EÓLICA DE TAÍBA	48
FIGURA 21 – FOTO DA USINA EÓLICA DE PALMAS	49
GRÁFICO 1 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA MUNDIAL INSTALADA EM MW	51
GRÁFICO 2 – FRAÇÃO DOS FORNECEDORES DE TURBINAS EÓICAS EM 2001.....	64
GRÁFICO 3 - REGIMES SAZONAIS: ENERGIAS EÓLICA E HIDRÁULICA.....	74
TABELA 1 - INDÚSTRIA DE CATAVENTOS MULTIPÁS NOS EUA	2
TABELA 2 – POTENCIAL EÓLIO-ELÉTRICO ESTIMADO DO BRASIL, CALCULADO POR INTEGRAÇÃO DE ÁREAS NOS MAPAS TEMÁTICOS.....	39
TABELA 3 – FASES DE INVESTIMENTO NA USINA EÓLICA DE PALMAS	50
TABELA 4 – EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA MUNDIAL E PREVISÃO PARA 2006	53
TABELA 5 – CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓICAS SEGUNDO A POTÊNCIA.....	54
TABELA 6 – CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓICAS SEGUNDO O DIÂMETRO DO ROTOR.....	55
TABELA 7 – CARACTERÍSTICAS DA TURBINA MODELO E-40	59

TABELA 8 – TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS DA AN BONUS.....	62
TABELA 9 – TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS DOMÉSTICAS, FABRICADAS PELA SOUTHWEST.....	66
TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DA TURBINA EÓLICA WHISPER H80.....	67
TABELA 11 - ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA (GWH) E FATOR DE CAPACIDADE (FC).....	74
TABELA 12 - ANÁLISE DETERMINÍSTICA, PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL.....	76
TABELA 13 – ANÁLISE DETERMINÍSTICA, PERSPECTIVA DO INVESTIDOR.....	76
TABELA 14 – ANÁLISE DE RISCO, PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL.....	77
TABELA 15 - ANÁLISE DE RISCO, PERSPECTIVA DO INVESTIDOR.....	78
QUADRO 1 – ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS À 10 METROS DE ALTURA	32
QUADRO 2 – ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS USADAS PARA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.....	37
QUADRO 3 – PROJETOS EÓLICOS REALIZADOS NO BRASIL.....	41

RESUMO

O desenvolvimento da energia eólica no mundo apresenta-se como uma das mais importantes e promissoras tecnologias na geração complementar de energia limpa. Este trabalho apresenta a evolução da utilização da energia dos ventos no tempo, sua utilização na geração de energia elétrica, os impactos ambientais, suas perspectivas e o desenvolvimento tecnológico.

A energia dos ventos foi aproveitada pelos povos, a cada tempo, usando os recursos que dispunham na época. A grande evolução aconteceu a partir dos anos 80 e consolidou-se nos anos 90, do século passado. Mostramos que os fabricantes estão sempre aprimorando os seus produtos. Há turbinas eólicas para uso doméstico, atendendo pequenas cargas e para o uso comercial interligadas ao sistema elétrico, servindo de geração complementar.

São apresentados todos os grandes aproveitamentos eólicos desenvolvidos no Brasil, nos últimos 10 anos, suas características técnicas e custos de implantação.

É apresentada a evolução mundial da capacidade eólica instalada nos últimos 20 anos.

É apresentado o atlas do potencial eólico brasileiro, distribuído por regiões e a sua capacidade estimada de geração em função da velocidade dos ventos e do fator de capacidade.

É apresentado um estudo de viabilidade técnica com base em dados eólicos das regiões norte e nordeste e, também, estudos de viabilidade econômica com base nas novas leis em vigor, destinadas às fontes renováveis de energia.

1 - HISTÓRICO

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

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. Máquinas eólicas movidas por forças de sustentação foram introduzidas na Europa pelas Cruzadas, por volta do século XI. No século XIV, na Holanda, essas máquinas 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.

Outro surto de aplicação em larga escala de máquinas eólicas deu-se nos Estados Unidos, no século XIX. Após a abolição da escravatura naquele país, em 1863, inicia-se a disseminação da utilização do catavento multipá para bombeamento d'água. Cataventos multipás chegaram a ser produzidos industrialmente em escalas de centenas de milhares de unidades/ano, por diversos fabricantes, o que possibilitou preços acessíveis a grande parte da população. Ao mesmo tempo em que constituiu um importante fator da economia, muitos historiadores atribuem parcela do sucesso e da rapidez da expansão colonizadora do Oeste à disponibilidade de cataventos multipás de baixo custo – que facilitaram o acesso à água e a fixação de apoios em grandes áreas áridas ou semiáridas. A tabela 1 transcreve o U.S. Statistical Abstract de 1919 (Torrey, 1976), que reporta a evolução da indústria de cataventos multipás nos EUA

ao longo de 40 anos. Estima-se que mais de 6 milhões de cataventos multipás já foram produzidos no mundo (Eldridge, 1980).

ANO	EMPREGADOS	FATURAMENTO (US\$)
1879	596	1.011.000
1889	1110	2.475.000
1899	2045	4.354.000
1909	2337	6.677.000
1919	1932	9.933.000

TABELA 1 – INDÚSTRIA DE CATAVENTOS MULTIPÁS NOS EUA

O uso do catavento multipás dos Estados Unidos expandiu-se pelos diversos continentes, inclusive no Brasil. Na década de 1880 encontrava-se quase uma dezena de fabricantes, em todo o país.

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 em 1955 com Hütter, 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 – dispenderam

esforços em pesquisa sobre utilização da energia eólica para a geração elétrica. Data dessa época a turbina DEBRA 100 kW, desenvolvida em conjunto entre os institutos de pesquisa aeroespacial do Brasil e da Alemanha (DEBRA = Deutschland – Brasil).

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 eólico-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 à 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.

2 - O RECURSO EÓLICO

A energia eólica provém da radiação solar uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Uma estimativa da energia total disponível dos ventos ao redor do planeta pode ser feita a partir da

hipótese de que, aproximadamente, 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos. Este percentual, embora pareça pequeno, representa mais de cem vezes a potência instalada atualmente nas centrais elétricas do mundo.

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala são influenciados por diferentes aspectos entre os quais destacam-se a altura, a rugosidade, os obstáculos e o relevo.

A seguir serão descritos os mecanismos de geração dos ventos e os principais fatores de influência no regime dos ventos de uma região.

2.1 - 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. Consequentemente, 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 1 apresenta esse mecanismo.

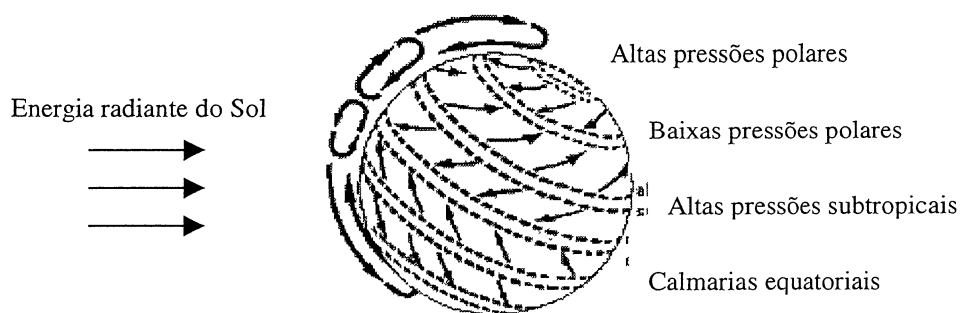


FIGURA 1 - FORMAÇÃO DOS VENTOS PROVOCADOS PELO DESLOCAMENTO DAS MASSAS DE AR.

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 à cada tipo de superfície (tais como mares e continentes) surgem as brisas que caracterizam-se 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.

Sobreposto ao sistema de geração dos ventos descrito acima encontram-se os ventos locais, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes de condições locais, que os

tornam bastante individualizados e variáveis. 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.

2.2 - Movimento das Massas de Ar

De uma forma geral, os movimentos das massas de ar na atmosfera (vento) processam-se em regime turbulento. Sendo assim, a velocidade instantânea do vento é descrita simplificada como um valor médio acrescido de um desvio, tal que:

$$V = V_{med} + v' \quad (1)$$

onde V_{med} é a velocidade média do vento e v' é a flutuação. Na prática, porque as flutuações de velocidades se dão em uma escala de tempo pequena, leva-se em consideração apenas a intensidade da velocidade média V_{med} , considerando-se um período de alguns segundos. A maioria dos instrumentos de medição, devido a sua configuração, “filtra” as flutuações e fornece somente o valor dessa velocidade média.

A direção do vento também é um importante parâmetro a ser analisado pois mudanças de direção freqüentes indicam situações de rajadas de vento. Além disso, a medida da direção do vento auxilia na determinação da localização das turbinas em um parque eólico. Devido à existência do problema de “sombra”, isto é, a interferência das esteiras das turbinas, é fundamental o conhecimento da direção predominante.

Do ponto de vista do aproveitamento da energia eólica, é importante distinguir os vários tipos de variações temporais da velocidade dos ventos, a saber: variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração.

2.2.1 - Variações Anuais - Para se obter um bom conhecimento do regime dos ventos não é suficiente basear-se na análise de dados de vento de apenas um ano; o ideal é dispor de dados referentes a vários anos. À medida que uma maior quantidade de dados anuais são coletados, as características levantadas do regime local dos ventos tornam-se mais confiáveis.

2.2.2 - Variações Sazonais - O aquecimento não uniforme da superfície terrestre resulta em significativas variações no regime dos ventos, resultando na existência de diferentes estações do ano. Considerando que, em função da relação cúbica entre a potência disponível e a velocidade do vento (na altura do eixo da turbina), em algumas faixas de potência, uma pequena variação na velocidade implica numa grande variação na potência.

Sendo assim, a utilização de médias anuais (ao invés de médias sazonais) pode levar a resultados que se afastam da realidade.

2.2.3 - Variações Diárias - As variações diárias na velocidade do vento (brisas marítimas e terrestres, por exemplo) também são causadas pelo aquecimento não uniforme da superfície da Terra. Essas variações são importantes quando, após a escolha de uma região, procura-se o local mais adequado para a instalação do sistema eólico dentro dessa área. Ao comparar a evolução da velocidade média ao longo do dia percebe-se que há uma significativa variação de um mês para os outros. Com esse tipo de informação pode-se projetar melhor o sistema eólico. Por exemplo, nos locais em que os ventos no período do dia são mais fortes do que os ventos no período da noite e a carga de pico ocorre durante o dia, a carga base pode ser fornecida pelo sistema existente e a carga adicional pelo sistema eólico. Entretanto, se a carga de pico ocorre durante a noite, provavelmente a demanda será maior que o disponível e um sistema de estocagem pode se fazer necessário.

2.2.4 - Variações de Curta Duração - As variações de curta duração estão associadas tanto às pequenas flutuações quanto às rajadas de vento. Num primeiro momento, essas variações não são consideradas na análise do potencial eólico de uma região, desde que não assumam grandes proporções. As flutuações e a turbulência do vento podem afetar a integridade estrutural do sistema eólico, devido à fadiga que ocorre especialmente nas pás da turbina. Por outro lado, as rajadas, caracterizadas por aumentos bruscos de curta duração da velocidade do vento, geralmente acompanhadas por mudanças de direção, merecem maior atenção.

3 - COMPONENTES DE UM SISTEMA EÓLICO

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 energia mecânica de rotação.
- Transmissão e Caixa Multiplicadora: Responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam este componente, neste caso o eixo do rotor é acoplado diretamente ao gerador.
- Gerador elétrico : Responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica.
- Mecanismo de Controle: Responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga, 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

Uma turbina eólica com eixo horizontal é mostrada esquematicamente na figura 2. Nesta figura são mostrados apenas os componentes mais importantes e as dimensões não são exatamente proporcionais às reais. Deve-se observar também que nem todos os tipos de turbinas eólicas possuem todos estes componentes. São possíveis modificações do modelo apresentado, assim como da localização de cada componente.

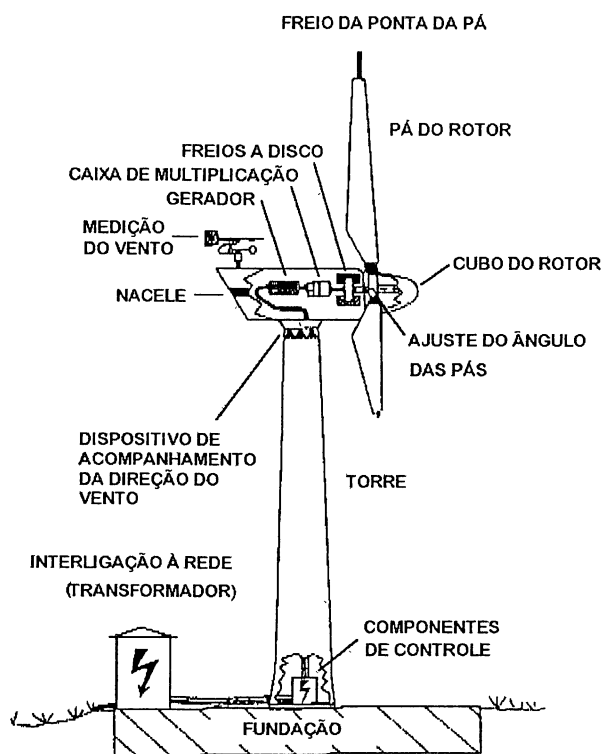


FIGURA 2 – COMPONENTES DE UMA TURBINA EÓLICA

O rendimento global do sistema eólico relaciona a potência disponível do vento com a potência final que é entregue pelo sistema. Os rotores eólicos ao extraírem a energia do vento reduzem a sua velocidade; ou seja, a velocidade do vento frontal ao rotor (velocidade não perturbada) é maior do que a velocidade do vento atrás do rotor (na esteira do rotor). Uma redução muito grande da velocidade do vento faz com que o ar circule em volta do rotor, ao invés de passar através dele.

A condição de máxima extração de energia verifica-se para uma velocidade na esteira do rotor igual a $1/3$ da velocidade não perturbada. Em condições ideais, o valor máximo da energia captada por um rotor eólico é limitado pela eficiência de Betz dada pelo fator $16/27$ ou $0,593$. Em outras palavras, $59,3\%$ da energia contida no fluxo de ar pode ser teoricamente extraída por uma turbina eólica. Na prática, entretanto, o rendimento aerodinâmico das pás reduz ainda mais este valor. Para um sistema eólico, existem ainda outras perdas, relacionadas com cada componente (rotor, transmissão, caixa multiplicadora e gerador). Além disso, o fato do rotor eólico funcionar em uma

faixa limitada de velocidade de vento também irá contribuir para reduzir a energia por ele captada. Somente a partir de uma certa velocidade, chamada de velocidade de entrada (necessária para vencer algumas perdas), é que o sistema começa a funcionar. Quando o sistema atinge a chamada velocidade de corte um mecanismo de proteção é acionado com a finalidade de não causar riscos ao rotor e à estrutura.

Para os sistemas eólicos, a velocidade de rotação ótima do rotor varia com a velocidade do vento. Um sistema eólico tem o seu rendimento máximo a uma dada velocidade do vento (chamada de velocidade de projeto ou velocidade nominal) e diminui para velocidades diferentes desta.

Projetar um sistema eólico, para um determinado tamanho de rotor e para uma carga pré-fixada, supõe trabalhar no intervalo ótimo de rendimento do sistema com relação a curva de potência disponível do vento local.

Isto requer encontrar uma relação de multiplicação, de maneira que se tenha um bom acoplamento rotor/carga. É necessário também, ter mecanismos de controle apropriados para melhorar o rendimento em outras velocidades de vento e aumentar o intervalo de funcionamento do sistema eólico.

Um exemplo de mecanismo de controle é a utilização de rotores com ângulo de passo variável. Com este controle, a medida que a velocidade do vento varia, as pás mudam de posição, variando a geometria do rotor. Com isto, pode-se aumentar o intervalo de funcionamento do sistema eólico e ainda manter uma determinada velocidade de rotação, que corresponde a eficiência máxima do gerador.

Como uma primeira aproximação, o rendimento global de um sistema eólico simples pode ser estimado em 20%.

Apresentamos na figura 3 maiores detalhes dos componentes de um sistema eólico.

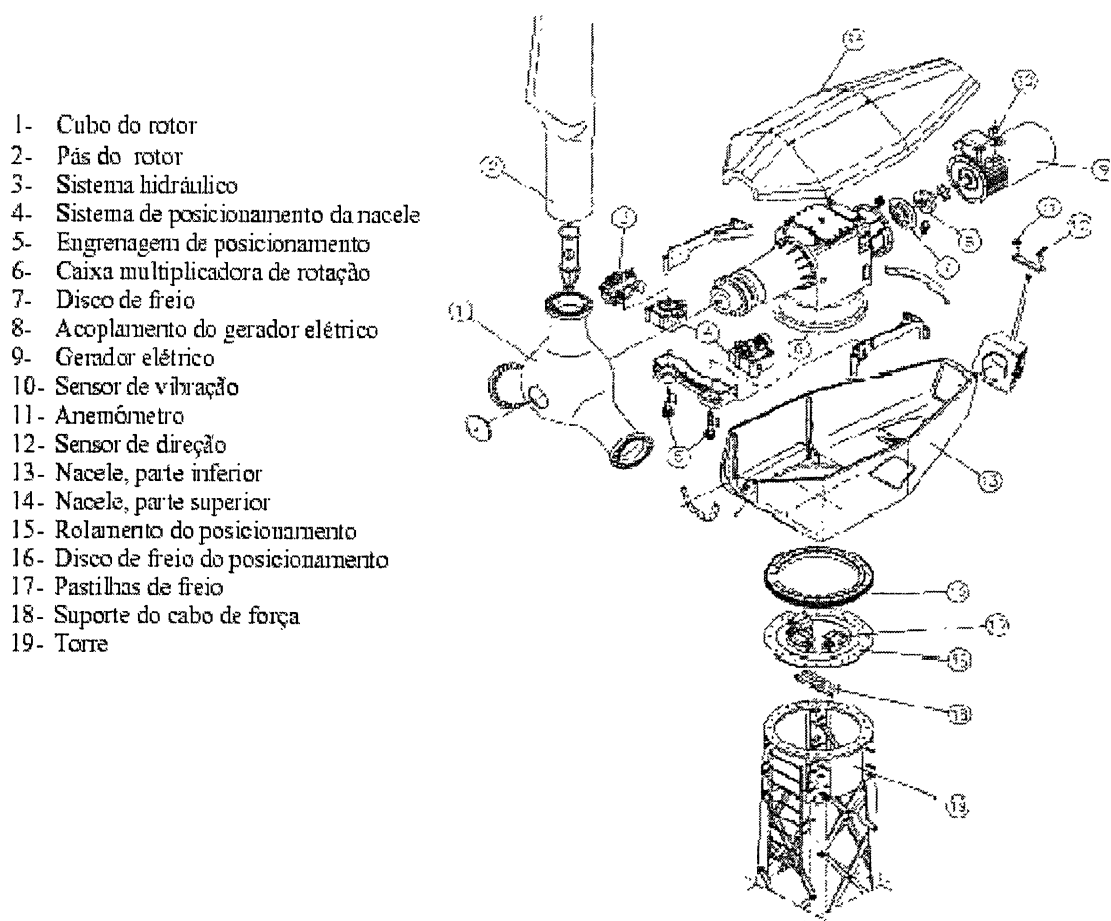


FIGURA 3 - PARTES CONSTITUINTES DE UM SISTEMA EÓLICO.

O rotor é o componente do sistema eólico responsável por captar a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica de rotação. É o componente mais característico de um sistema eólico. Por este motivo, a configuração do rotor influenciará diretamente no rendimento global do sistema.

Os rotores eólicos podem ser classificados segundo vários critérios e o mais importante é aquele que utiliza a orientação do eixo como fator de classificação. Assim tem-se os rotores de eixo horizontal e os rotores de eixo vertical.

3.1 - Rotores de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e grande parte da experiência mundial está voltada para sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na

direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo).

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento.

Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Tais rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás (*multivane fans*). Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e empregar os mais variados materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira, alumínio ou fibra de vidro reforçada (figura 4).

Quanto à posição do rotor em relação à torre, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento (*down wind*) ou a montante do vento (*up wind*). No primeiro caso, a “sombra” da torre provoca vibrações nas pás.

No segundo caso, a “sombra” das pás provoca esforços vibratórios na torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento, enquanto nos sistemas a jusante do vento, a orientação realiza-se automaticamente.

Os rotores mais utilizados para geração de energia elétrica são os de eixo horizontal do tipo hélice, normalmente compostos de 3 pás ou em alguns casos (velocidades médias muito altas e possibilidade de geração de maior ruído acústico) 1 ou 2 pás.

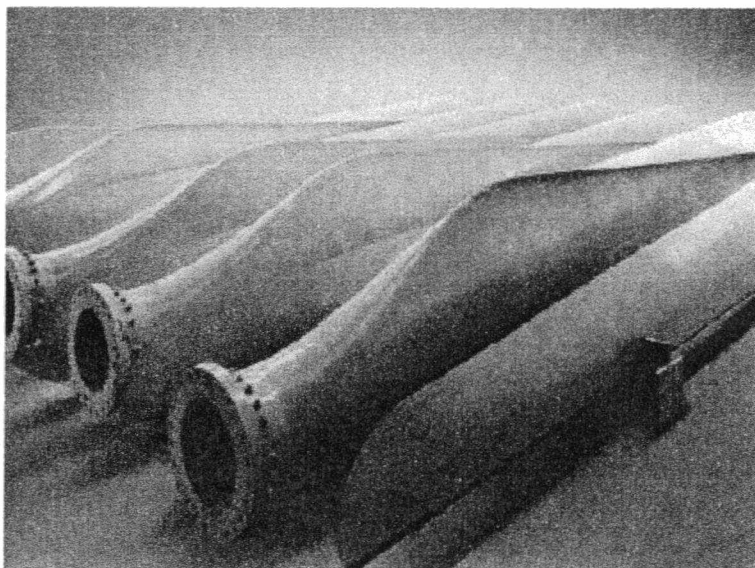


FIGURA 4 - PÁS DE UMA TURBINA EÓLICA DE GRANDE PORTE.

3.2 - Rotores de eixo vertical

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devidos as forças de *Coriolis*.

Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices.

Os rotores do tipo *Darrieus* são movidos por forças de sustentação e constituem-se de lâminas curvas (duas ou três) de perfil aerodinâmico, atadas pelas duas pontas ao eixo vertical.

3.3 - Transmissão e caixa multiplicadora

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. A figura 3 apresenta a localização da caixa multiplicadora dentro do sistema de geração eólica.

O projeto tradicional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre o rotor e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade

do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá (*tip speed*). Entretanto, geradores (sobretudo geradores síncronos) trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessário a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construir turbinas eólicas. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões.

Os dois tipos de projetos possuem suas vantagens e desvantagens e a decisão em usar o multiplicador ou fabricar um aerogerador sem caixa de transmissão é uma questão de filosofia do fabricante.

3.4 - Mecanismo de controle

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).

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.

3.5 - Controle de passo

O controle de passo é um sistema de controle ativo, que normalmente necessita de um sinal do gerador de potência. Sempre quando a potência nominal do

gerador for ultrapassada, devido ao aumento das velocidades do vento, as pás do rotor serão giradas em torno de seu eixo longitudinal, ou em outras palavras, mudam seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque do fluxo de ar. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência do vento pela turbina. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, que é a mínima que se necessita para gerar a potência nominal, o ângulo é escolhido de tal maneira que a turbina produza apenas a potência nominal.

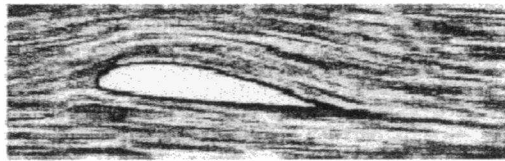


FIGURA 5 - FLUXO ADERENTE AO PERFIL

Sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície, figura 5, 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 estol porque estas necessitam de um sistema de variação de passo. Por outro lado, elas possuem certas vantagens:

- permitem controle de potência ativa 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, 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, mais e mais fabricantes mudaram para sistemas de controle de passo. Na figura 6 temos a representação gráfica de uma curva típica de potência de um aerogerador com controle de passo.

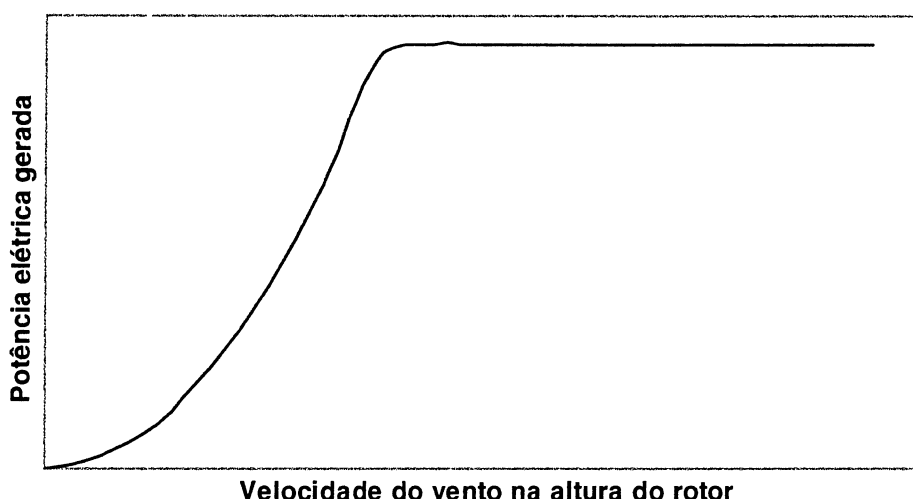


FIGURA 6 - FORMA TÍPICA DE UMA CURVA DE POTÊNCIA DE UM AEROGERADOR COM CONTROLE DE PASSO

3.6 - Controle estol

O controle de 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 ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O seu ângulo de passo é escolhido de tal maneira que para velocidades de ventos maiores que a nominal o fluxo em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá (estola) (Figura 7). Isto reduz as forças atuantes de sustentação e aumentam a de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos rotacionais atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, uma situação que drasticamente reduziria a potência do rotor, as pás possuem uma certa torção

longitudinal que a leva a um suave desenvolvimento do estol.

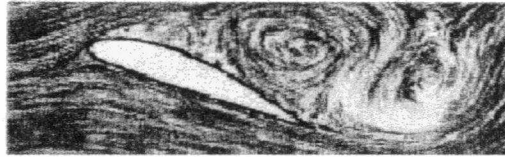


FIGURA 7 - FLUXO SEPARADO (ESTOL) EM VOLTA DO PERFIL

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 (Figura 7), produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas. Turbinas com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque elas não necessitam de um sistema de mudança de passo. Em comparação com os aerogeradores com controle de passo, eles 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 uma velocidade constante do rotor, geralmente dada pelo gerador de indução diretamente acoplado à rede.

Apenas recentemente apareceu uma mistura de controle por estol e de passo, o conhecido “estol ativo”. Neste caso, o passo da pá do rotor é girado na direção do estol e não na direção da posição de embandeiramento (menor sustentação) como é feito em sistema de passo normais. As vantagens deste sistema são:

- são necessárias pequeníssimas mudanças no ângulo do passo;
- possibilidade de controle da potência sob condições de potência parcial (ventos baixos);

- a posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de ventos extremos.

Na figura 8 temos a representação gráfica da curva de potência de um aerogerador com controle tipo estol.

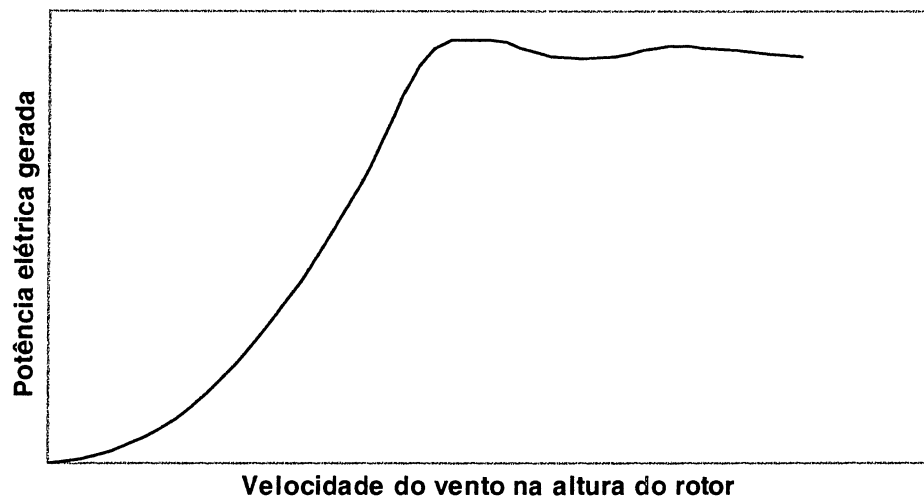


FIGURA 8 - CURVA DE POTÊNCIA TÍPICA DE UM AEROGERADOR COM CONTROLE TIPO ESTOL.

3.7 - Gerador

A transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de equipamentos de conversão eletromecânica é um problema tecnologicamente dominado e, portanto, encontram-se vários fabricantes de geradores disponíveis no mercado.

Entretanto, a integração geradores a sistemas de conversão eólica constitui-se em um grande problema, que envolve principalmente:

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);
- variações do torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção (isto é, necessitam ter alta confiabilidade).

Atualmente, existem várias alternativas do sistema de geração, entre eles: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores comutadores de corrente alternada. Cada uma delas apresenta vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado na sua incorporação a sistemas de conversão de energia eólica.

3.8 - Torre

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema. Em geral, as torres são fabricadas de metal (treliça ou tubular) ou de concreto e podem ser ou não estaiados por cabos tensores.

3.9 - Sistema de armazenamento de energia

Como o comportamento do vento muda ao longo do tempo, pode ser necessário a utilização de um sistema de armazenamento de energia, que garanta o fornecimento adequado à demanda.

Nos casos em que a energia eólica é utilizada para complementar a produção de energia convencional, a energia gerada é injetada diretamente na rede elétrica, utilizando-se a capacidade variável do sistema para o armazenamento de energia. Neste caso basta que o sistema elétrico de base esteja dimensionado para atender à demanda durante os períodos de calmaria. No caso de um sistema essencialmente hidrelétrico são os reservatórios das usinas que funcionam como armazenadores de energia.

Quando a energia eólica é utilizada como fonte primária de energia, em sistemas isolados, uma forma de armazenamento se faz necessária para adaptar o perfil aleatório de produção energética ao perfil de consumo, guardando o excesso de energia durante os períodos de ventos de alta velocidade, para usá-la quando o consumo não puder ser atendido por insuficiência de vento.

As formas mais conhecidas de armazenamento de energia eólica são através

de baterias e sob a forma de energia gravitacional, como por exemplo em reservatórios de usinas hidrelétricas reversíveis ou não.

3.10 - Acessórios

Os acessórios englobam todos os itens de apoio necessários ao funcionamento do sistema eólico.

Incluem-se transmissões, freios, embreagens, eixos, acoplamentos e mancais que não apresentam nenhum problema tecnológico aos sistemas eólicos.

4 - APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento.

4.1 - Sistemas Isolados

Os sistemas isolados, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias, com o objetivo de utilizar aparelhos elétricos ou na forma de energia gravitacional com a finalidade de armazenar a água bombeada em reservatórios para posterior utilização. Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, como no caso dos sistemas para irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida.

Os sistemas que armazenam energia em baterias necessitam de um dispositivo para controlar a carga e a descarga da bateria. O controlador de carga tem como principal objetivo não deixar que haja danos à bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas de pequeno porte nos quais os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC).

Para alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada (CA) é necessário a utilização de um inversor. Este dispositivo geralmente incorpora um

seguidor do ponto de máxima potência necessário para otimização da potência produzida. Este sistema é usado quando se deseja mais conforto com a utilização de eletrodomésticos convencionais.

4.2 - Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia como, por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.

Em geral, os sistemas híbridos são empregados em sistemas de médio a grande porte destinados a atender um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas em corrente alternada, o sistema híbrido também necessita de um inversor. Devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso.

4.3 - Sistemas Interligados à Rede

Os sistemas interligados à rede utilizam um grande número de aerogeradores e não necessitam de sistemas de armazenamento de energia pois toda a geração é entregue diretamente à rede elétrica. Estes sistemas representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão interligados. Todo o arranjo é conectado a inversores para permitir que a energia gerada seja lançada diretamente na rede na forma de corrente alternada (CA). Estes inversores devem satisfazer a elevadas exigências de qualidade e segurança para que o controle de tensão e frequência da rede não seja afetada.

5 - PRINCÍPIOS E TECNOLOGIA

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.

5.1 – Potência elétrica

A potência elétrica é proporcional ao cubo da velocidade do vento e dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (\text{Watts}) \quad (2)$$

onde: ρ = densidade do ar em kg/m^3

v = velocidade do vento em m/s

A área do rotor é dada por:

$$A_r = \pi D^2 / 4 \quad (\text{m}^2) \quad (3)$$

onde: D = diâmetro do rotor em m

C_p = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor

η = eficiência do conjunto gerador/transmissão

A absorção de energia cinética reduz a velocidade do vento a jusante do disco do rotor; gradualmente, essa velocidade recupera-se ao misturar-se com as massas de ar predominantes do escoamento livre (figura 9).

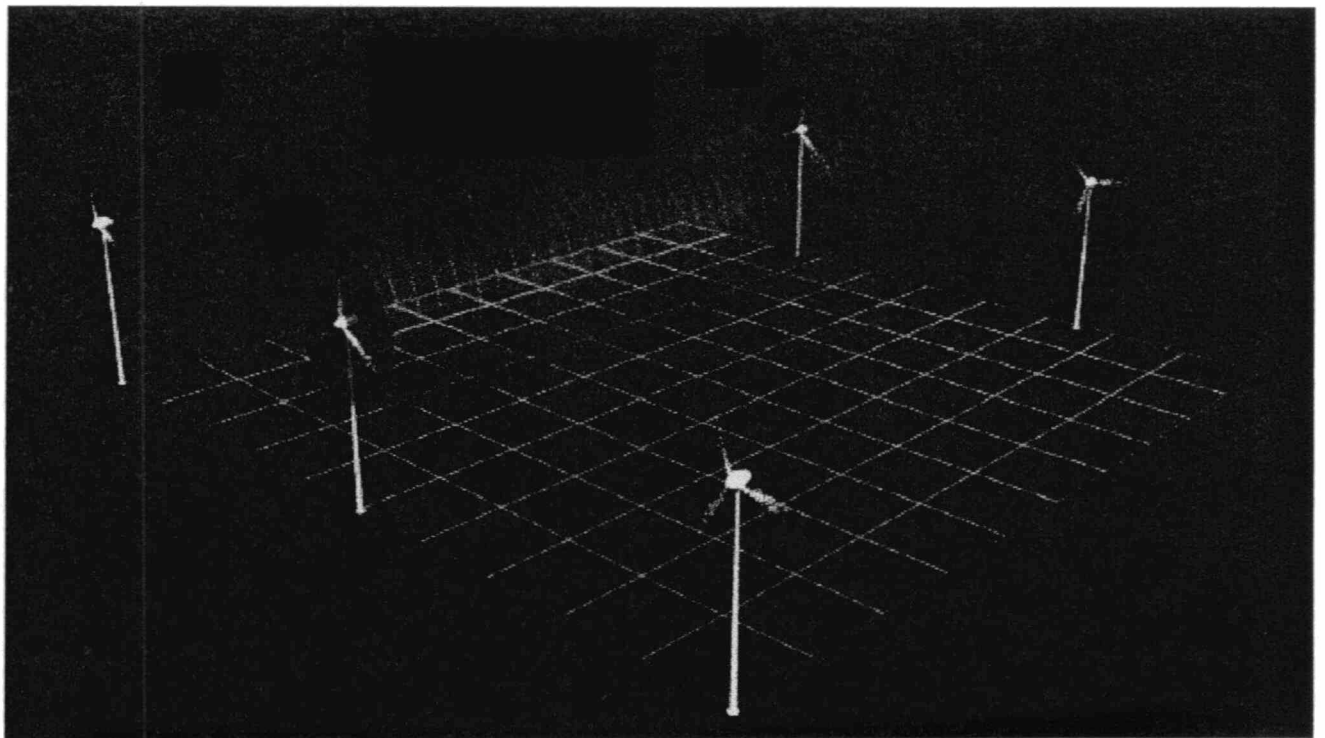


FIGURA 9 – ESTEIRA AERODINÂMICA E AFASTAMENTO ENTRE TURBINAS EÓLICAS

Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira

helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente se dissipa. Após alguma distância a 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. O equacionamento usual no cálculo desta interferência é desenvolvido a partir da consideração de conservação de momentum ao longo da esteira aerodinâmica do rotor, onde obtém-se a seguinte relação entre as velocidades do escoamento livre (u_0) e na esteira, a uma distância axial x do rotor (u).

$$u = u_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D}{D + 2\beta x} \right)^2 \right] \quad (4)$$

onde β é a constante de decaimento da esteira dada por:

$$\beta \approx \frac{1}{2 \ln(h/Z_0)} \quad (5)$$

sendo:

h = altura do centro do rotor;

Z_0 = rugosidade do terreno;

onde C_t é o coeficiente aerodinâmico de tração na turbina dada por:

$$C_t = \frac{2F_T}{\rho A_r u_0^2} \quad (6)$$

sendo:

F_T = força axial (tração) sobre o rotor.

De modo geral, para dimensionamento preliminar, 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.

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:

$$n = 1150/D \quad (\text{rpm}) \quad (7)$$

sendo:

n = rotação nominal da turbina em rpm;

D = diâmetro do rotor em m.

À medida que a tecnologia propicia dimensões maiores para as turbinas, a rotação reduz-se: os diâmetros de rotores no mercado atual variam entre 40m e 100m, o que resulta em rotações nominais da ordem de 30rpm a 12rpm, respectivamente. Já existem no mercado rotores com diâmetro de 115m, que apesar de já disponíveis e com unidades instaladas, ainda podem ser consideradas como na etapa de consolidação tecnológica.

As baixas rotações atuais tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em voo. Quanto aos níveis de ruído, em geral as 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 um impacto ambiental pequeno se comparado a outras fontes de geração de energia elétrica.

A determinação da disposição final das máquinas (*micrositing*) em uma usina eólio-elétrica, requer medições anemométricas específicas, levantamentos detalhados da rugosidade e topografia do terreno e o cálculo do campo de velocidades e interferência aerodinâmica entre todos os rotores. O processo de otimização

usualmente envolve um compromisso de engenharia: maximizar a eficiência e produção energética e também o aproveitamento do terreno e infra-estrutura. Uma usina eólica é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área (figura 10).

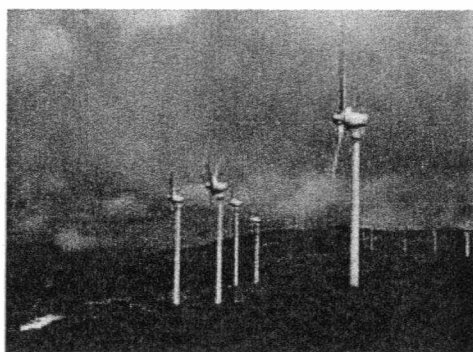


FIGURA 10 – CONJUNTO DE TURBINAS EÓLICAS

A proximidade entre os geradores de uma usina eólica tem a vantagem econômica da diluição de custos: arrendamento de área, fundações, aluguel de guindastes e montagem, equipes de operação, manutenção e estoques de reposição. Usinas eólicas com turbinas de projeto consolidado e equipes de manutenção adequadamente capacitadas apresentam fatores de disponibilidade típicos da ordem de 0,98.

Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 2,5 - 3,0m/s; abaixo desses valores, o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Velocidades superiores a aproximadamente de 12,0m/s a 15,0m/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 ($v > 25\text{m/s}$), atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento e a turbulência associada é 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

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 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 densidade $\rho = 1,225\text{kg/m}^3$ (ISA, 15°C ao nível do mar). No caso das temperaturas de grande parte do território brasileiro, correções para a densidade do ar local são necessárias.

O cálculo da energia gerada – anual ou mensal – é realizado pela multiplicação dos valores de potência gerada pelo tempo de duração de ocorrência associado a intervalos de velocidades de vento. A duração de ocorrência de uma velocidade v é ajustada a distribuições estatísticas teóricas, sendo as mais usadas as distribuições de Rayleigh e Weibull.

5.2 - Cálculos, Regimes de Vento, Parâmetros Estatísticos

A distribuição de Weibull caracteriza-se por dois parâmetros: um de escala (C , em m/s) e outro de forma (k , adimensional). A função densidade de probabilidade da velocidade do vento u é:

$$f_U(u) = \frac{k}{C} \left(\frac{u}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{C} \right)^k} \quad (8)$$

A função de probabilidade cumulativa, $F(u)$, definida como a probabilidade da velocidade do vento (variável aleatória U) ser menor que u , expressa-se por

$$F_U(u) = \int_0^u f(u) du \quad (9)$$

resultando em

$$F(u) = \text{Prob}(U \leq u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^k} \quad (10)$$

Portanto a probabilidade da velocidade do vento ser maior que u é dada por

$$\text{Prob}(U > u) = e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^k} \quad (11)$$

O valor médio ou valor esperado da variável aleatória U (valor médio da velocidade do vento) é dado por

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} u f(u) du \quad (12)$$

resultando em

$$\bar{u} = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (13)$$

onde $\Gamma(z)$ é a função gama definida como

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (14)$$

O Fluxo ou Densidade de Potência Eólica (W/m^2) é definido como

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho \bar{u}^3 \quad (\text{W/m}^2) \quad (15)$$

onde $\overline{u^3}$ é o valor esperado de U^3 dado por

$$\overline{u^3} = \int_0^{\infty} u^3 f(u) du \quad (16)$$

no caso de ρ constante e da distribuição de Weibull para U , resulta

$$\overline{E} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{W/m}^2) \quad (17)$$

onde ρ é a densidade do ar.

5.3 - O Modelo WindMap

A partir dos modelos digitais de relevo e rugosidade e do modelo atmosférico composto pelas medições em torres altas e resultados da modelagem atmosférica de mesoescala (MesoMap), as velocidades e direções médias de vento são calculadas para a resolução final pelo software WindMapTM (Brower & Co, 1997).

O método é baseado na equação da continuidade aplicada a camada limite atmosférica, originários do NOABL (*Numerical Objective Analysis of Boundary Layer*), o programa utiliza o método dos elementos finitos para calcular o campo de velocidade do escoamento em todo o domínio de cálculo, que se constitui de uma malha tridimensional de pontos sobre o terreno.

O *grid* (malha tridimensional de pontos de cálculo) é gerado utilizando-se um sistema de coordenadas conformes ao terreno e que permite um maior refinamento da malha próximo à sua superfície. Os modelos geográficos de entrada e saída são em formato compatível com Sistemas de Informação Geográfica (SIG). Sumários estatísticos das estações de referência compõem as condições de contorno e de iniciação. A partir de um campo inicial de velocidades de vento, calculado a partir das estações de referência do modelo de escoamento atmosférico, a condição de

continuidade é satisfeita, de forma iterativa, pela solução do sistema de equações diferenciais parciais, até que o valor da divergência esteja abaixo de um certo nível de tolerância (usualmente 10^{-5}). A modelagem de ventos pela formulação da equação da continuidade não resolve as equações fundamentais que determinam a influência da estratificação térmica da atmosfera no escoamento; entretanto, o *WindMapTM* contém ferramentas que reproduzem estes efeitos, considerando altura da camada-limite, perfil logarítmico da velocidade na camada-limite e características de estabilidade da atmosfera baseadas na *Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov*. No modo de otimização, um algoritmo iterativo converge o valor da razão de estabilidade térmica vertical de atmosfera, correspondente ao mínimo erro médio quadrático, para os valores das estações anemométricas de referência. Além da interface para SIG, o *WindMapTM* permite o uso de um modelo de correlação para separar áreas com regimes distintos de vento (ex. brisas marinhas) e podem ser associados pesos relativos para as margens de incerteza de cada estação anemométrica de referência.

O processo de cálculo é realizado por elementos finitos, em um domínio tridimensional, conforme figura 11.

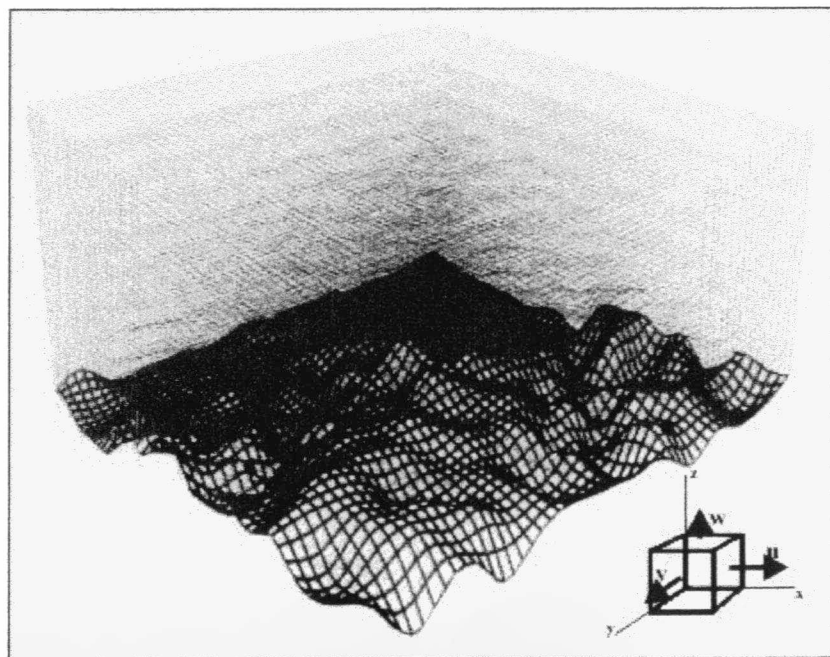


FIGURA 11 - DOMÍNIO TRIDIMENSIONAL DO CÁLCULO WINDMAP

O terreno é representado por uma malha regular de m elementos no sentido N-S, n elementos no sentido L-O. No sentido vertical são definidos w elementos, e o espaçamento vertical entre nós da malha pode ter variação logarítmica ou geométrica (opcional no WindMap), de forma a concentrar mais elementos na proximidade da superfície do solo, onde ocorrem as variações mais significativas, devidas à camada limite.

5.4 - Ventos máximos e rajadas, Estimativa de Ventos Extremos

Ventos de pouca frequência, que são meteorologicamente distintos e mais intensos que os ventos comuns da região, são denominados de ventos extraordinários (por ex. furacões, tornados). Climas em que não se espera a ocorrência de ventos extraordinários são chamados de climas bem comportados. Em tais climas, é razoável assumir-se que a frequência dos registros de ventos máximos anuais de uma série observada permite descrever o comportamento probabilístico dos ventos extremos. Pode-se esperar que uma análise estatística destes máximos anuais fornece previsões dos valores extremos de vento a longo prazo. Desse modo, pode-se definir uma variável aleatória e o conjunto da série de ventos máximos anuais observadas constitui uma amostra aleatória correspondente. Existindo vários anos consecutivos de registros de dados de vento, a função de distribuição cumulativa dessa variável aleatória pode ser estimada, modelando o comportamento dos ventos máximos anuais. Geralmente o comportamento probabilístico de ventos extremos é descrito pelo chamado tempo de recorrência, ou de retorno. O tempo de retorno corresponde ao inverso da probabilidade da variável aleatória ser excedida ao menos uma vez em um ano qualquer.

6 - POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

6.1 – Estudos e inventários

Com o uso de ferramentas possibilitadas por recentes avanços da capacidade computacional, de simulações baseadas nas leis físicas de interação entre as diversas variáveis meteorológicas – registradas e consolidadas em extensos bancos de dados e

validadas por registros anemométricos selecionados, foi possível superar obstáculos históricos ao conhecimento do potencial eólico brasileiro, que é determinado com detalhamento e representatividade antes impossíveis.

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde os anos 1970 e o seu histórico revela o lento mas progressivo descortinamento de um potencial energético natural de relevante magnitude existente no país.

Em 1976-77, um processamento específico de dados anemométricos medidos em aeroportos brasileiros foi realizado no Instituto de Atividades Espaciais, no Centro Técnico Aeroespacial, IAE/CTA. As maiores velocidades médias anuais, da ordem de 4m/s a 10m de altura, já induziam marginalmente a viabilidade técnica de máquinas de pequeno porte para sistemas isolados e apontavam o litoral da região Nordeste e o Arquipélago de Fernando de Noronha como os sítios mais promissores para a realização de projetos-piloto para geração de energia eólio-elétrica. Até 1981, diversos protótipos de turbinas eólicas de pequeno porte (2kW e 5kW) foram desenvolvidos e um campo de testes foi operado no Centro de Lançamento de Foguetes da Barreira do Inferno, na costa do Rio Grande do Norte, em projeto conjunto com o DFVLR-IBK, órgão de pesquisa aeroespacial da Alemanha.

Em 1987, a CHESF – Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco finalizou um inventário do potencial eólico da região Nordeste (Energia Eólica, 1987), realizado a partir de processamento/análise de registros anemográficos para um período de 5 anos (1977-1981) de 81 estações a 10m de altura, pertencentes à Rede Meteorológica do Nordeste – SUDENE. Os dados, processados pela Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, foram publicados em sumários e mapas de isolinhas para velocidades a 10m de altura. As maiores velocidades médias anuais encontradas para a altura de 10m foram de 5,5m/s e 4,3m/s, para Macau, RN e Caetité, BA, respectivamente. Também na década de 1980, diversos estudos regionais foram conduzidos para mapeamento eólico de estados brasileiros, destacando-se os trabalhos

realizados em Minas Gerais e no Rio Grande do Sul.

O primeiro “Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional” foi iniciado em 1979, pela ELETROBRÁS-CONSULPUC (Atlas do levantamento...,1979). Ainda na década de 1980, a ELETROBRÁS e a Fundação Padre Leonel Franca deram continuidade a esse trabalho, com a realização de um extenso estudo meteorológico que incluiu o processamento de dados de 376 estações anemométricas de 10m de altura, existentes em todo o território nacional, relacionadas no quadro 1:

Instituição	Nº de estações
Instituto Nacional de Meteorologia	319
Ministério da Aeronáutica (aeroportos)	51
CEMIG – Cia Energética de Minas Gerais	10
ELETROBRÁS	2
PORTOBRÁS –Empresa de portos do Brasil	2
COPEL - Cia Paranaense de Energia	2

QUADRO 1 – ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS À 10 METROS DE ALTURA

O Atlas do Potencial Eólico Nacional (Eletrobrás,1988), resultante desse trabalho, indicou a tendência a velocidades maiores de vento no litoral brasileiro e também em áreas do interior favorecidas por relevo e baixa rugosidade.

O mapeamento por isolinhas das velocidades médias a 10m de altura também possibilitou identificar locais com médias anuais entre 5m/s e 6m/s.

Todos esses estudos realizados até o final da década de 1980 foram prejudicados pela consideração exclusiva de registros anemométricos obtidos a alturas máximas de 10m. A maioria dos seus dados é mascarada pela influência de rugosidade e obstáculos próximos; esses dados não são necessariamente representativos das áreas geográficas em que estão instalados os equipamentos.

Metodologias para a correção e extrapolação desses dados para alturas desejadas (WAsP, por exemplo) ainda não se achavam disponíveis na época. Mesmo

que existissem, aplicá-las ao território brasileiro em toda a sua extensão possivelmente implicaria custos e prazos excessivos, além de grandes margens de incerteza nos resultados.

Na década de 1990 iniciaram-se medições específicas para inventários de potencial eólico em torres de maior altura ($\geq 20\text{m}$) instaladas em locais especificamente selecionados em diversas regiões do Brasil: litoral do Ceará e Estados da Bahia, Minas Gerais e Paraná.

Em 1996, um relatório da CHESF apresentou um estudo do potencial eólico do litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte (Bittencourt, 1996), já a partir dessas primeiras medições na região. Simulações computacionais com uso de curvas de desempenho de turbinas de 500kW e 600kW indicaram a possibilidade de geração de 9,55 TWh/ano e 2,96 TWh/ano com a ocupação de 10% dos litorais do Ceará e Rio Grande do Norte, respectivamente.

Em 1999, a COPEL publicou o Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná, a partir das medições efetuadas por 5 anos em 25 locais especialmente selecionados, em torres de 18m a 64m de altura. Esse mapa foi produzido na resolução de 2km a partir do software WindMap, com utilização de modelos de geoprocessamento de relevo e rugosidade do Estado do Paraná. Além de revelar áreas de grande potencial eólico no interior do Paraná, o trabalho indicou um potencial de geração eólica de 5,8 TWh/ano no estado, utilizando-se apenas as áreas com velocidades médias anuais superiores a 6,5m/s.

Com a aceleração mundial do aproveitamento eólio-elétrico em escala e a instalação das primeiras usinas eólicas no Brasil, no final da década de 1990, iniciaram-se as primeiras medições anemométricas específicas para estudos de viabilidade, com uso de torres de 30-50m e equipamentos com precisão e procedimentos requeridos para a finalidade. Essas medições concentraram-se inicialmente nos Estados do Pará, Ceará, Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul.

Já resultante dessas medições mais precisas, a Secretaria da Infra-Estrutura do Governo do Estado do Ceará publicou em 2001 o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará. Também com a utilização da metodologia WindMap, os mapas temáticos de velocidades médias anuais de vento são apresentados na resolução de 500m, para as alturas de 50m e 70m. Destacaram-se as áreas de baixíssima rugosidade das dunas do litoral cearense, com velocidades médias anuais da ordem de 9m/s.

A integração das áreas em software de geoprocessamento revela um potencial aproveitável da ordem de 12,0 TWh na altura de 50m e de 51,9 TWh na altura de 70m, para ventos médios anuais superiores a 7m/s.

6.2 - Brasil, Atlas do potencial eólico

O atlas do potencial eólico, apresentado em 2001, cobre todo o território brasileiro. Com 8.514.215 km², o Brasil é o quinto país do mundo e o maior da América Latina em área territorial. Estendendo-se entre as latitudes 5°16'N e 33°45'S e longitudes 32°23'W e 73°59'W (figura 12), o Brasil apresenta distintas regiões imersas em várias zonas de climas e regimes sinóticos de circulação atmosférica. Seus 7.367 km de extensão litorânea com o Oceano Atlântico constituem um complexo indutor de mecanismos de mesoescala ao longo dos quais ocorrem brisas marinhas de variadas amplitudes diurnas e sazonais.

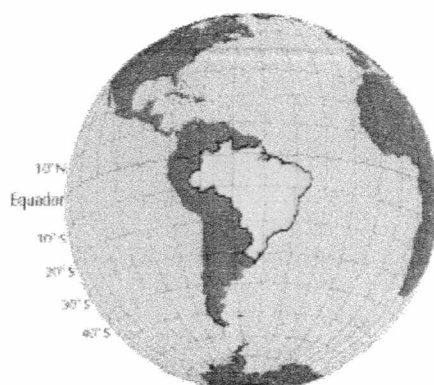


FIGURA 12 – POSIÇÃO GEOGRÁFICA DO BRASIL, PROJEÇÃO ORTOGRÁFICA

O relevo interior (figura 13) contrapõe extensas planícies com altitudes médias inferiores a 250m – entre as quais se destacam as da Amazônia, do Pantanal e do Rio Grande do Sul – aos planaltos que se estendem do sul até a região central, com altitudes médias entre 750m e 1.000m. Ao contrário de seus vizinhos andinos a oeste, o Brasil não se caracteriza por grandes elevações. Em poucos locais a altitude ultrapassa 2.000m, e em seu ponto máximo, o Pico da Neblina (AM), atinge 3.014m.

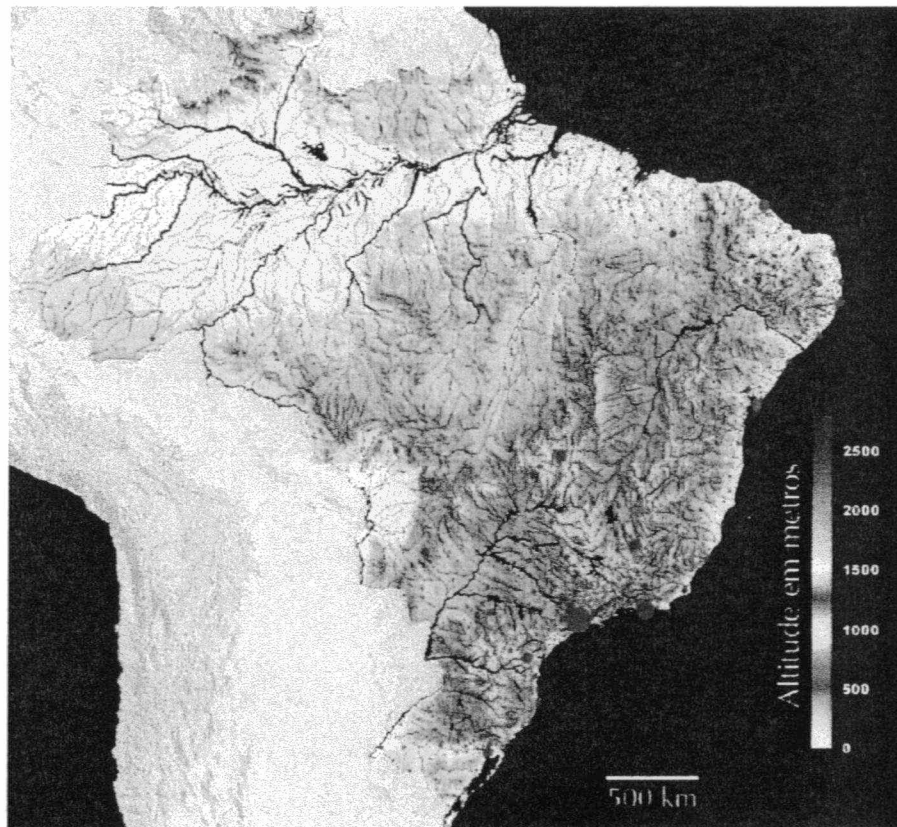


FIGURA 13 – LOCALIZAÇÃO DAS USINAS E CENTROS DE CONSUMO

No caso eólico, o relevo exerce distintas influências conforme o caso e a região: como obstáculo ao movimento da camada atmosférica inferior, como indutor de fenômenos de mesoescala (brisas montanha-vale) e como gerador de ondas e acelerações orográficas. Como a camada inferior da atmosfera tem espessura da ordem de 600m a 1.500m, áreas territoriais elevadas geralmente estão imersas em distintas camadas atmosféricas e regimes de vento.

Aliado aos regimes pluviais com origem no mecanismo de circulação

atmosférica, o relevo brasileiro é responsável pelo notável aproveitamento hidrelétrico realizado em suas bacias, destacando-se as dos rios Paraná, São Francisco e Tocantins. No final do século passado, a eletricidade de fonte hídrica supria cerca de 93% do consumo brasileiro. Visíveis na figura 13, essas principais bacias e respectivas áreas alagadas por reservatórios hidrelétricos encontram-se relativamente distantes dos principais centros de consumo, indicados em vermelho.

A população brasileira é de cerca de 170 milhões de habitantes, 80% concentrados em centros urbanos e 20% dispersos no meio rural. Existem regiões de baixa densidade demográfica, a exemplo da Amazônia, em contraste com regiões de alta densidade, como a Sudeste.

Grande parte do território nacional é coberto por florestas, como se apresenta na figura 14.

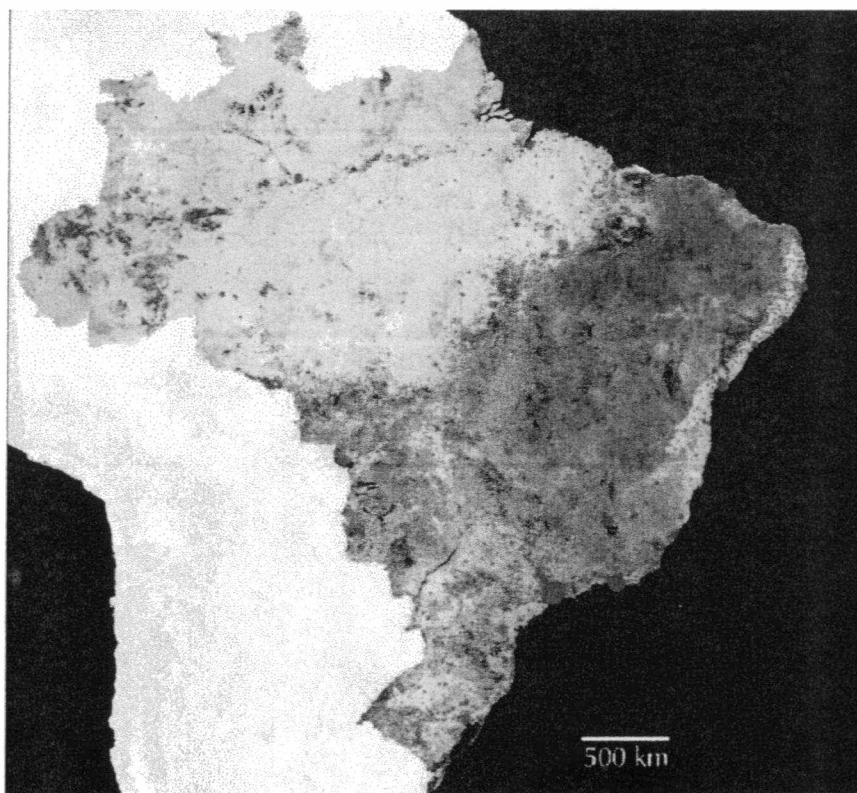


FIGURA 14 – COBERTURA DO SOLO

O Governo brasileiro, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, vem desenvolvendo esforços para a universalização da oferta de energia elétrica a todo o meio rural, bem como para a crescente e necessária interligação do sistema elétrico em

escala nacional. Além da expansão territorial do sistema elétrico, as taxas de crescimento econômico de um país em desenvolvimento como o Brasil requerem a expansão contínua da capacidade geradora, a taxas compatíveis. Nesse contexto, a tecnologia eólico-elétrica interligada à rede emerge como uma das alternativas de geração complementar.

6.3 - Potencial eólico-elétrico estimado

O atlas apresenta as condições médias anuais de vento para todo o território brasileiro na resolução de 1km x 1km. No caso presente, as simulações empregaram uma base de dados do período compreendido entre 1983 e 1999. Essas simulações foram balizadas por referências existentes, tais como grades de dados meteorológicos resultantes de reanálises, rádiosondagens, vento e temperatura medidos sobre o oceano e medições de vento de superfície já realizadas regionalmente no Brasil. Entre essas últimas, foram selecionadas apenas as medições com qualidade necessária para referenciar o modelo ou, na falta destas, foram utilizadas referências pré-existentes representativas de grandes áreas, conforme se indica no quadro 2.

Instituição	Abrangência	Nº de estações
CEPEL	Região Norte	7
CELESC	Santa Catarina	6
COPEL	Paraná	17
COELBA	Bahia	13
SUDENE	Ceará	2
MARINHA – DHN	Litoral	2
TOTAL		47

QUADRO 2 – ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS USADAS PARA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

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, chegou-se aos valores

listados na tabela 2.

Esse processo indicativo foi realizado considerando-se as seguintes premissas:

- Foram integradas 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. Para essa estimativa, foi utilizada uma densidade média de ocupação de terreno de apenas 2 MW/km². Esse valor é considerado conservativo, uma vez que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos.
- Foram adotados 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.
- Foi adotado 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, são apresentados na tabela 2 e na figura 15, por regiões.
- A partir desses resultados, estimou-se um potencial disponível (para velocidades acima de 7m/s) da ordem de 143 GW, conforme se mostra na coluna Integração Cumulativa da tabela 2.

Região	Integração por faixas de velocidades					Integração cumulativa			
	Vento (m/s)	Área (km ²)	Potência Instável (GW)	Fator de capacidade	Energia Anual TWh/ano	Vento (m/s)	Área Cumulativa (km ²)	Potência Instável (GW)	Energia Anual TWh/ano
Norte	6-6,5	11480	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5-7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7-7,5	3300	6,80	0,20	11,33	>7	6420	12,84	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	0,30	4,85	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
Nordeste	6-6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5-7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7-7,5	24383	48,77	0,20	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	8,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
Centro-Oeste	6-6,5	41110	82,22	0,13	91,78	>6	50752	101,50	120,83
	6,5-7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7-7,5	1395	2,779	0,20	4,79	>7	1541	3,08	5,42
	7,5-8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8-8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
Sudeste	6-6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5-7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7-7,5	11545	23,09	0,20	39,64	>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	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
Sul	6-6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	324,94	424,74
	6,5-7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7-7,5	9438	18,87	0,20	32,40	>7	11379	22,76	41,11
	7,5-8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8-8,5	313	0,63	0,30	1,81	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
Total Brasil Estimado						>6	667391	1334,78	1711,62
						>6,5	231746	463,49	739,24
						>7	71735	143,47	272,20
						>7,5	21676	43,35	100,30
						>8	6679	13,36	35,93
						>8,5	1775	3,55	10,67

TABELA 2 – POTENCIAL EÓLIO-ELÉTRICO ESTIMADO DO BRASIL, CALCULADO POR INTEGRAÇÃO DE ÁREAS NOS MAPAS TEMÁTICOS.

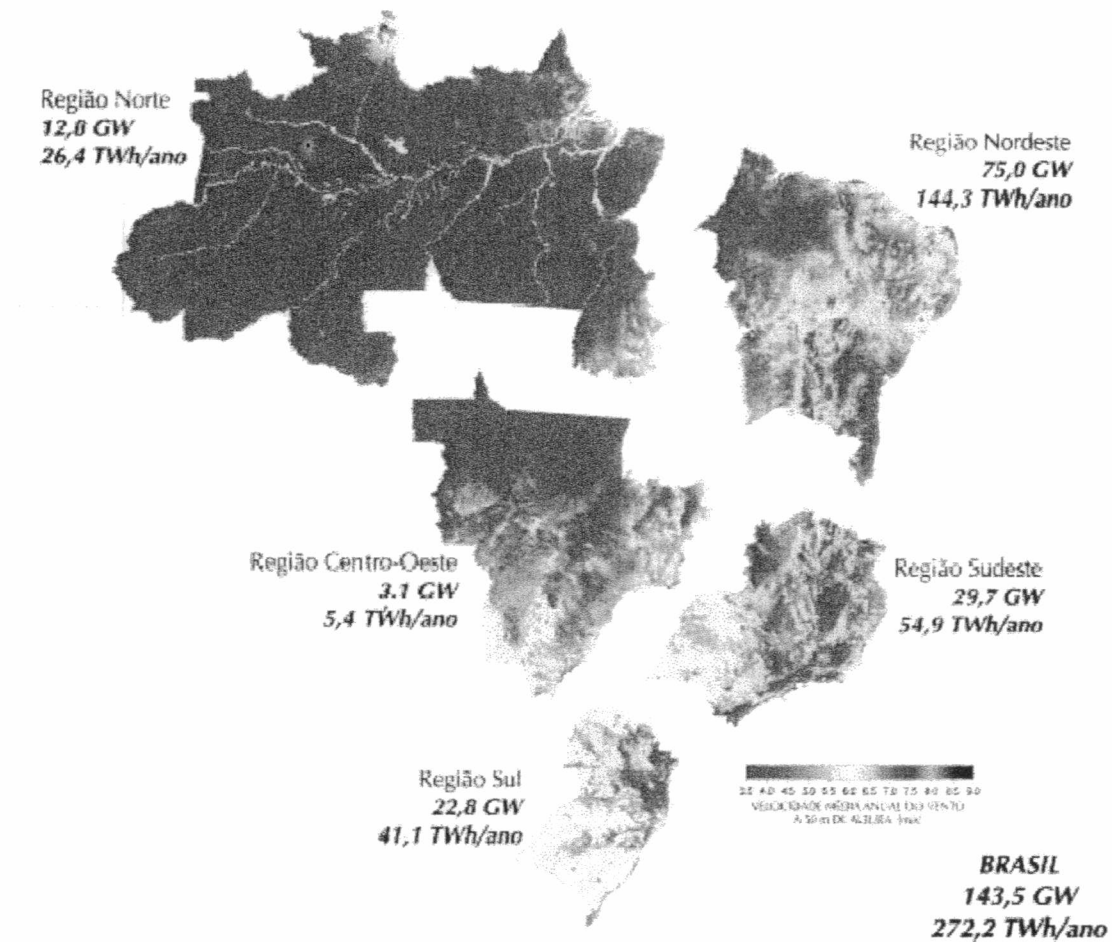


FIGURA 15 – POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO PARA VENTO MÉDIO ANUAL IGUAL OU SUPERIOR A 7,0 m/s

7 – PROJETOS EÓLICOS

7.1 – Projetos implementados no Brasil

O aproveitamento eólico para geração elétrica alcançou a escala de gigawatts nesta última década, com características econômicas (custo instalado entre 800 e 2.000 US\$/kW) e peculiaridades ambientais, sociais e industriais dignas de atenção.

Os projetos eólicos realizados no Brasil constam do quadro 3 e mostram a situação brasileira, com a potência instalada entre os anos de 1993 e 2002.

Ano	Nº x kW	Total, kW	Local
1993	1 x 75	75	Fernando de Noronha - PE
1994	4 x 250	1.000	Camelinho – MG
1996	4 x 300	1.200	Mucuripe – CE*
1996	1 x 30	30	Olinda – PE
1997	4 x 10	40	Ilha de Marajó – PA
1999	10 x 500	5.000	Taiba – CE
1999	20 x 500	10.000	Prainha – CE
1999	5 x 500	2.500	Palmas – PR
1999	1 x 300	300	Olinda – PE
2000	1 x 225	225	Fernando de Noronha - PE
2001	4 x 600	2.400	Mucuripe – CE
2002	1 x 600	600	Bom Jardim da Serra - SC
Total	52 x 426	22.170	

Fonte: CRESESB – dez/2002

QUADRO 3 - PROJETOS EÓLICOS REALIZADOS NO BRASIL

(*) Os 4 aerogeradores de 300 kW foram substituídos em 2001 por 4/600 kW.

Mostraremos com detalhes os aproveitamentos executados no Brasil.

7.1.1 - Projeto Fernando de Noronha

A Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, em convênio com o Folkcenter - entidade Dinamarquesa e o Grupo de Energia Eólica da UFPe instalaram na Ilha de Fernando de Noronha, a primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América do Sul (figura16).

Até então, a eletricidade da Ilha de Fernando de Noronha era produzida exclusivamente da geração térmica, utilizando o óleo diesel. Embora ainda essencial,

este tipo de geração é cara e traz riscos de poluição ambiental.

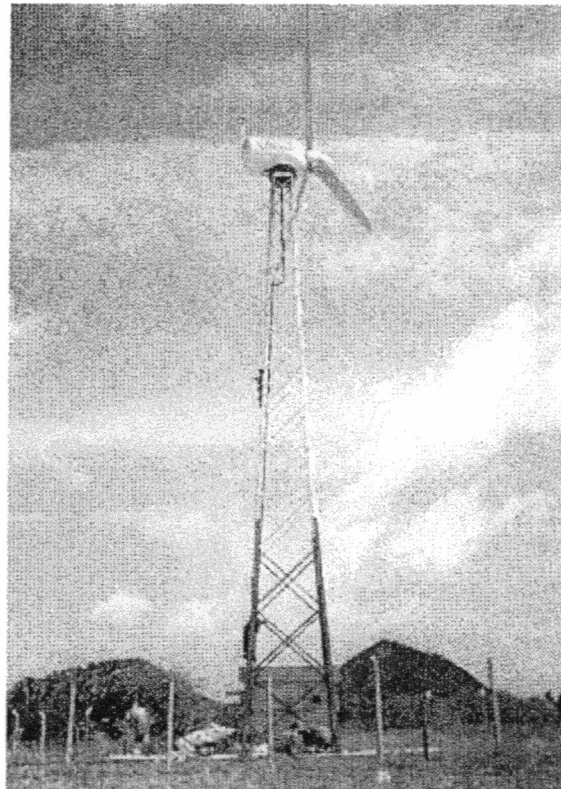


FIGURA 16 – FOTO DO AEROGERADOR DE FERNANDO DE NORONHA

O equipamento instalado tem uma potência de 75 kW e está fixado numa torre de 23m de altura, com hélices de 17m de diâmetro. Foi feito um investimento de cerca de US\$ 250.000,00 na instalação da turbina prevendo-se uma economia de cerca de 10% do óleo diesel consumido na geração de energia da Ilha.

O equipamento foi instalado em 1992 e produziu no período de 1992-1995 uma energia acumulada de 152.926 kWh. Com os resultados satisfatórios, a CELPE estudou a implantação de outro aerogerador na ilha, o que ocorreu no ano 2000.

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

1 Turbina Eólica de 75 kW

Passo Fixo

3 pás de 17m de diâmetro

Torre autoportante de base quadrada com 23m de altura

Gerador elétrico

Tensão Nominal 3 - 380 Vrms/60Hz

Fusível de linha de 200A

Potência Nominal de 90 kVA/75kW ($\text{fp}=0.93$)

Potência do Trafo de Acoplamento à rede de 75 kVA/380/13800 Vrms

Velocidade do vento

Nominal : 12m/s

Partida: 3,5m/s

7.1.2 - Projeto Morro do Camelinho

No biênio 1983-1984, a CEMIG realizou medições e avaliações do regime do vento no Morro do Camelinho. Essas medições demonstraram que a região se apresentava como promissora para o aproveitamento energético do vento, levando a CEMIG a escolher essa região para desenvolver novos estudos para a implementação de um sistema de grande porte.

No segundo semestre de 1992, esse projeto foi enquadrado no Programa Eldorado do Ministério da Ciência e Tecnologia do Governo Alemão, que oferecia recursos na ordem de 70% dos custos totais do projeto.

A usina foi instalada em 1994, no Morro do Camelinho e opera com capacidade de 1 MW e teve um custo total de US\$1.540.000,00 sendo US\$ 790.000,00 (51%) pagos pelo programa Eldorado do governo alemão e US\$ 750.000,00 (49%) custeados pela CEMIG e financiados pela FINEP. Para a velocidade de vento média do local, estimada entre 6 a 7 m/s (a 30 metros de altura) prevê-se uma produção média anual de energia elétrica entre 1500 e 1800 MWh (figura 17).



FIGURA 17 – FOTO DA FAZENDA EÓLICA EM MORRO DO CAMELINHO

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

4 Turbinas Eólicas de 250 kW cada

Rotor de eixo horizontal

3 pás de 26m de diâmetro

Torre tubular cônica de 30 metros de altura

Gerador elétrico assíncrono de polos chaveados,

Geração de 80/250 kW

Rotação de 900/1200 rpm

Tensão 380 V trifásico, 60Hz

Velocidade do vento

Nominal : 14m/s

Partida: 3m/s

Corte: 25m/s

Sobrevivência: 60m/s

7.1.3 - Projeto Porto de Mucuripe

A Companhia Energética do Ceará - COELCE inaugurou, em novembro de 1996, o parque anemoelétrico de Mucuripe. Esse parque eólico, figura 18, está instalado na Praia Mansa do Porto do Mucuripe, Município de Fortaleza do Estado do Ceará, e tem uma potência nominal de 1200 quilowatts, capaz de produzir cerca de 3,8 milhões de quilowatts-hora por ano, energia elétrica suficiente para abastecer uma cidade de 15.000 habitantes com 3.000 residências de porte médio.



FIGURA 18 – FOTO DA FAZENDA EÓLICA EM PORTO DO MUCURIBE

O projeto recebeu recursos subsidiados do Governo da Alemanha, através do "Programa Eldorado". A implantação foi viabilizada por um convênio de cooperação firmado entre a COELCE, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e a Companhia Docas do Ceará - CDC, com a interveniência das Secretarias Estaduais dos Transportes, Energia, Comunicação e Obras - SETECO e de Ciência e Tecnologia - SECITECE

O objetivo geral desse projeto foi demonstrar a viabilidade técnica e econômica da produção de eletricidade em escala comercial, através da energia eólica, no litoral do Ceará além de:

- Avaliar a confiabilidade e o desempenho operacional de sistemas de conversão de

energia eólica nas agressivas condições climáticas da costa cearense.

- Determinar as condições de competitividade econômica e custos envolvidos no projeto.
- Capacitar recursos humanos locais no dimensionamento, instalação, operação e manutenção de parques eólicos.
- Criar condições favoráveis para viabilizar o processo de transferência de tecnologia visando a produção local de componentes e equipamentos importados.
- Incentivar o setor privado a investir na geração de eletricidade através de fontes energéticas locais.

Características do sistema

O Parque Eólico Porto do Mucuri é composto de quatro aerogeradores de 300 kW de potência nominal cada, modelo TV 300 fabricados pela firma alemã Tacke Windtechnik, com as seguintes especificações técnicas:

Conversor Eólico-elétrico: orientação up-wind, rotor de três pás de eixo horizontal com 33m de diâmetro e velocidade de rotação de 23 a 35 rpm com controle por estol.

Características Operacionais: velocidade de partida: 3m/s, velocidade nominal: 14m/s, velocidade de parada: 25m/s, velocidade máxima suportável: 65m/s, operação automatizada.

Gerador Elétrico: dois estágios em montagem coaxial, assíncrono, 6/4 pólos, trifásico, 400V, 60Hz, 900/1200 rpm, fator de potência de 0.92, potência de 100 kW no 1º estágio e 300kW no 2º estágio.

Torre: cônica de duas seções, 40m de altura, confeccionada em aço com proteção dupla contra corrosão.

Sistema: freio (duplo), orientação de direção e supervisão/controlado.

Peso: pás: 3t. torre: 26t, nacelle: 20t, total: 49t.

7.1.4 - Projetos Prainha e Taíba

Ao ganhar a licitação para instalação de parques eólicos em parceria com a Coelce, a Wobben Windpower instalou o maior parque eólico da América Latina. Foi inaugurada em 29 de Abril de 1999 a Usina Eólica de Prainha com capacidade instalada de 10 MW, capacidade esta, suficiente para fornecer energia elétrica para uma cidade de aproximadamente 100 mil habitantes (figura 19).



FIGURA 19– FOTO DA USINA EÓLICA DE PRAINHA

Os vinte aerogeradores com capacidade de gerar até 500 kW cada, foram fabricados com alto índice de nacionalização pela Wobben Windpower, subsidiária da Enercon, fabricante alemã de aerogeradores que já havia instalado aproximadamente 2.200 aerogeradores em todo o mundo totalizando 1.100 MW de potência instalada em dezoito países até aquela data.

A Wobben também instalou outra usina na Praia da Taíba no município de São Gonçalo do Amarante – Ceará. Em Taíba, foram instaladas dez turbinas totalizando uma potência instalada de 5 MW inaugurada em janeiro de 1999 o que, desde então, fornece energia elétrica para a Coelce (figura 20).



FIGURA 20 – FOTO DA USINA EÓLICA DE TAÍBA

Uma característica interessante das duas usinas é que ambas foram instaladas sobre dunas, sendo assim a primeira experiência mundial no tipo especial de fundação para sustentação das turbinas.

Os investimentos da Wobben no Ceará ultrapassam US\$ 15 milhões. A Enercon transferiu toda a tecnologia de última geração através da Wobben a custo zero.

7.1.5 - Projeto de Palmas

Situada na altura do km 26 da BR-280, a 30 km da cidade de Palmas, as Centrais Eólicas do Paraná já mantém em operação cinco turbinas eólicas com potência de 500 kW cada, num total de 2,5 MW de potência instalada. A Centrais Eólicas do Paraná é uma sociedade da COPEL com a Wobben Wind Power, subsidiária brasileira da Enercon alemã, onde 30% dos investimentos foram recursos desembolsados pela COPEL e os demais 70% pela Wobben.

A energia gerada na Usina Eólica de Palmas foi vendida, através de contratos firmados no início de sua operação, a R\$ 78,65/MWh. Esse valor deveria ser reajustado anualmente segundo as regras fixadas pela ANEEL nos cálculos de

reajustes para o Valor Normativo.



FIGURA 21 – FOTO DA USINA EÓLICA DE PALMAS

Essa usina eólica é a primeira instalada na Região Sul do Brasil como previsto na primeira fase do projeto de expansão da energia eólica em Palmas (figura 21).

A tabela 3 mostra o detalhamento das três fases que estavam previstas para a expansão da energia eólica em Palmas.

Estava prevista, na segunda fase, a instalação de mais dezenove turbinas em um total de 9,5 MW de potência instalada. Para a terceira fase, ainda em estudos, previa-se a instalação de 50 MW por ano, entre os anos de 2000 a 2002.

O parque eólico de Palmas poderá se expandir até a capacidade de 200 MW e ficará entre os maiores parques eólicos do mundo. O custo de instalação está em torno de US\$900.00 a US\$1,000.00 por kW.

A usina eólica de Palmas utilizou todos os dados eólicos obtidos durante as observações para elaboração do Atlas Eólico do Paraná.

	Fases para os próximos investimentos em energia eólica no Paraná		
	1ª Fase	2ª Fase	3ª Fase
Objeto	Uma usina de 2,5 MW em Palmas	Mais 9,5 MW em Palmas	50 MW/ano entre 2000 e 2002
Fornecimento	7.000 MWh/ano por 20 anos	33.600 MWh/ano por 20 anos	Em estudos
Equipamento	5 turbinas eólicas modelo Enercon/WWp-40/br	19 turbinas eólicas modelo Enercon/WWp-40/br	Em estudos
Investimento	US\$3 milhões, na 1ª fase		

TABELA 3 – FASES DE INVESTIMENTO NA USINA EÓLICA DE PALMAS

Esse projeto já vinha coletando dados eólicos em todo o estado do Paraná já há seis anos da instalação da primeira turbina com o objetivo principal de identificar e medir o potencial energético das principais correntes de ar do estado. Segundo dados do potencial eólico da região de Palmas, onde a usina está instalada, é prevista a produção de 6.500 MWh, energia suficiente para suprir 2/3 da energia consumida no Município de Palmas.

7.2 – Autorizações da ANEEL para centrais geradoras eólicas

Analisando os dados apresentados pela ANEEL com relação ao acompanhamento das autorizações fornecidas, percebemos que houve um grande interesse dos empreendedores pela geração eólica nos últimos dois anos. Em 1998 foram autorizados dois empreendimentos correspondendo a 15 MW, em 1999 foi autorizado uma usina de 2,5 MW, em 2000 foram autorizadas trinta e oito usinas correspondendo a 3.337,65 MW e em 2002 foram autorizadas 46 centrais com 2.784,40 MW.

7.3 - Evolução mundial da geração eólica

O gráfico 1 apresenta a evolução cumulativa da capacidade eólico-elétrica instalada no mundo em MW, até 31/12/2001.

Como exemplo, apenas na Alemanha – densamente povoada – foram adicionados 1.668 MW eólico-elétricos no ano 2000, totalizando 6.113 MW instalados naquele país até 31/12/2000. Em 2000, o incremento da capacidade eólica também foi notável na Espanha e China.

A energia eólica tem apresentado crescimento acelerado em todo o mundo, e vem superando-se ano a ano.

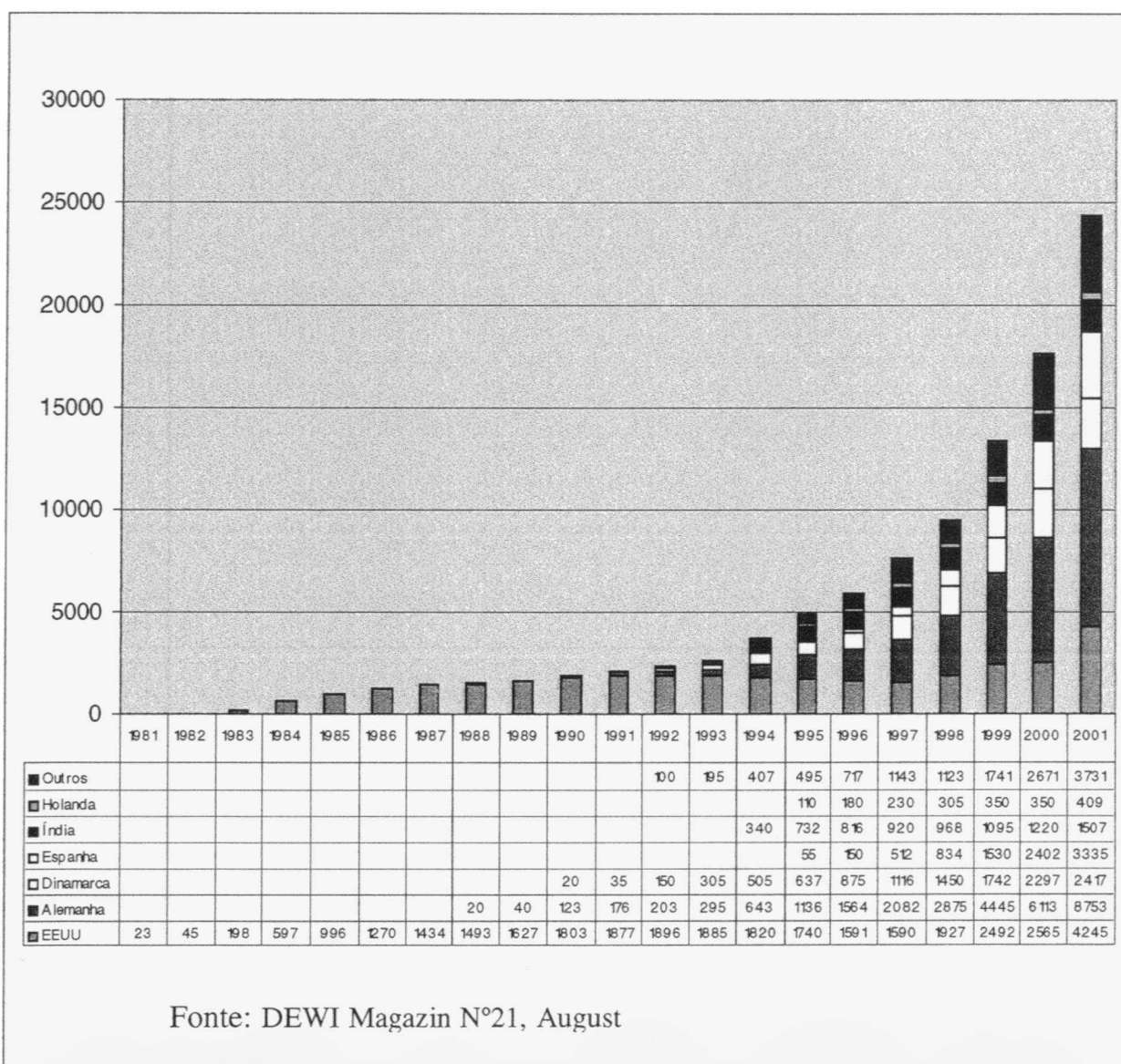


GRÁFICO 1 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA MUNDIAL INSTALADA EM MW.

O incremento em 2001 foi 41,97% o que vem a ser uma cifra muito

significativa. Normalmente os investimentos são feitos pela iniciativa privada, mas contam com muitos incentivos governamentais. Os locais do mundo de maior utilização de energia eólica são:

Europa – costas do Mar do Norte, incluindo Dinamarca, Alemanha, Holanda e Inglaterra; na Dinamarca já existe inclusive uma fazenda eólica "off-shore", ou seja, instalada no mar;

Estados Unidos – montanhas do Estado da Califórnia e no Estado do Texas.

O Brasil, com 22,17 MW instalados, ocupa a 23^a posição na lista dos produtores de energia eólica.

A tabela 4 apresenta a evolução em MW do mercado mundial em geração eólica dos anos de 1999 a 2001, mostrando um crescimento de 86% nos dois últimos anos, crescendo de 13.419 MW no final de 1999 para 24.941 MW no final de 2001, correspondendo a um valor maior que a potência instalada de ITAIPU, a maior hidroelétrica do mundo com 12.000 MW.

Em relação ao mercado europeu, a Alemanha, Espanha e Dinamarca mantêm-se no topo da lista. De um total de 4.527 MW instalados na Europa em 2001, 3.792 MW foram instalados nestes três países. Com 276 MW de incremento em geração eólica em 2001, a Itália teve um grande avanço, assim como no ano anterior onde acrescentou 178 MW. Em relação a outros países europeus entretanto o desenvolvimento da energia eólica parece estar estagnada.

Olhando a previsão para 2006 observa-se que a Europa continuará sendo o continente com o mais alto desenvolvimento em geração eólica nos próximos cinco anos. Para ter instalado em 2006 os 54.067 MW, a Europa deverá instalar anualmente 7.250 MW em turbinas eólicas nos próximos cinco anos.

CAPACIDADE INSTALADA EM EÓLICA (MW)				
	1.999	2.000	2.001	Previsão até 2.006
EUA	2.492	2.555	4.245	11.945
Canadá	127	140	214	1.214
América do Sul e Central	87	103	134	1.434
Total América	2.706	2.798	4.593	14.593
Alemanha	4.445	6.113	8.734	20.484
Espanha	1.530	2.402	3.550	11.850
Dinamarca	1.742	2.297	2.456	3.606
Itália	211	389	700	2.250
Reino Unido	356	409	525	3.875
Países Baixos	410	448	523	2.250
Grécia	87	189	358	1.198
Irlanda	73	118	129	729
Portugal	60	100	153	653
França	23	79	115	3.665
Áustria	42	78	86	286
Finlândia	38	38	40	365
Bélgica	9	9	34	229
Turquia	9	20	19	249
Noruega	13	13	17	787
Suíça	3	3	5	125
Outros países Europeus			51	651
Total Europa	9.307	12.972	17.812	54.067
Índia	1.095	1.220	1.456	4.256
China	182	340	406	1.706
Japão	68	150	357	1.657
Outros países Asiáticos	10	14	51	651
Total Ásia	1.355	1.724	2.270	7.737
Norte da África	3	3	137	912
Austrália e Nova Zelândia	48	71	106	1.156
Oriente Médio			18	253
Outros países			5	115
Total de outros continentes	51	74	266	2.436
Total no Mundo	13.419	17.568	24.941	78.833

Fonte: DEWI Magazin N°21, August 2002

TABELA 4 - EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA MUNDIAL E PREVISÃO PARA 2006.

No continente americano, o desenvolvimento da energia eólica também tem expectativas de crescimento no Canadá e em muitos países da América do Sul e

Central. Em particular no Brasil, que está sofrendo reflexos da crise, um desenvolvimento positivo é esperado. Na Ásia, Índia, Japão e China os mercados têm grande potencial para o futuro. A Índia e o Japão figuram entre os maiores desenvolvimentos do último ano, a Índia cresceu cerca de 40% e o Japão 190%. Um outro mercado interessante para o futuro é o da África do Norte. Espera-se instalar nos países da África do Norte 912 MW até 2006, o que corresponde a sete vezes o que temos instalado hoje. Na Austrália e Nova Zelândia o mercado também é promissor para a indústria de energia eólica. Para o ano 2006 a capacidade instalada chegará a 1.050 MW, o que é onze vezes a capacidade instalada hoje.

8 - TURBINAS EÓLICAS

8.1 - Classificação das Turbinas Eólicas

Normalmente as turbinas eólicas são divididas por potência instalada (potência nominal) em pequenas, médias e grandes (tabela 5):

Tamanho	Potência	Utilização
Pequeno	até 80 kW	Consumo próprio com fornecimento do eventual excedente de energia para a rede.
Médio	de 80 kW a 500 kW	Consumo próprio com fornecimento do excedente de energia para a rede ou só fornecimento para a rede.
Grande	maior que 500 kW	Fornecimento de energia para a rede.

TABELA 5 – CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS SEGUNDO A POTÊNCIA

Uma outra divisão por tamanho é apresentada por Molly (1990), na qual a seleção é feita pelo diâmetro do rotor D ou pela sua área A (tabela 6):

Tamanho	Diâmetro (m)	Área (m ²)
Pequeno	até 16	até 200
Médio	de 16 a 45	de 200 a 1600
Grande	maior que 45	maior que 1600

TABELA 6 – CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS SEGUNDO O DIÂMETRO DO ROTOR

A classificação das turbinas eólicas segundo o tamanho não está relacionada com aspectos econômicos. A viabilidade econômica das turbinas eólicas depende também do local, características do vento, distância aos centros de consumo, da finalidade (consumo próprio ou fornecimento para a rede) e das características da carga (ponta, carga média, carga mínima).

A questão dos custos e da viabilidade econômica será abordada detalhadamente na seção 9 desta monografia.

8.2 - Fabricantes de turbinas eólicas

Descreveremos, a seguir, algumas das principais empresas fabricantes de turbinas eólicas no mundo, mostrando a sua evolução nas últimas décadas e os seus produtos.

8.2.1 - WOBLEN WINDPOWER Indústria e Comércio Ltda.

A WOBLEN WINDPOWER Indústria e Comércio Ltda. produz componentes e turbinas eólicas para exportação e para o mercado interno, bem como projeta, instala, opera e presta serviços de assistência técnica a usinas eólio-elétricas no Brasil e na América Latina. A WOBLEN WINDPOWER também opera como Produtora Independente e/ou em associação com outras empresas, no fornecimento de energia elétrica oriunda de fonte eólica para concessionárias e/ou consumidores em geral.

A WOBLEN WINDPOWER é subsidiária da ENERCON GmbH, uma das líderes mundiais no mercado de conversores de Energia Eólica, e líder inconteste no maior mercado eólico da atualidade, a Alemanha, com 30% de participação desse mercado, frente a mais de uma dezena de empresas concorrentes.

As turbinas eólicas ENERCON apresentam uma excelente combinação de qualidade, capacidade de geração e economicidade. A ENERCON já instalou mais de 5.600 aerogeradores , totalizando mais de 4.300 MW, em 24 países.

A WOBLEN WINDPOWER em sua instalação fabril em Sorocaba - SP, produz o aerogerador ENERCON E-40, de 600kW, uma bem sucedida turbina eólica dessa classe, com mais de 3.300 unidades instaladas e operando com eficiência e lucratividade, em diversos países.

A WOBLEN WINDPOWER realizou importantes investimentos produtivos no setor eólico no Brasil, transferiu avançada tecnologia nessa área, criando uma massa crítica de conhecimentos tecnológicos e gerando empregos no país.

Venceu a licitação realizada pela COELCE - Companhia Energética do Ceará, para instalar duas Usinas Eólicas naquele Estado, com um total de 15 MW.

As Usinas Eólicas da Taíba (5MW) e Prainha (10MW) foram instaladas em prazo menor do que o previsto no contrato. A Usina da Taíba entrou em operação em Dezembro de 98 e a da Prainha em Janeiro de 99.

Em 23 de Setembro de 1997 assinou o Contrato com o governo do estado e com a COELCE, para o fornecimento de energia até o ano de 2015.

Esse contrato teve um caráter histórico, por ser a primeira vez na América do Sul que um Produtor Independente Privado fornece energia elétrica, oriunda de fonte eólica, a uma Concessionária.

Como decorrência, foram criadas duas novas empresas no Ceará, a Wobben Windpower Ceará Indústria e Comércio Ltda e a Centrais Eólicas Taíba Ltda.

Além dessa conquista pioneira, foi criada também uma empresa, denominada Centrais Eólicas do Paraná Ltda, em sociedade com a COPEL- Companhia Paranaense de Energia, para instalação de Usinas Eólicas no Estado do Paraná, sendo que a 1ª fase da Usina Eólica de Palmas, com 2.500 kW de capacidade instalada, está funcionando desde meados de janeiro de 99.

Em março de 2001, a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda,

subsidiária da ENERCON GmbH, entregou para a Municipalidad de Pico Truncado, na Província de Santa Cruz, Patagônia Argentina, o Parque Eólico Jorge Romanutti, com 1,2 MW de capacidade instalada, com dois aerogeradores E-40 de 600 kW cada, fabricados em Sorocaba-SP.

Em dezembro de 2001, a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda, contratada pela COELCE para operar a central de geração, instalou 4 aerogeradores E-40/600 kW no Parque Eólico do Mucuripe em Fortaleza - Ceará, em substituição aos 4 aerogeradores de 300 kW de fabricação da Tacke Windtechnik.

A Wobben Windpower tem procurado trabalhar como parceiro e fornecedor, para produtores de energia, provendo-os com as soluções eólico-elétricas eficazes e competitivas, em áreas do Brasil e da América do Sul que apresentam bom potencial para utilização da energia eólica

Características das turbinas eólicas ENERCON:

a) Acoplamento direto, rotor/gerador, eliminando a necessidade de caixa de engrenagens, o que resulta em enormes benefícios como: maior vida útil, menor custo de manutenção e ausência de problemas ocasionados pelo desgaste de engrenagens, troca de óleo e outros.

b) Rotação variável resultando em maior eficiência aerodinâmica, início de geração com velocidades baixas de vento, menor nível de ruído.

c) Conversor e gerenciador de energia para estabilizar redes fracas, com qualidade superior de energia, sem harmônicos e maior segurança operacional.

d) Controle ativo das pás do rotor por ângulo de passo que permite melhor controle de potência e maior segurança em qualquer regime de ventos.

e) O gerador em anel E-40 é acionado diretamente pelo rotor. O gerador multipolar ENERCON está baseado no princípio de uma máquina síncrona. Opera na faixa de 231 a 400 VCA. O inversor controlado por pulsos desenvolvido pela ENERCON, o qual é alojado na torre de aço, alimenta uma corrente alternada senoidal de 3 x 400V AC +/- 10% /50 Hz (60 Hz) na subestação integrada à planta.

Ao longo da completa faixa operacional do gerador E-40, a eficiência atinge até 94%. Comparando com geradores similares usados em hidrelétricas, o gerador E-40 sobressai-se por seu pouco peso. Devido à baixa velocidade rotacional e da grande seção transversal do gerador, o nível de temperatura é relativamente baixo e está sujeito a poucas variações, minimizando a tensão mecânica, o envelhecimento do material e de seu isolamento (ENERCON, 2001).

f) Para a conexão à rede, a corrente do gerador será retificada, invertida e transformada numa forma e valor de corrente conforme exigido pelo serviço de utilidade pública. Dependendo da relação de fase da tensão da rede e a capacidade de energia do gerador, será gerado um valor de referência de corrente. De acordo com este valor de referência, a corrente contínua será invertida em corrente alternada. O valor real será comparado ao valor de referência e atualizado a cada 100 ms. A forma de corrente é senoidal e sem conteúdos harmônicos significantes. Para permanecer dentro dos limites, um filtro de alta frequência reduzirá os conteúdos harmônicos.

Um circuito intermediário CC realiza um acoplamento elástico do gerador com a rede. Este acoplamento elástico minimiza as flutuações de baixa frequência. Devido a este fato, a capacidade de energia do E-40 pode ser controlada precisamente na faixa de 5 kW a 600 kW de modo que não ocorrerão flickers (flutuações de voltagem de baixa frequência) importantes.

A faixa operacional para operação em paralelo com a rede é limitada pela tensão mínima e máxima de rede. Esses dois valores (subtensão e sobretenção) podem ser estabelecidos separadamente como limites para a operação do E-40. Um valor mínimo e máximo pode também ser estabelecido para a frequência. A qualidade de energia necessária pode ser garantida continuamente e a rede alimentada.

Caso esses limites não sejam mantidos, o E-40 será imediatamente desconectado da rede. Pelo fato de não existirem capacitores de compensação, a tensão e a frequência serão interrompidas imediatamente. O inversor E-40 será desconectado da rede num curto espaço de tempo. Subseqüentemente, mesmo picos de corrente de

curta duração podem ser excluídos.

As principais características do equipamento fabricado pela Wobben Windpower estão listadas na tabela 7.

Turbinas WOB BEN Windpower / ENERCON GmbH modelo E-40	
Modelo	E-40
Vento Classe I	
Potência nominal	600 kW
Diâmetro do Rotor	40 m
Vento Classe II	
Potência nominal	500/600 kW
Diâmetro do Rotor	42-44 m
Altura do eixo	44-78 m (várias opções de torres e bases)
Rotor com controle ativo de ângulo de passo das pás	
Tipo	Na frente da torre
Sentido de rotação	Horário
Número de pás	3
Área varrida pelas pás	1276/1385/1521 m ²
Comprimento das pás	19/20/21 m
Material das pás	Fibra de vidro (reforçado com epoxy), com proteção total contra descargas atmosféricas
Velocidade do rotor	variável, 18-38/18-36/18-34 rpm
Velocidade de Ponta de Pá	38-80/40-80/41-78 m/s
Controle de potência	3 sistemas elétricos de acionamento sincronizado do ângulo de passo das pás, com suprimento reserva de energia para emergências
Gerador	
Eixo	Rígido
Mancais	Rolamentos de esferas em fila dupla
Gerador	Gerador de anel ENERCON com acionamento direto rotor/gerador
Alimentação da rede elétrica	Conversor ENERCON
Sistemas de frenagem	3 sistemas independentes de controle do ângulo de passo das pás freio de rotor trava de rotor para serviço e manutenção
Controle de orientação	Ativo por engrenagens, amortecimento por atrito
Velocidade do vento - início de produção	2,5 m/s
Velocidade do vento - potência nominal	12,0 m/s

TABELA 7 - CARACTERÍSTICAS DA TURBINA MODELO E-40

8.2.2 - Südwind Energy Company/NORDEX

Outra empresa fabricante de turbinas é a a Südwind Energy Company. A Südwind Energy faz parte da Nordex Group – um dos líderes mundiais no suprimento de turbinas eólicas. O foco principal está em unidades de alta capacidade, todas na faixa de megawatt, um crescimento grande no setor. A Nordex constrói uma larga série de turbinas eólicas no mundo como a Nordex N-80 (2.5 megawatt de capacidade), Südwind S-70 (1.5 megawatt de capacidade) and Südwind S-77 (1.5 megawatt de capacidade). O Grupo também produz uma série de máquinas pequenas para atender mercados externos em desenvolvimento. A Nordex está em atividade em todo o mundo.

A Nordex está concentrando sua capacidade para o desenvolvimento técnico de hélices de rotores com comprimentos acima de 40 metros. Este é o caminho para o desenvolvimento de máquinas mais eficientes e economicas.

Nordex AG é a empresa holding que gerência e controla cem por cento as suas subsidiárias, Nordex Energy GmbH, Südwind Energy GmbH, NPV Planung & Vertrieb GmbH, Nordex Rotor GmbH, Nordex Automation GmbH. Desde 1985, a Nordex Group já instalou mais de 1.700 turbinas eólicas com uma capacidade juntas de mais de 1.000 megawatts.

A NORDEX oferece aos consumidores turbinas de potência variando de 250kW a 2.500kW. A NORDEX foi fundada na Dinamarca em 1985 e desde então apresentou uma evolução notável no campo do aproveitamento da enrgia eólica:

1985 A NORDEX é fundada na Dinamarca

1987 Começa a produção de turbinas eólicas de 250 kW

1992 Começa a produção na Alemanha

1995 Montagem da primeira turbina com potência superior a um Megawatt

1996 Balcke Dürr AG adquire 51% da NORDEX

1998 Balcke Dürr AG aumenta sua participação para 75%

1999 Instalada a milésima turbina eólica NORDEX

2000 A NORDEX AG começa a fabricação das turbinas da série 2.5 MW

2001 Começa a produção industrial das pás do rotor

A Nordex desenvolve todas as atividades de venda, financiamento e gerenciamento de projeto, pesquisa, desenvolvimento e produção de turbinas eólicas, produção de torres tubulares e treliçadas, pás de rotores e demais componentes para as suas turbinas. Efetua também a montagem e instalação das turbinas e atende contratos de prestação de serviços em turbinas eólicas.

A Nordex desenvolveu e está construindo sistemas de geração eólicas com turbinas de 5MW para uso em alto mar, denominadas “Offshore”. Todos os componentes desse sistema estão sendo desenvolvidos de forma a serem resistentes ao movimento das ondas e protegidas contra a corrosão. Requerem um mínimo de serviço de manutenção e são controladas remotamente. As principais características desse equipamento são:

Potência nominal: 5MW

Diâmetro do rotor: 115m

Altura do centro do rotor maior que 85m

Velocidade variável

Sem ajuste hidráulico das lâminas

Sistema de lubrificação automática

Transformador integrado no Nacele

8.2.3 - AN Windenergie GmbH/BONUS

Outra grande empresa, com mais de 10 anos trabalhando no campo de energia eólica é a AN Windenergie GmbH.

O desenvolvimento de turbinas eólicas tem sido o foco principal da companhia. Atualmente 90 empregados estão trabalhando nesta divisão. Começando com o desenvolvimento de pequenas turbinas, foram ganhando conhecimento e

experiência no complexo campo tecnológico das turbinas eólicas ao longo dos anos.

Para a produção de grandes turbinas bem como para pesquisa e desenvolvimento de projetos a AN estabeleceu um plano a longo termo de cooperação com a BONUS Energy A/S, um fabricante dinamarquês com alto grau de reputação no mercado. Através desta cooperação a AN pode beneficiar-se de mais de 10 anos de experiência em desenvolvimento e operação de turbinas eólicas e foi capaz de ganhar uma considerável fatia do mercado alemão.

A faixa de produtos da AN BONUS inclui turbinas eólicas com capacidade de 300 kW a 1,3 MW, apresentadas na tabela 8. Todas as turbinas são operadas com três hélices, regulação estol, freios de ponta da pá e montadas em torres tubulares. As turbinas são certificadas por institutos independentes com respeito a curva de potência e emissão de ruído.

Com mais de 600 turbinas eólicas vendidas, a AN é uma das líderes no suprimento de turbinas na Alemanha. Junto com a BONUS Energy A/S mais de 3.000 turbinas eólicas foram instaladas no mundo. A tabela 8 mostra o tamanho das turbinas fabricadas pela NA.

Tipo	Diâmetro do rotor	Altura do eixo
AN BONUS 300 kW/33	33 metros	30 e 40 metros
AN BONUS 450 kW/37	37 metros	30 e 40 metros
AN BONUS 600 kW/44	44 metros	40, 50, 55 e 58 metros
AN BONUS 1 MW/54	54 metros	50, 60 e 70 metros
AN BONUS 1.3 MW/62	62 metros	68, 80 e 90 metros

TABELA 8 - TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS DA AN BONUS

Todas as turbinas operam automaticamente. O controle computadorizado otimiza as saídas sob todas as condições de vento garantindo eficiência e economia. Para o consumidor e para a AN Service todos os dados estão disponíveis para monitoramento do sistema a qualquer tempo.

Um exemplo de projeto implantado é a fazenda eólica executada para a

Hainan Guoxin Energy Co. (HGEC) de 7,2 MW, contando com 12 turbinas AN Bonus de 600kW/44 instaladas em fila, direcionadas norte-sul a uma distância entre elas de aproximadamente 250m. A fazenda está localizada próximo a Dongfang Seaport na costa oeste da Ilha Hainan na China. Estava prevista uma produção de mais de 17 GWh. A instalação foi executada entre janeiro e abril de 1997.

8.2.4 - Thyssen Rheinstahl Technik Projektgesellschaft mbH

Outro fabricante de turbinas eólicas é a alemã Thyssen Rheinstahl Technik Projektgesellschaft mbH que é afiliada a Thyssen Rheinstahl Technik GmbH que pertence ao ThyssenKrupp Serv Group. A companhia tem décadas de experiência internacional em construção de usinas e gerenciamento de projetos. A companhia está se beneficiando da rede de ramificações do ThyssenKrupp pelo mundo inteiro para garantir um rápido contato com os consumidores. Tem um estreito relacionamento com o mercado de financiamento internacional trazendo facilidades para financiamento de uma grande gama de projetos.

Dependendo das condições locais podem ser projetadas turbinas de 600 kW até 2.000 kW.

A gama de serviços abrange desde a identificação do local, estudos de viabilidade, contratos “turn-key”, projetos de financiamento e formação de comércios com financiadores e empresas locais.

Alguns projetos implantados e em desenvolvimento de fazendas eólicas em regime “turn-key”:

- a) Renewable Energy Ireland Dublin/Ireland: 21 turbinas com potência total de 6,45 MW.
- b) Taff-Ely Wind Farm Ltd./Milton Keynes/Great Britain: 20 turbinas com potência total de 10 MW.
- c) PEESA/Madrid/Spain: 12 turbinas com potência total de 6 MW.
- d) BVT Windpark Renkenberge/Sustrum/GmbH & Co KG

Renkenberg/Germany: 32 turbinas com potência total de 48 MW.

e) Em construção na Espanha: 132 turbinas com capacidade total de 100 MW.

8.3 – Participação dos fabricantes no mercado mundial

Percebemos que a atuação é intensa por parte dos fabricantes no desenvolvimento e pesquisa de turbinas eólicas. A evolução é percebida pelo aumento da potência das turbinas e pelo diâmetro das pás do rotor.

O gráfico 2 representa a fração que os principais fabricantes de turbinas eólicas do mundo produziram e venderam em 2001.

Observamos que a Alemanha e a Dinamarca participaram com 68% do mercado mundial de turbinas eólicas de um total de 6.824 MW instalados em 2001 e são os dois principais países fabricantes de turbinas no mundo.

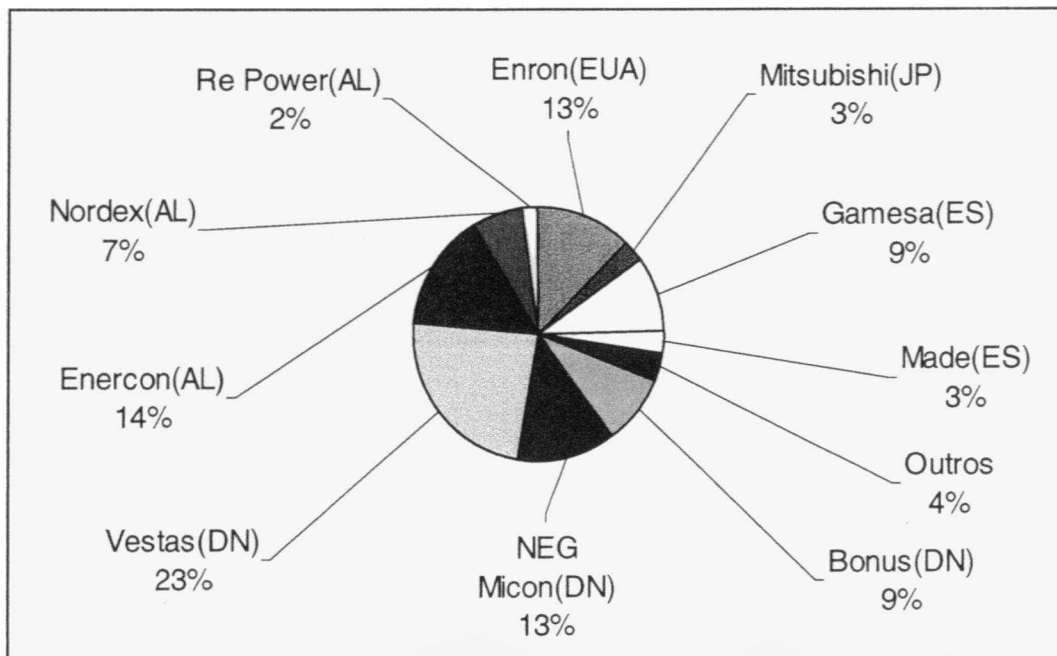


GRÁFICO 2 - FRAÇÃO DOS FORNECEDORES DE TURBINAS EÓLICAS EM 2001.

Fonte: DEWI Magazin N°21, Agosto 2002

As empresas BONUS, MICON e VESTAS pertencentes a Dinamarca

participaram na venda de 45% das turbinas, sendo o país que mais exportou em 2001.

As empresas ENERCON, NORDEX e REPOWER pertencentes a Alemanha participaram na venda de 23% das turbinas eólicas em 2001.

As empresas espanholas, GAMESA e MADE ficaram com 11% do mercado, a americana ENRON ficou com 13%, a japonesa MITSUBISHI com 3% e os demais fabricantes mundiais com os restantes 4% do mercado.

Estes dados mostram quais são os principais fornecedores de turbinas eólicas existentes no mercado mundial atualmente.

8.4 - Turbinas para uso doméstico

Além dessas empresas especializadas em máquinas de grande porte existem muitos outros fabricantes de turbinas eólicas pequenas para várias aplicações. A tabela 9 mostra uma série de modelos de turbinas eólicas de pequeno porte disponíveis. Apesar de nessa tabela ser apresentado apenas um fabricante existem muitos outros com uma gama bastante variada de geradores eólicos basicamente voltados para uso doméstico.

Nota-se que o custo, como era de esperar, se apresenta sensivelmente superior ao das unidades de grande porte.

Modelo e Acessórios	Potência	Tensão(cc)	Fabricante	Preços (R\$)
<u>Turbina Gerar1000</u> Modelo Marinizado. Controle Externo. Conjunto completo.	1.000 W	24 V	Enersud	4.950,00
<u>Turbina Air Wind 403</u> Modelo Naval Controlador de cargas interno	400 W	12/24/48 V	Southwest	3.850,00
<u>Turbina Air Wind 403</u> Modelo Rural Controlador de cargas interno	400 W	12/24/48 V	Southwest	2.950,00
<u>Turbina Air-X Wind</u> Modelo Naval Controlador de Carga interno.	400 W	12/24/48 V	Southwest	3.900,00
<u>Turbina Air-X Wind</u> Modelo Rural Controlador de Carga interno.	400 W	12/24/48 V	Southwest	3.050,00
Turbina Whisper H40 Modelo Rural Incluindo estaís para 15 m, SEM os tubos. Controlador de cargas externo: EZ-Wire.	900 W	24 V	Southwest	8.535,00
<u>Turbina Whisper H80</u> Modelo Rural Incluindo estaís para 15 m e controlador externo de cargas - SEM os tubos	1.000 W	24 V	Southwest	10.896,00
<u>Turbina Whisper 175</u> Modelo Rural :Incluindo estaís para 23 m, SEM os tubos. Controlador de cargas externo: EZ-Wire, com possibilidade de arranjo misto com painéis solares.	3.200 W	48 Vcc	Southwest	28.885,00
Kit de acessórios de instalação para embarcações: Torre de 3m (tubos em alumínio), com ferragens em aço inox			Southwest	875,00
Kit de acessórios de instalação para terreno: Torre de 7 m, com estaís e ferragens - SEM os tubos			Southwest	750,00
Kit de acessórios de instalação para terreno: Torre de 14 m, com estaís e ferragens - sem os tubos.			Southwest	1.145,00
Kit de acessórios de instalação para paredes (muros ou telhados) com amortecedores de vibração - sem os tubos			Southwest	500,00
Jogo de pás (3 unidades) para turbina Air Wind 403			Southwest	500,00

Fonte: <http://www.energia-alternativa.com.br>, referência 08/11/02

TABELA 9 – TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS DOMÉSTICAS FABRICADAS PELA SOUTHWEST

As turbinas são para uso naval e rural principalmente.

Maiores detalhes sobre a turbina Whisper H80 para uso rural no bombeamento de água submersa ou de superfície são apresentados na tabela 10.

Whisper H80 - 24 Vcc	
Diâmetro do Hélice:	3,0 m
Peso (somente turbina):	30 kg
Velocidade de Partida:	3,1 m/s
Potência de Pico:	1.000 W a 10,5 m/s
Montagem (Poste - diâmetro):	63,5 mm
Garantia:	2 anos

Fonte: <http://www.energia-alternativa.com.br>

TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DA TURBINA EÓLICA WHISPER H80

A maior turbina desta família, Whisper 175, entrega mais de 3.200 W de potência para instalações que demandam grande potência de geração. Com mais de 15 anos de histórico operacional, a Whisper 175 tem provado ser silenciosa e confiável.

A turbina possui duas vezes a área de pás da Whisper H80, proporcionando o dobro da potência gerada a 5,4 m/s.

Dependendo da intensidade dos ventos disponíveis no local da instalação, ela poderá suprir todas as necessidades de energia de uma casa. Apresenta as seguintes especificações técnicas:

Diâmetro da Hélice: 4,5m

Pás: Fibra de Carbono Reforçada

Velocidade de Partida: 3,1 m/s

Tensão: 48 Vcc (corrente contínua)

Potência de Pico: 3.200 W a 12 m/s

Peso: 70 kg

Controlador (incluído): 200 A EZ-Wire

Garantia: 2 anos (substituição total de peças)

O uso de controle de ângulo das pás da turbina, da ANGLE-FURL, é muito efetivo e constitui um meio silencioso e seguro de proteger a turbina Whisper 175 contra ventos fortes. Ao contrário de outras turbinas, que perdem até 80 % da sua

potência de saída, quando submetidas a fortes ventos, a Whisper 175 mantém sua potência máxima de saída.

Acompanha a turbina um controlador de carga externo EZ-Wire desenvolvido para controlar simultaneamente correntes geradas pela turbina e por painéis solares, em um arranjo misto, evitando sobrecarga do banco de baterias.

9. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO PROJETO DE UMA CENTRAL EÓLICA

Utilizaremos os dados do trabalho apresentado no VIII Seminário de planejamento econômico-financeiro do setor elétrico, realizado em Brasília em outubro de 2000 onde é feita a análise da viabilidade econômico-financeira de utilização do potencial eólico da região Nordeste para produção de energia elétrica, considerando o novo modelo do setor elétrico.

O estudo refere-se ao projeto de uma Central Eólica de 50 MW nesta região, com base em dados preliminares de ventos coletados no período de 1993 a 1995.

9.1 - Introdução

Alguns modelos computacionais foram utilizados para auxiliar a avaliação deste projeto, como o programa ALWIN, que estima o potencial de produção de energia eólica, o NEWAVE, para determinação dos custos marginais de operação do sistema e valores de geração das usinas, e finalmente o ANAFIN, para avaliação econômico-financeira do projeto, com utilização de cenários, através de análise determinística e probabilística. O estudo foi realizado no cenário da reestruturação do setor elétrico, que teve como principal característica a desverticalização das atividades, o mercado devendo tornar-se competitivo nos segmentos de produção e comercialização. Para o funcionamento deste modelo, foram usadas as figuras dos agentes operador, planejador e regulador, desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Comitê Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (CCPE) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), respectivamente, e o

Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Dado este cenário para o setor elétrico, a CHESF vinha realizando estudos no sentido de viabilizar a inserção de centrais eólicas no seu sistema, tendo em vista atender essa demanda no curto prazo, considerando o significativo potencial eólico da região, 39,2 GW, em comparação com os 57,8 GW no Brasil, dados da época, que hoje já chega a 143 GW, a maturidade tecnológica alcançada pela geração de eletricidade a partir de fonte eólica e a existência de produção nacional de equipamentos.

Devido à dificuldade de financiamento e os riscos financeiros envolvidos para a implantação de projetos de geração hidráulica de grande porte, a matriz energética nacional de geração de eletricidade, predominantemente hidráulica, tende a ser alterada com a entrada de outras fontes de energia com participação do setor privado nos investimentos. No Nordeste, por exemplo a participação da energia hidráulica na matriz de oferta energética é de 96% representando 10,7 GW.

9.2 - Objetivo

O objeto desta avaliação, é o projeto de uma Central Eólica de 50 MW de potência a ser instalada na região Nordeste, no estado do Ceará, elaborado pela CHESF em Julho/2000. Esta Central tinha como premissa um cronograma de instalação previsto para Janeiro/2001 e investimento total fixado em US\$ 50 milhões.

Centrado neste projeto, o estudo tem como principais objetivos:

- avaliar a viabilidade econômico-financeira de uma Central Eólica, através de análise de sensibilidade e de risco hidrológico, com a utilização de diferentes cenários;
- contribuir para estudos de avaliação de usinas eólicas, visando o aproveitamento desta fonte no mercado de energia elétrica.

As principais características do projeto são:

- capacidade instalada de 50 MW ;
- fator de capacidade total de 38,12% (média anual), decorrente da relação

entre a potência elétrica média e a potência instalada, considerando-se um fator de disponibilidade de 95% além de outras perdas, tais como eficiência dos arranjos das turbinas e perdas elétricas, levando um rendimento global estimado em 90%;

- vida útil de 20 anos;

- custo variável de operação de R\$ 16,20 por MWh.

9.3 - Metodologia

Inicialmente, foi feita uma estimativa preliminar da produção mensal de energia elétrica, com base em um parque eólico de 50 MW de potência, utilizando o programa computacional ALWIN.

Em seguida, utilizou-se o modelo NEWAVE que mediante simulação do sistema integrado determina a geração para cada subsistema ao longo do tempo de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação. Este custo é composto pelo custo variável das usinas térmicas e pelo custo atribuído às interrupções futuras de fornecimento de energia.

A estratégia de operação é determinada para todas as combinações de níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas, estados do sistema discretizadas convenientemente e a simulação é feita usando um grande conjunto de séries hidrológicas sintéticas, sempre considerando as limitações de intercâmbio entre subsistemas. O programa NEWAVE implementa uma nova metodologia para a solução do problema de otimização das estratégias da operação hidrotérmica a longo prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico a nível de sistema, baseada em Programação Dinâmica Dual Estocástica.

Este programa foi utilizado para determinar os valores de geração e do respectivo custo marginal do subsistema 3 (Região Nordeste), considerando 2000 séries hidrológicas sintéticas, o programa de implantação das 49 térmicas previstas no Plano Decenal do Setor (Portaria MME no 43 de 25/02/2000) e a previsão da demanda para os próximos anos.

Como resultado tem-se o valor esperado da energia gerada para cada usina térmica e o conjunto de usinas hidrelétricas de cada subsistema, respeitando as possíveis restrições operativas e os custos marginais de operação, que servirão de indicação para a definição do preço do Mercado Atacadista de Energia. Finalmente, após a obtenção dos resultados do NEWAVE, partiu-se para a quantificação econômico-financeira da Central Eólica. Para isso, foi utilizado o modelo ANAFIN, desenvolvido inicialmente para avaliar projetos térmicos e hidráulicos, com a adequação necessária para a simulação, tanto determinística quanto probabilística de unidades eólicas.

Foram analisadas três alternativas, em função dos níveis de contratação de 70, 85 e 100% da energia a ser comercializada, correspondente a uma potência líquida de 19,1 MW, a uma tarifa de R\$ 100,90 por MWh com base no Valor Normativo, considerando uma variação nas taxas de juros do financiamento do capital de terceiros em 2%, 6% e 12%.

Considerou-se o projeto com aerogeradores espaçados entre si de 5 x 7 diâmetros do rotor, com um fator de disponibilidade de 95% e outros fatores de perda que resultaram em um rendimento global de 90%, procurando seguir de forma conservadora o padrão internacional de fatores de disponibilidade e eficiência de arranjos dessas máquinas.

Para avaliação econômico-financeira, através do ANAFIN, foram consideradas as três alternativas, em função dos níveis de contratação da energia acima citados, com variação no parâmetro taxa de juros. A avaliação financeira do projeto foi feita através dos fluxos de caixa obtidos e descontados sob duas perspectivas: Investimento Total, considerando o Custo Médio Ponderado de Capital, e Investidor, através da utilização do Custo do Capital Próprio.

Este programa permite as seguintes combinações de análise de sensibilidade: Cenários X Perspectivas X Índices (VPL, TIR, TEQ) X Parâmetros (Custo do Capital Próprio, Tempo de Estudo, Tarifa de Energia, Preço do

Combustível, Alavancagem).

9.4 - Principais dados de entrada

Como entrada para este modelo, foram utilizados os seguintes dados:

- Investimento US\$ 50 milhões (US\$1,000/kW)

- Estrutura de Financiamento:

Participação de recursos próprios – 20%

Participação de recursos de terceiros – 80%

- Condições de Financiamento

Taxa de juros - 2%, 6% e 12% a.a.

Carência - 2 anos

Prazo para amortização - 15 anos

Sistema SAC - capitalização mensal

- Vida útil: 20 anos

Período de estudo: 20 anos

Despesas e impostos

COFINS (%) 3,0

PIS (%) 0,65

Contribuição Social (%) 9,0

Fiscalização (%) 0,5

RGR (%) 3,0

CPMF (%) 0,38

Depreciação (%) 5,0

Imposto de Renda (milhões R\$)

Faixa 1 - 15%

Faixa 2 - 25%

Operação e Manutenção

Fixo 0,72 (milhões R\$)

Variável 16,20 (R\$/MWh)

Custo do capital próprio (%) 15,65

Taxa de Juros de Longo Prazo (%) 12,00

Dados Técnicos

Potência total instalada 50 MW

Fator de disponibilidade (%) 38,12

Potência Líquida média 19,1 MW

Tarifas e Contratos de Energia

Energia Gerada - 19,1 MWmês

Energia Contratada - 13,4 MWmês (70%)

- 16,2 MWmês (85%)

- 19,1 MWmês (100%)

Tarifa de Energia Contratada - 100,90 (R\$/MWh)

Taxa de Câmbio: 1,80 (R\$/US\$)

9.5 - Resultados

9.5.1 - Programa ALWIN

O litoral nordestino é caracterizado pela predominância dos ventos alísios, que ocorrem com maior intensidade no segundo semestre do ano, área onde se concentra a grande carga de consumo elétrico. Este fato representa, assim, um grande potencial para a geração de eletricidade podendo contribuir de maneira significativa para a otimização do sistema elétrico nacional, hoje interligado em todo país.

O grande manancial do Nordeste provém do rio São Francisco, detentor de uma vazão média natural de 2.800 m³/s, que tem um regime hidrológico com período seco nos meses de maio a outubro, sendo novembro o mês mais crítico em termos energéticos, época em que o reservatório de Sobradinho, que faz a regularização das usinas da CHESF, encontra-se nos menores níveis. A tabela 11 apresenta o resultado da estimativa de produção média mensal de eletricidade e respectivos fatores de capacidade de um parque eólico hipotético com capacidade instalada de 50 MW.

MÊS	GWh	FC	MÊS	GWh	FC
Jan	7,44	20,01	Jul	14,95	40,19
Fev	3,73	11,12	Ago	20,39	54,81
Mar	7,19	19,32	Set	23,67	65,75
Abr	5,85	16,25	Out	23,73	63,78
Mai	9,22	24,80	Nov	22,13	61,47
Jun	9,85	27,36	Dez	19,56	52,58

TABELA 11 - ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA (GWH) E FATOR DE CAPACIDADE (FC)

Observa-se uma produção nitidamente maior no segundo semestre do ano, o que poderá contribuir juntamente com outras usinas, eólicas ou térmicas, para aumentar a oferta no período de maior carência energética, inclusive possibilitando o acúmulo de água nos reservatórios das hidrelétricas para atendimento no horário da ponta do sistema elétrico.

O gráfico 3 mostra a normalização, valores mensais divididos pela média anual, da energia eólica gerada e da energia natural hidráulica afluyente no reservatório de Sobradinho, sistema regularizador de vazão das usinas da CHESF no rio São Francisco.

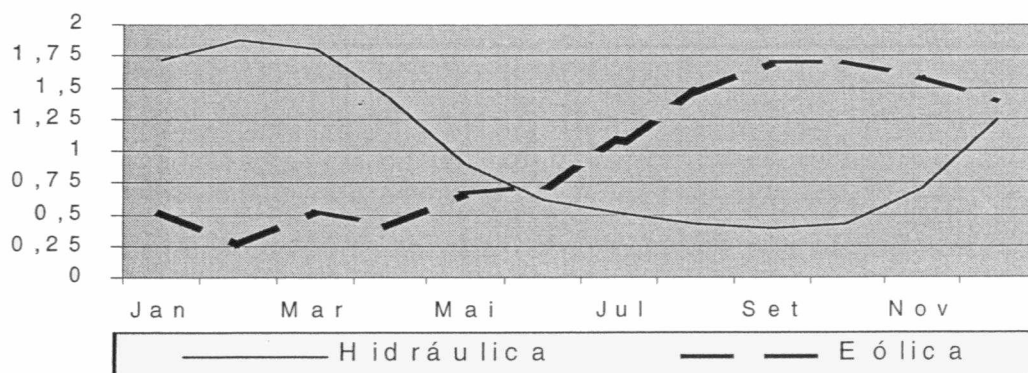


GRÁFICO 3 - REGIMES SAZONAIS: ENERGIAS EÓLICA E HIDRÁULICA

Observa-se uma maior produção de energia eólica exatamente quando as afluições ao sistema hidrelétrico são menores caracterizando uma complementaridade

sazonal da oferta de energia nos dois subsistemas. Esta correlação negativa entre as vazões afluentes e a curva de disponibilidade de energia eólica cria uma oportunidade para este tipo de geração elétrica no mercado regional, aproveitando inclusive a época em que os custos marginais e portanto as tarifas no mercado spot são mais elevadas.

9.5.2 - Programa NEWAVE

Como resultado da simulação do NEWAVE, foram obtidas 2000 séries dos custos marginais de operação e dos níveis de geração da Central Eólica, para os vinte anos de estudo. O comportamento dos custos médios de geração mostrou que em janeiro/2001, entrada em operação da Eólica, o custo marginal médio situou-se em R\$ 143,11/MWh, acima do preço contratado, que baseou-se no valor normativo. Com a entrada das térmicas os custos marginais médios diminuíram sensivelmente, variando no intervalo de R\$ 37,37/MWh a R\$ 70,18/MWh, com uma leve tendência de alta ao longo do período de estudo. A Usina Eólica, com um Custo Operativo de R\$ 16,20 por MWh, menor que as térmicas, se dispuser de capacidade de geração, será despachada, observando o critério de decisão da operação a mínimo custo.

9.5.3 - Programa ANAFIN

9.5.3.1 - Análise financeira (determinística)

Foram obtidos resultados para as três alternativas através dos índices do Valor Presente Líquido - VPL, Taxa Interna de Retorno - TIR, Tarifa de Equilíbrio - TEQ e Investimento de Equilíbrio (INVEQ), sob a perspectiva do Investimento Total e do Investidor.

Foram realizados estudos de sensibilidade do VPL e da Taxa de Juros de Equilíbrio em relação à variação do parâmetro Tarifa de Energia Firme, com vistas a medir os efeitos sobre a rentabilidade do projeto, através dos fluxos de caixa gerados e a partir da receita definida com o estabelecimento dos contratos bilaterais e das despesas resultantes do custo de operação da energia gerada.

Na perspectiva do Investimento Total, tabela 12, constata-se que o maior valor do VPL foi de R\$ 42,26 milhões, obtido na Alternativa 3, com um nível de 100%

de contratação de energia e um custo de financiamento de 2%. O aumento deste custo para 6% provocou uma redução do VPL para R\$ 20,02 milhões.

O projeto ainda se apresenta viável com um nível de contratação de 85%, para as taxas de juros de 2 e 6% utilizadas no financiamento. Com um nível de contratação de 70%, o projeto apresenta-se viável apenas para a taxa de 2%. Com o custo de financiamento de 12%, o projeto apresenta-se inviável nas três alternativas analisadas.

ANÁLISE DETERMINÍSTICA – PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL									
Contrato de Energia	ALTERNATIVA 1 - 70%			ALTERNATIVA 2 - 85%			ALTERNATIVA 3 - 100%		
Tx Juros	2%	6%	12%	2%	6%	12%	2%	6%	12%
VPL MÉDIO (MMR\$)	0,05	-15,09	-32,01	20,78	2,16	-18,66	42,26	20,02	-4,83
TIR (%)	4,21	4,21	4,21	6,69	6,69	6,69	9,05	9,05	9,05
TEQ (R\$/MWh)	100,85	119,34	151,43	83,42	98,72	125,26	70,75	83,73	106,25
INVEQ (MMR\$)	90,02	0	0	100,28	91,25	0	110,69	101,48	0

TABELA 12 – ANÁLISE DETERMINÍSTICA, PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL

Na perspectiva do Investidor, tabela 13, o projeto apresenta uma menor rentabilidade, sendo viável apenas na alternativa 3 para as taxas de financiamento de 2 e 6 % e na alternativa 2 com a menor taxa de financiamento.

ANÁLISE DETERMINÍSTICA – PERSPECTIVA DO INVESTIDOR									
Contrato de Energia	ALTERNATIVA 1 - 70%			ALTERNATIVA 2 - 85%			ALTERNATIVA 3 - 100%		
Tx Juros	2%	6%	12%	2%	6%	12%	2%	6%	12%
VPL MÉDIO (MMR\$)	-5,08	-14,43	-34,08	4,25	-4,22	-20,66	13,91	5,45	-8,33
TIR (%)	10,67	4,34	0	19,96	12,1	3,53	29,78	20,53	10,09
TEQ (R\$/MWh)	112,37	131,51	161,55	92,95	108,78	133,63	78,84	92,26	113,94
INVEQ (MMR\$)	0	0	0	94,29	0	0	104,02	95,49	0
TJEQ (%)	0	0	0	4,03	4,03	4,03	8,50	8,50	8,50

TABELA 13 – ANÁLISE DETERMINÍSTICA, PERSPECTIVA DO INVESTIDOR

Em resumo, o projeto apresenta uma maior viabilidade com um nível de 100% de contratação de energia e o menor custo de financiamento, na perspectiva do Investimento Total.

9.5.3.2 - Análise de risco (probabilística)

O risco foi incorporado na avaliação do projeto, através da incerteza das condições hidrológicas, que influenciaram no nível de energia gerada e no preço da energia no MAE. Foram utilizadas as séries de despachos e de preços spot para a análise de risco do projeto, que definem as distribuições de probabilidade dos indicadores financeiros do projeto. Foram calculados os fluxos de caixa médio anual e a probabilidade de não remuneração do investimento.

Nesta análise foram utilizadas várias estimativas como medida de risco do projeto como: as distribuições de VPL, Desvio Padrão, Coeficiente de Variação, Menor e Maior Valor e Intervalo de Confiança a 95%.

Nas estimativas do VPL, observa-se, figuras 14 e 15, que os valores médios são melhores que os encontrados na análise determinística.

ANÁLISE DE RISCO – PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL									
Contrato de Energia	ALTERNATIVA 1 - 70%			ALTERNATIVA 2 - 85%			ALTERNATIVA 3 - 100%		
Tx Juros	2%	6%	12%	2%	6%	12%	2%	6%	12%
Prob (VPL<0)	0,00%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	47,8%
Média VPL (MMR\$)	9,203	-7,283	-25,753	29,032	9,208	-12,992	49,348	26,098	0,071
Desvio Padrão	3,142	2,567	1,994	2,962	2,430	1,898	2,924	2,418	1,912
Coef. Variação	34,14%	-35,2%	-7,74%	10,20%	26,39%	-14,6%	5,93%	9,27%	2680%
VPL Mínimo (MMR\$)	0,792	-14,469	-31,537	21,251	2,553	-18,354	41,489	19,306	-5,483
VPL Máximo (MMR\$)	17,788	-0,335	-20,673	37,391	15,970	-7,927	57,900	33,034	5,280

TABELA 14 – ANÁLISE DE RISCO, PERSPECTIVA DO INVESTIMENTO TOTAL

Considerando a alternativa 3, melhor alternativa estudada, com 100% de contratação de energia e um custo de 2% de financiamento, constata-se que a

rentabilidade do projeto situou-se em R\$ 49,35 milhões, enquanto que na análise determinística foi de R\$ 42,26 milhões, sob a perspectiva do Investimento Total.

A probabilidade de não remuneração do investimento é nula nas alternativa 2 e 3, com níveis de contratação de 85% e 100%, respectivamente, para as taxas de 2% e 6% de financiamento. Na alternativa 1, menor nível de contratação de energia, o projeto apresenta viabilidade apenas para o custo de 2% de financiamento.

ANÁLISE DE RISCO – PERSPECTIVA DO INVESTIDOR									
Contrato de Energia	ALTERNATIVA 1 - 70%			ALTERNATIVA 2 - 85%			ALTERNATIVA 3 - 100%		
Tx Juros	2%	6%	12%	2%	6%	12%	2%	6%	12%
Prob (VPL<0)	60,75%	100,0%	100,0%	0,00%	49,50%	100,0%	0,00%	0,00%	100,0%
Média VPL (MMR\$)	-0,490	-9,110	-27,350	8,420	-0,040	-14,960	17,53	9,07	-4,370
Desvio Padrão	-1,486	-1,638	-2,196	1,420	-1,288	-1,930	1,453	1,454	-1,582
Coef. Variação	303,2%	17,98%	8,03%	16,87%	3218%	12,90%	8,29%	16,03%	36,19%
VPL Mínimo (MMR\$)	-4,764	-14,070	-33,619	4,456	-4,010	-20,373	13,336	4,870	-9,074
VPL Máximo (MMR\$)	2,948	-5,518	-22,421	11,850	3,384	-10,649	21,075	12,609	-0,686

TABELA 15 – ANÁLISE DE RISCO, PERSPECTIVA DO INVESTIDOR

Os melhores resultados apresentados na análise de risco, em relação à determinística, deve-se ao fato de que nas simulações onde não ocorreu o despacho da Central Eólica, no total ou parte do parque instalado, e tendo que honrar o contrato de energia, esta foi adquirida no Mercado Atacadista de Energia a um preço inferior ao custo operativo da eólica. Vale salientar que os preços do MAE foram utilizados para liquidar os volumes de negócios não cobertos pelos contratos bilaterais registrados.

9.6 - Conclusão

O projeto apresenta-se viável, tanto na análise determinística quanto na análise de risco, dependendo do nível de contratação da energia e das taxas de juros utilizadas no financiamento.

A vantagem comparativa da Central Eólica para o mercado de energia reside

no fato de que a incidência dos ventos ocorre com mais intensidade durante o período de Julho a Dezembro, época em que a oferta de energia hidráulica é menor.

CONCLUSÃO

O governo, entre 1996 a 2001, forçou a iniciativa privada a investir na geração térmica porém não obteve a resposta que esperava. De mais de uma centena e meia de empreendimentos térmicos autorizados nada foi feito. Os grandes investidores compraram algumas das usinas hidrelétricas já prontas e a um custo bem inferior aos investimentos que precisariam desembolsar para construí-las.

No setor eólico temos observado o interesse dos fabricantes em investir em parceria com o setor público e concessionárias. Na maioria dos projetos instalados no Brasil, houve a participação da iniciativa privada e de incentivo de governos na sua instalação. Cabe salientar que há interesse dos países produtores como Alemanha e Dinamarca na disseminação de seus produtos. O interesse na parceria do empreendedor com a concessionária está também relacionada a garantia do fornecimento da energia gerada.

A central eólica de Palmas, uma sociedade entre a COPEL e a Wobben Wind Power, gerou desde a entrada em operação em fevereiro de 1999 até dezembro de 2002, 19 GWh, 6,5 GWh/ano, com um fator de capacidade 30%, um pouco abaixo do previsto que era de 7 GW/ano, energia esta integralmente absorvida pela COPEL.

Dos projetos eólicos autorizados pela ANEEL em 2001 e 2002, os empreendedores são todos particulares e nesse período tivemos a execução de somente dois projetos eólicos no Brasil, a substituição dos geradores de Mucuripe - CE e uma turbina em Bom Jardim da Serra - SC.

Temos mais de 6.000 MW de capacidade de geração em empreendimentos autorizados, só faltam as condições econômicas e financeiras para seu desenvolvimento, pois as condições técnicas permitem este aproveitamento. O histórico do implemento em geração na Europa mostra que esta disponibilidade pode ser aproveitada em curto espaço de tempo.

Também deve-se ainda investir na redução dos custos de instalação que atualmente ainda são superiores às centrais hidrelétricas. Acredita-se que a construção

de um maior número de usinas eólicas de grande porte possa baratear os seus custos. Também o nível das taxas de juro atualmente praticadas inibe consideravelmente a viabilidade económica das usinas eólicas.

O atlas eólico brasileiro fornece dados bastante precisos do potencial disponível e incentivou as concessionárias e os Estados a aprimorarem os dados sobre o potencial local, levando ao desenvolvimento recente dos atlas do Rio Grande do Sul e Bahia.

Finalmente, os resultados encontrados nos estudos económico-financeiros, mostraram que é possível gerar energia eólica de forma competitiva, dentro do contexto do setor eléctrico, principalmente se a taxa de juros real puder ser reduzida substancialmente para níveis da ordem de 6% a.a. O Governo brasileiro, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, vem desenvolvendo esforços para a universalização da oferta de energia eléctrica a todo o meio rural, bem como para a crescente e necessária interligação do sistema eléctrico em escala nacional. Além da expansão territorial do sistema eléctrico, as taxas de crescimento económico de um país em desenvolvimento como o Brasil requerem a expansão contínua da capacidade geradora, a taxas compatíveis. Nesse contexto, a tecnologia eólio-eléctrica interligada à rede emerge como uma das alternativas de geração complementar.

REFERÊNCIAS

TORREY, V. **Wind catchers, american windmills of yesterday and tomorrow.** The Stephen Greene Press, 1976.

ELDRIDGE, F. R. **Wind machines.** Van Nostrand, 1980.

BROWER & COMPANY – Wind MapTM - **A Wind Resource Prediction and Mapping Software for Personal Computers, 1997.** Disponível em: www.browerco.com

MOLLY, J. P. **Windenergie. Theorie – Anwendung – Messung.** 2. Karlsruhe: Müller, 1990, - ISBN 3-7880-7269-5

DADOS de Vento de Superfície nos principais Aeroportos do Brasil. IAE/CTA, s.d.

ENERGIA EÓLICA: Inventário/Tecnologia. v. II e V. Fontes Energéticas Brasileiras, CHESF, 1987

ATLAS do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional. ELETROBRÁS – CONSULPUC. S.d. convênio ECV-192/79

ATLAS do Potencial Eólico Nacional. ELETROBRÁS/ Fundação Padre Leonel França, Centrais Elétricas Brasileiras, 1988

BITTENCOURT, R., ALMEIDA, G. e CARPENTIERI, E. **Potencial eólico no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para a geração de energia elétrica.** CHESF, 1996. DEFA-EO-RT-002/96rev.1

DEWI MAGAZIN– **International development of wind use – status 31/12/2001.** Nr. 21, AUGUST 2002 Disponível em: www.dewi.de

TURBINAS EÓLICAS. Sol e vento energia alternativa. Disponível em: www.energia-alternativa.com.br

POWERFUL NEWS – NEG MICON - Expectations met. April 2002, volume 2.

SCHULTZ, D.J. **Apostila de Introdução à Energia Eólica.** COPEL/GER/GESEN, julho 2001.

AMARANTE, O. A. C; SILVA, F. J. L. **Atlas eólico do Rio Grande do Sul.** Secretaria de Energia, Minas e Comunicação do Estado do Rio Grande do Sul, agosto de 2002.

AMARANTE, O. A. C; ZACK, M. B. E. J; SÁ, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro.** Ministério das Minas e Energia, ELETROBRÁS, CEPEL, CRESESB,

Brasília 2001.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Cadastro de projetos eólicos**. Disponível em www.cresesb.cepel.com.br

ANEEL **Autorização de empreendimentos eólicos**. Disponível em www.aneel.gov.br

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica. **Projetos de energia eólica no Brasil**. Disponível em www.eolica.com.br

ROCHA, P.G; LIMA, M. A. Q; MELO, A. B; BEZERRA, P.; BITTENCOURT, R. **Avaliação econômico-financeira de projeto de central eólica na região nordeste**. VIII Seminário de planejamento econômico-financeiro do setor elétrico. Brasília, outubro de 2000.

WOBLEN WINDPOWER – **A Empresa, os produtos, as usinas**. Disponível em www.wobben.com.br

ENERCON – **Sistema elétrico e conexão à rede**. Energia para o mundo. Setembro de 2001.

ENERCON – **Descrição técnica do aerogerador E-40**. Energia para o mundo. Setembro de 2001

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba, 2000.pt. 2: teses, dissertações, monografias e trabalhos acadêmicos.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba, 2000.pt. 6: referências.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba, 2000.pt. 8: redação e editoração.