UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

ENERGIA EÓLICA: BARREIRAS A SUA PARTICIPAÇÃO NO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Henrique Tavares Ferreira

São Paulo

2008

HENRIQUE TAVARES FERREIRA

**ENERGIA EÓLICA: BARREIRAS A SUA PARTICIPAÇÃO NO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – PIPGE (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck
Fagá

São Paulo

2008

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Ferreira, Henrique Tavares.

Energia eólica: barreiras à sua participação no setor elétrico brasileiro / Henrique Tavares Ferreira; orientador Murilo Tadeu Werneck Fagá - São Paulo, 2008.

111p. :il. ; 30cm

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia Eólica	2. Setor Elétrico - Brasil
3. Políticas Públicas - Energia	4. Energias Renováveis
5. Proinfa	I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

HENRIQUE TAVARES FERREIRA

“Energia eólica: barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro”

Dissertação defendida e aprovada em 09/05/2008 pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck - PIPGE
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Roberto Zilles - PIPGE/USP

Prof. Dr. João Tavares Pinho - UFPA

Dedicatória

*A minha inteligente e especial mulher,
Lídia que por ela este caminho foi
iniciado e com ela, através seu amor
verdadeiro, vencemos todas as
dificuldades e concluimos esta etapa.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a conclusão deste estudo primeiramente a DEUS, minha fonte de iluminação, à minha família que me apoiou em tudo, principalmente a meu pai, Lucieudo Ferreira, homem honrado e fonte da inspiração onde busquei força para trilhar essa jornada, à minha mãe, Luiza Helena, mulher forte e perseverante, à minha irmã, Eloisa que compartilhamos das mesmas metas nos últimos anos, à minha mulher, Lídia cuja dedicatória resume meu sentimento por ela, aos meus amigos do IEE que por todo esse tempo dividiram conhecimento e principalmente a amizade e companheirismo. Aos grandes amigos e parceiros Tatiana Gerosa e Pascoal Rigolin com quem compartilharei amizade para sempre. Também dedico a todos os amigos quem fiz em São Paulo, Tio Daciberg, Sidarta, Edson e todos aqueles com que convivi nesse período e que me acolheram.

Igualmente agradeço ao Professor Fagá por toda a orientação prestada desde os primeiros momentos e por sua confiança, paciência e compreensão.

Aos professores do PIPGE, pela dedicação exemplar ao ensino.

Agradeço aos Amigos e desbravadores Marcelo Storrer e o sempre dedicado Ernani Eykyn, que bons ventos os levem à vitória.

Ademais ao CNPq, pela bolsa concedida e pelos recursos que viabilizaram a realização deste estudo.

Obrigado a todos e com todos compartilho este momento.

RESUMO

FERREIRA, H. T. **Energia eólica: barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro.** 2007. 117p. Dissertação de Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A busca por novas fontes de energia e os impactos causados pelas formas tradicionais de geração elétrica têm levado a uma procura por fontes de energia mais limpas que complementem seus parques energéticos. O aumento do consumo e a crescente pressão econômica e ambiental têm justificado um planejamento mais rigoroso quanto ao uso de fontes alternativas de energia como a eólica. O Brasil apresenta um favorável cenário de recursos naturais para a instalação de usinas eólicas. No entanto, o que se observa no setor elétrico é uma tímida participação da energia eólica na matriz energética brasileira. Passados cinco anos desde a implantação do PROINFA, apenas 20% da demanda selecionada está em operação. Diversas barreiras, econômicas, ambientais e políticas são empecilhos apresentados pelos agentes do setor para justificar esta lenta caminhada. A discussão que objetiva este trabalho é apresentar e analisar as barreiras encontradas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

ABSTRACT

FERREIRA, H. T. Wind Energy: Brazilian electric market barriers. 2007. 117p. Master's Thesis - Program of Post-Graduation in Energy - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007

The search for new energy sources and the impacts caused by traditional forms of electricity generation, have led to a demand for cleaner sources of energy that complement its energy parks. The increase in consumption, and economic increasing and the environmental pressure have justified a schedule tougher on the use of alternative energy sources such as wind. Brazil presents a favorable scenario for natural resources and the installation of wind power plants. Nevertheless, which is observed in the electric industry is a timid participation of wind energy in the Brazilian energy matrix. After five years since the deployment of PROINFA only 20% of demand is selected in operation. Several barriers, economic, environmental and political impediments are presented by the players in the industry to justify the slow walk. The discussion that objective this work is to present and analyse the barriers encountered in the development of wind energy in Brazil.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – O recurso eólico mundial em TWh/ano.....	5
Gráfico 02 – Os 10 países com maior capacidade instalada no ano de 2007.....	10
Gráfico 03 – Os 10 países com maior potência eólica instalada até 2007.....	11
Gráfico 04 – Capacidade mundial instalada anualmente	13
Gráfico 05 – Capacidade mundial instalada acumulada	13
Gráfico 06 – Fabricante de aerogeradores e suas fatias de mercado.....	18
Gráfico 07 – Potência disponibilizada da UEE Taíba.....	22
Gráfico 08 – Potência disponibilizada da UEE Mucuripe.....	23
Gráfico 09 – Potência disponibilizada da UEE Prainha.....	23
Gráfico 10 – Estimativa de mortes anual de pássaros nos Países Baixos em 1999.....	34
Gráfico 11 – Resumo dos projetos habilitados por estado.....	67
Gráfico 12 – Projetos selecionados por estado: resumo percentual.....	69

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Velocidade média anual do vento a 50 m de altura.....	8
Figura 02 – Evolução da potência e do diâmetro dos rotores dos aerogeradores comerciais.....	17
Figura 03 – Nível de ruído de aerogeradores.....	29
Figura 04 – Modelo de aerogeradores E-55 da Enercon	32

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Definição das classes de energia.....	7
Tabela 02 – Capacidade eólica instalada até 2007 no Brasil.....	14
Tabela 03 – Evolução da potência e do diâmetro dos rotores.....	16
Tabela 04 – Maiores fabricantes de turbinas eólicas.....	18
Tabela 05 – Maiores empresas desenvolvedoras de energia eólica.....	19
Tabela 06 – Energia assegurada das UEE Mucuri, Taíba e Prainha.....	21
Tabela 07 – Produção anual de energia elétrica 2000 a 2005.....	21
Tabela 08 – Fator de Capacidade das UEE Mucuri, Taíba e Prainha.....	22
Tabela 09 – Comparativo de emissão de CO ₂ em diversas tecnologias de geração de energia elétrica.....	24
Tabela 10 – Uso da terra para geração de energia elétrica.....	27
Tabela 11 – Usinas eólica off-shore planejadas para 2010.....	35
Tabela 12 - Resumo da legislação do PROINFA.....	60
Tabela 13 – Empreendimentos habilitados com base em fonte eólica.....	65
Tabela 14 – Empreendimentos selecionados com base em fonte eólica.....	68
Tabela 15 – Valores das tarifas PROINFA: Fonte Eólica (Base: março 2004).....	74
Tabela 16 – Composição de custos de uma usina eólica.....	76
Tabela 17 – Variação do faturamento bruto com relação à variação do fator de capacidade para a usina em estudo.....	78
Tabela 18 – Resumo e sugestões dos agentes entrevistados	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

WWEA – World Wind Energy Association

DEWI – Deutsches Windenergie-Institut

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica

PIA – Produtor Independente Autônomo

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

GWEC – Global Wind Energy Council

kW – Kilowatt = 1.000 Watt

MW – Megawatt = 1.000.000 Watt

GW – Gigawatt = 1.000.000.000 Watt

kWh – Kilowatt hora

MWh – Megawatt hora

GWh – Gigawatt hora

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1. CAPÍTULO 1: A ENERGIA EÓLICA: OS FATOS.....	4
1.1. O recurso eólico mundial e brasileiro.....	4
1.2. O cenário global e nacional de energia eólica.....	9
1.3. O estado da arte tecnológico.....	15
1.4. A produção de energia elétrica.....	19
1.5. O relacionamento entre a energia eólica e o meio ambiente.....	23
1.5.1. Benefícios ambientais.....	24
1.5.2. Emissão de gases.....	25
1.5.3. Uso da terra.....	26
1.5.4. Emissão de ruído.....	28
1.5.5. Impacto visual.....	30
1.5.6. Impacto sobre a fauna.....	32
1.6. Novas fronteiras: Off Shore.....	34
2. CAPÍTULO 2: POLÍTICAS PÚBLICAS.....	38
2.1. Políticas públicas internacionais.....	39
2.1.1. Alemanha.....	39
2.1.2. Dinamarca.....	42
2.1.3. Reino Unido.....	44
2.1.4. Estados Unidos.....	46
2.1.4.1 Créditos Fiscais de Investimento.....	46
2.1.4.2 Crédito Fiscal para Produção.....	47
2.1.4.3 Depreciação Acelerada.....	48
2.1.4.4 Obrigações de Compras Governamentais.....	48
2.1.4.5 Portfólio Padrão de Fontes Renováveis e Outras Obrigações.....	48
2.1.5. Espanha.....	49
2.1.6. Índia.....	51
2.2. Políticas públicas nacionais.....	53
2.2.1. As primeiras experiências da energia eólica no Brasil.....	53
2.2.2. PROEÓLICA 2001 – GCE.....	54

2.2.3.	PROINFA 2002 – MME.....	55
2.2.4.	PROEÓLICA 2005 – Governo do Estado do Ceará.....	56
3.	CAPÍTULO 3: O PROINFA.....	57
3.1.	Guia de habilitação.....	62
3.2.	Os projetos selecionados.....	64
3.3.	O contrato com a Eletrobras.....	70
3.4.	Os últimos acontecimentos.....	70
4.	CAPÍTULO 4: AS BARREIAS.....	72
4.1.	Principais desafios.....	72
4.2.	Preço da energia.....	73
4.3.	Financiamento.....	79
4.4.	A indústria nacional.....	81
4.5.	Aspectos regulatórios.....	84
4.6.	Créditos de Carbono.....	84
4.7.	Mudanças de Proprietários.....	84
4.8.	Preço do Aço.....	85
4.9.	Licenças de Instalação – LI.....	86
5.	CAPÍTULO 5: Conclusão.....	87
5.1.	O futuro da energia eólica no Brasil.....	88
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	91

Introdução

A busca por novas fontes de energia e os impactos causados pelas formas tradicionais de geração elétrica, têm levado a uma procura por fontes de energia mais limpas que complementem seus parques energéticos.

O aumento do consumo e a crescente pressão econômica e ambiental têm justificado um planejamento mais rigoroso quanto às novas fontes de energia. É nesse contexto que as fontes renováveis têm aumentado a sua importância de modo global. Aplicações efetivas de fontes alternativas e renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica, energia de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica etc., têm sido utilizadas em aplicações de produção independente de energia elétrica com fins de comercialização.

O primeiro aerogerador com fins de geração de energia elétrica conectada a rede foi instalada em 1956 na Dinamarca. Atualmente a energia eólica cresce a uma taxa de 25% ao ano e existem aproximadamente de 95.000 aerogeradores em operação somando uma potência instalada total de 93.849 MW (WWEA, 2007).

Dentre as aplicações com fins comerciais que visam a complementação energética das fontes convencionais, a energia eólica destacou-se, nas últimas duas décadas, como a que mais desenvolveu tecnologias no aumento da potência de suas máquinas, desempenho e confiabilidade. Novos aerogeradores com potências cada vez maiores, têm permitido à energia eólica conquistar cada vez mais espaços na geração de energia elétrica. O nível de penetração desta fonte já alcança mais que 20% do setor elétrico da Dinamarca, 10% na Alemanha e 8% na Espanha (DEWI, 2006).

No Brasil, o primeiro aerogerador foi instalado em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha. Hoje o país conta com 147 aerogeradores em operação em 16 usinas eólicas totalizando uma potência instalada de 247.050 kW (ANEEL, 2007). Embora ainda haja divergências entre especialistas na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW, hoje a maioria dos estudos indica valores superiores a 60.000 MW (CBEE).

É nesse contexto que programas governamentais vêm incentivando a energia eólica. O Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA criado pela câmara de gestão da crise de energia elétrica em julho de 2001, instituiu a implantação de 1.050

MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica. Em abril de 2002 foi instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIA¹), concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. Com garantia de compra da energia gerada por vinte anos e de financiamento de até 80% do empreendimento pelo BNDES, esse programa está dividido em duas etapas onde a primeira consiste na implantação de 3.300 MW de capacidade, distribuídos igualmente entre as fontes participantes. Na primeira etapa é exigido um índice de nacionalização dos equipamentos e serviços de no mínimo 60% e de 90% na segunda etapa.

O mais recente incentivo veio do Governo do Estado do Ceará que criou o Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica, em outubro de 2005, que prevê incentivos fiscais destinados à implantação de sociedades empresárias fabricantes de equipamentos utilizados na geração de energia eólica e das que pretendam implantar usinas eólicas localizadas no Estado.

Incentivos do governo do Estado do Ceará justificam-se pelas privilegiadas condições climáticas deste estado. Com área territorial de 147.348 km² e situado no Nordeste do Brasil, o Estado do Ceará está imerso na contínua circulação atmosférica subequatorial dos ventos alísios², intensificados pelas brisas marinhas ao longo de seus 573 km de costa com o Oceano Atlântico. Estudos elaborados pela Secretaria de Infra-Estrutura do Estado do Ceará apontam para um potencial estimado de 25.000 MW de energia eólica on-shore e de 10.500 MW off-shore no Ceará. As usinas eólicas que já operam no Estado apresentam desempenhos consideráveis, aproveitando as vantagens da baixíssima rugosidade da areia de dunas e de velocidades médias de vento em torno de 8,6 m/s à 50 m de altura. (Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará, 2004).

No entanto, apesar do satisfatório cenário apresentado o que se observa no setor elétrico é uma tímida participação da energia eólica na matriz energética brasileira. Passado cinco anos desde a implantação do PROINFA apenas 20% da demanda

¹ PIA – É uma sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

² Os Ventos Alísios são ventos que ocorrem durante todo o ano nas regiões tropicais. É o resultado da ascensão de massas de ar que convergem de zonas de alta pressão (anticiclônicas), nos trópicos, para zonas de baixa pressão (ciclônicas) no Equador. O Alísio de hemisfério Sul sopra do Sudeste para o Noroeste.

selecionada está em operação. Diversas barreiras, econômicas, ambientais e políticas são empecilhos apresentados pelos agentes do setor para justificar esta lenta caminhada.

A discussão que objetiva este trabalho é de apresentar o panorama mundial da energia eólica e as principais políticas internacionais de incentivo a essa fonte. Uma detalhada imersão no PROINFA será dada no Capítulo 4, objetivando finalmente apresentar e analisar as barreiras encontradas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

1. Capítulo 1: A Energia Eólica: Os Fatos

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, o vento. Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego do aerogerador, cujo eixo é acoplado a um gerador, para a produção de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água.

Quando se considera a utilização da energia eólica para a geração de eletricidade a mais importante característica que se leva em consideração é a velocidade do vento. Pequenas mudanças na velocidade do vento podem produzir grandes mudanças no desempenho econômico de um parque eólico. A título de ilustração se a velocidade média do vento aumentar de 6 m/s para 10 m/s a produção de eletricidade aumentará em 130% (EWEA, 2006).

Informações detalhadas sobre a velocidade e a direção do vento são vitais para o desenvolvimento de uma usina eólica. Uma avaliação inicial sobre os recursos disponíveis de um determinado local, envolve a aquisição de dados de estações meteorológicas e de especialistas para a modelagem dos recursos eólicos.

Na última década diversos países, entre eles o Brasil, elaboraram atlas de potencial eólico de suas regiões para ajudar neste processo. Se o sítio é promissor, medições detalhadas são realizadas através de anemômetros instalados em mastros de diversas alturas para medir a velocidade e a direção do vento.

As avaliações do recurso eólico disponível estão sendo progressivamente refinadas e novos parâmetros como: geografia, meio ambiente e alternativas de uso do solo são inseridos nos contextos técnico, econômico e financeiro. Embora a exploração da energia eólica tenha avançado em todo o mundo a maioria dos países ainda tem grandes recursos eólicos a serem explorados.

1.1. O recurso eólico mundial e brasileiro

Com a crescente expansão do uso da energia eólica em todo o mundo, é importante se conhecer a disponibilidade do recurso eólico, principalmente para se atingir a meta de fornecimento de 12% da demanda de energia elétrica mundial em energia eólica (proposta Wind Force 12, GWEC/GREENPEACE, 2006). Pesquisas

atualizadas mostram que o potencial eólico no mundo, além de ser distribuído em quase todas as regiões em todos os países, também é suficiente para se atingir essa meta.

A metodologia utilizada para estudos dessa natureza consiste em encontrar regiões onde a média anual da velocidade do vento seja superior a 5 m/s. Essa velocidade média, medida a uma altura de 10 m, é considerada um limite inferior para viabilização de projetos eólicos a custos atuais. O recurso eólico é calculado como a energia bruta, devido ao deslocamento da massa de ar, convertido em energia elétrica produzida ao ano, em TWh, com base nos aerogeradores disponíveis no mercado. Entretanto, os recursos disponíveis possam reduzidos em até 90% ou mais, devido aos empecilhos do uso da terra, como por exemplo, o denso povoamento de uma região, sua utilização para outros fins, infra-estrutura etc.

O recurso eólico mundial está estimado em 53,000 TWh/ano (GRUBB, 1994 apud GREENPEACE, 1999) ao passo que o consumo mundial de energia elétrica em 2004, foi de 17,396 TWh/ano com previsão de crescimento para 27,326 TWh/ano em 2020 (IEA, 2005). O total disponível de recurso eólico no mundo hoje, que pode ser tecnicamente transformando em energia elétrica, é aproximadamente três vezes maior que a energia consumida em todo o mundo em 2004. O Gráfico 1 mostra a distribuição do recurso eólico em todo o mundo.

Fonte: Michael Grubb and Niels Meyer, 1994

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW. Hoje a maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000 MW. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações e das diferentes metodologias empregadas³

De qualquer forma, os diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) têm sinalizado um potencial para a exploração comercial da energia eólica no País. Os primeiros estudos foram feitos na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, o Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE publicou em 1998 a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste.

Com o auxílio de modelos atmosféricos e simulações computacionais, foram feitas estimativas para todo o país, dando origem a uma versão preliminar do Atlas Eólico Brasileiro. Segundo esses resultados, os melhores potenciais estão no litoral da região Nordeste, onde a velocidade média anual do vento, a 50 m do solo, é superior a 8 m/s. Entre outras regiões com grande potencial eólico, destacam-se o Vale São Francisco, o Sudoeste do Paraná e o Litoral Sul do Rio Grande do Sul. A continuidade desse trabalho resultou no Panorama do Potencial Eólico no Brasil, conforme Figura 1.

Os recursos apresentados na legenda da Figura 1 referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50 m acima do solo para 5 condições topográficas distintas: zona costeira, campo aberto, mata, morro e montanha.

Ainda na legenda, a Classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, de pouco ou nenhum interesse para o aproveitamento da energia eólica. A Classe 4 corresponde aos melhores locais para aproveitamento dos ventos no Brasil. As Classes 2 e 3 podem ou não ser favoráveis, dependendo das condições topográficas, dentre outras.

A Tabela 1 mostra a classificação das velocidades de vento e regiões topográficas utilizadas no mapa da Figura 1. Os valores correspondem à velocidade média anual do vento a 50 m de altura em m/s (V_m) e à densidade média de energia média em W/m^2

³ O conceito de potencial eólico também pode ser interpretado de diferentes maneiras, devido à complexidade na determinação das restrições técnico-econômicas e, principalmente, socioambientais ao aproveitamento eólico.

(E_m). Os valores de E_m foram obtidos para as seguintes condições padrão: altitude igual ao nível do mar, temperatura de 20°C e fator de forma de Weibull⁴ de 2,5.

Também o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB/CEPEL elaborou em 2004 um Atlas eólico nacional. Segundo esses dados, o potencial eólico brasileiro é da ordem de 140.000 MW. Em termos de unidade da federação, já existem vários trabalhos desenvolvidos, entre eles o Atlas Eólico do Ceará, elaborado pela Secretaria Estadual de Infra-Estrutura, com a colaboração de outras instituições e o Mapa Eólico do Estado do Paraná, elaborado pela Companhia Paranaense de Energia – Copel, também em parceria com outras instituições.

Tabela 1 – Definição das classes de energia

Classes	Mata		Campo Aberto		Zona Costeira		Morros		Montanhas	
	V_m (m/s)	E_m (W/m ²)	V_m (m/s)	E_m (W/m ²)	V_m (m/s)	E_m (W/m ²)	V_m (m/s)	E_m (W/m ²)	V_m (m/s)	E_m (W/m ²)
4	> 6,0	> 200	> 7,0	> 300	> 8,0	> 480	> 9,0	> 700	> 11	> 1250
3	4,5 - 6,0	80 - 200	6,0 - 7,0	200 - 300	6,5 - 8,0	250 - 480	7,5 - 9,0	380 - 700	8,5 - 11	650 - 1250
2	3,0 - 4,5	25 - 80	4,5 - 6,0	80 - 200	5,0 - 6,5	100 - 250	6,0 - 7,5	200 - 380	7,0 - 8,5	300 - 650
1	> 3,0	< 25	< 4,5	< 80	< 5,0	< 100	< 6,0	< 200	< 7,0	< 300

Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003.

⁴ A distribuição de Weibull, nomeada pelo seu criador Waloddi Weibull, é uma distribuição de probabilidade contínua, usada em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas.

Figura 1 - Velocidade média anual do vento a 50 m de altura

Velocidade média do vento (m/s) 50 m acima do nível da superfície						
		Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
Classes de energia	4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
	3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,0 - 7,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
	2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	4,5 - 6,0	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
	1	< 3,0	< 4,5	< 4,5	< 6,0	< 7,0

NOTAS:

Mata indica áreas de vegetação nativa, com arbustos e árvores altas.

Campo aberto refere-se a áreas planas de pastagens, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas.

Zonas costeiras são áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente no sentido mar-terra.

Morros são áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo e de pouca vegetação ou pasto.

Montanhas representam áreas de relevo complexo com altas montanhas. O potencial eólico é dado para locais nos topos das montanhas em condições favoráveis para o fluxo de vento.

Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003.

1.2. O cenário global e nacional de energia eólica

A expansão dos mercados de energia eólica em todo o mundo continua excedendo as expectativas mais otimistas. Durante o ano de 2006 este setor cresceu 25,6 % em todo o mundo o que representa mais 15.132 MW instalados. Isto leva a uma capacidade total de energia eólica instalada de 93.849 MW em 2007 contra um total de 74.223 MW em 2006 (GWEC, 2007).

Apesar da restrição que o setor vem sofrendo na cadeia de abastecimento de turbinas eólicas o mercado anual da energia eólica vem mostrando constante crescimento e com expectativas promissoras para os próximos anos. Esta evolução mostra que a indústria mundial de energia eólica vem respondendo rapidamente aos desafios da produção exigida e que será capaz de manter um crescimento sustentável.

Em termos de valor econômico o setor da energia eólica tem se tornado um importante agente no mercado de energia com investimentos em novas gerações da ordem de US\$ 23 bilhões.

Os países com maior capacidade instalada são Alemanha com 20.622 MW, Espanha com 11.615 MW, EUA com 11.603 MW, Índia com 6.270 e Dinamarca com 3.136 MW. Hoje no mundo já conta com 30 países com capacidade instalada em energia eólica superior a 1.000 MW em energia eólica.

Os gráficos 2 e 3, a seguir representados, mostram esse crescimento.

Gráfico 2 – Os 10 países com maior capacidade instalada no ano de 2007.

País	MW	%
EUA	2.454,00	16,1%
Alemanha	2.233,00	14,7%
Índia	1.840,00	12,1%
Espanha	1.587,00	10,4%
China	1.347,00	8,9%
França	810,00	5,3%
Canadá	776,00	5,1%
Portugal	694,00	4,6%
Reino Unido	634,00	4,2%
Itália	417,00	2,7%
Outros Países	2.405,00	15,8%
Total	15.197,00	

Fonte: GWEC, 2008

Gráfico 3 – Os 10 países com maior potência eólica instalada até 2007.

País	MW	%
Alemanha	20.622,00	27,8%
Espanha	11.615,00	15,6%
EUA	11.603,00	15,6%
Índia	6.270,00	8,4%
Dinamarca	3.136,00	4,2%
China	2.604,00	3,5%
Itália	2.123,00	2,9%
Reino Unido	1.963,00	2,6%
Portugal	1.716,00	2,3%
França	1.567,00	2,1%
Outros Países	11.005,00	14,8%
Os 10 maiores	63.219,00	85,2%
Total	74.224,00	

Fonte: GWEC, 2008

A Europa continua líder neste mercado com aproximadamente 48.545 MW de capacidade instalada ao final do ano de 2006. A capacidade de geração de energia elétrica com fonte eólica cresceu 19% na Europa, produzindo em média 100 TWh de eletricidade o que corresponde a 3,3% do total de consumo de eletricidade da União Européia (EWEA, 2007)

Apesar do continuo crescimento da energia eólica na Europa, o setor mostra gradualmente uma menor dependência deste importante mercado. O crescimento do

mercado europeu em 2006 contabilizou 50% do total de novas instalações bem menor que os 75% em 2004. (EWEA, 2007)

A Ásia tem mostrado um forte crescimento em capacidade instalada com a inserção em sua rede de 3.679 MW em 2006 totalizando uma potência instalada em todo o continente de 10.600 MW. O crescimento em 2006 foi de 53% e representou 24% de todo o mercado mundial. (GWEC, 2007)

A Índia liderou esse crescimento na Ásia; entretanto a China teve o maior crescimento percentual, com a instalação de 1.374 MW o que aumentou em 70% sua capacidade instalada. Hoje com uma capacidade de 2.604 MW a China sentiu os reflexos das políticas públicas de incentivo às energias renováveis. Com a implantação da Renewable Energy Law em 1º de janeiro de 2006 o mercado eólico na China tem crescido substancialmente e sustentavelmente. De acordo com a lista de projetos aprovados e os parques já em construção a o governo chinês espera atingir até 2010 a marca de 5.000 MW de capacidade instalada (CREIA, 2006).

Com a implantação de 2.454 MW os Estados Unidos lidera, pelo segundo ano consecutivo, a lista dos países com maior capacidade instalada em 2006. Este forte crescimento mostra que a energia eólica é a principal opção para novas gerações de energia elétrica, refletindo o crescimento da demanda nacional por energia limpa e segura. (AWEA, 2006)

Na América Latina os primeiros sinais da expansão da energia eólica começam a serem observados. No México o incipiente desenvolvimento da energia eólica, devido à histórica inexistência de políticas públicas, levou esse país há anos sem nenhum investimento nesta energia. Em 2005 com a aprovação de medidas regulatórias do sistema elétrico e incentivo fiscais para investidores em energias renováveis o México observou a implantação de 85 MW de capacidade eólica.

Os gráficos 4 e 5 representam essa evolução.

Gráfico 4 – Capacidade mundial instalada anualmente

Fonte: GWEC, 2007

Gráfico 5 – Capacidade mundial instalada acumulada

Fonte: GWEC, 2007

No Brasil, passado cinco anos da criação do PROINFA, os primeiros resultados vem sendo observados. O Brasil possui uma capacidade total instalada de 100.352,44 MW com predominância da energia hidráulica (76,53%) e de termelétricas (21,15%) (ANEEL, 2007). Em 2006 o Brasil observou a implantação de 208 MW de capacidade com base em fonte eólica e hoje possui uma capacidade

de instalada de 256 MW (ANEEL, 2007). Hoje o país conta com 16 parques eólicos em operação e 02 em construção. Apesar do aumento significativo da capacidade eólica instalada, a participação desta fonte na matriz energética brasileira é muito pequena, restringindo-se a 0,25% da potência instalada. (ANEEL,2007).

Tabela 2 – Capacidade eólica instalada no Brasil em dezembro de 2007

Usina	Potência Outorgada (kW)	Município/UF
Eólica de Prainha	10.000	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	6.200	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	Gouveia - MG
Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2.400	Fortaleza - CE
RN 15 - Rio do Fogo	49.300	Rio do Fogo - RN
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica Olinda	225	Olinda - PE
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Água Doce - SC
Macau	3.000	Macau - RN
Eólica Água Doce	9.000	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	50.000	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	50.000	Osório - RS
Parque Eólico dos Índios	50.000	Osório - RS
Millennium	10.200	Mataraca - PB
Total	249.450	

Fonte: ANEEL, 2007

Os reflexos das políticas públicas adotadas no Brasil para o incentivo às fontes alternativas de energia elétrica ainda são deficitários. Com o objetivo inicial de implantação até dez de 2006 de 3.300 MW de energia com base em fontes alternativas sendo 1.100 MW de fonte eólica o PROINFA vem sendo copiosamente criticado pela mídia e pelos investidores nacionais e estrangeiros, no sentido de que não se está trazendo segurança jurídica para o mercado energético, uma vez que está sendo constantemente alterado pelo poder legislativo.

Entretanto, compete que seja esclarecido, na defesa do PROINFA, que as alterações no texto da Lei nº 10.438/2002, realizadas ao longo dos anos seguintes à vigência da mesma, são meros ajustes procedimentais, ou seja, não atingem o âmago da Lei, quanto à substância das matérias nela tratadas.

Em outras palavras, as mudanças são de caráter meramente formal, atinge apenas a questão do prazo, do “dies a quo”, ou seja, a data de início para o programa funcionar. Não foram, todavia, atingidos a essência do programa, isto é, as questões governamentais de incentivo à compra de energia, propriamente dita.

Diversos outros aspectos estão presentes nesta jornada da energia eólica no Brasil. Todos esses aspectos são tratados com maiores detalhes no Capítulo 4.

1.3. O estado da arte tecnológico

As políticas, a economia e a crescente pressão mundial para geração de energia com base em fontes limpas têm impulsionado o desenvolvimento da indústria da energia eólica e contribuído para o seu presente sucesso.

A história da utilização da energia eólica para geração de energia elétrica começa no século XIX e é acelerada através das duas últimas décadas do século XX. A evolução das turbinas eólicas tem sido o maior desafio da engenharia e como resultado do desenvolvimento tecnológico, já foi possível o incremento da potência de um aerogerador em 100 vezes (BTM, 2005). Diversos desafios técnicos permanecem e grandes quantias de investimento em pesquisa e desenvolvimento mostram que essa história ainda em um longo caminho a ser percorrido.

O uso comercial, em larga escala, da energia eólica começa no início dos anos 80 após a crise do petróleo dos anos 70 e movida pela questão da segurança e diversidade do suprimento de energia elétrica.

A corrida da tecnologia eólica comercial tem sua pedra fundamental com o desenvolvimento do aerogerador Gedser, de 200 kW de potência e com 24m de diâmetro foi instalado na ilha de Gedser, na Dinamarca, no ano de 1956. Este aerogerador operou até 1967 com um fator de capacidade de 20%.

A moderna tecnologia do aerogerador tem como objetivo maximizar o aproveitamento do vento para geração de eletricidade respeitando os seguintes aspectos:

- Locais com muito ou pouco vento;
- Conexão aos sistemas elétricos locais;
- Desempenho acústico;
- Desempenho aerodinâmico;

- Situações climáticas extremas;
- Integração com o meio ambiente;
- Impacto visual;

A curva de aprendizado da tecnologia de geração eólica tem demonstrado resultados significativos nas ultimas duas décadas. A evolução da potência dos aerogeradores teve um significativo salto nos últimos 20 anos. Maior potência significa maior tamanho da torre e do diâmetro dos rotores. Na Tabela 3 podemos observar a evolução da potência dos aerogerador e na Figura 2 um comparativo do diâmetro dos rotores.

Tabela 3 – Evolução da potência e do diâmetro dos rotores dos aerogeradores comerciais.

Ano	Potência (kW)	Diâmetros das hélices
1980	50	15
1985	100	20
1989	300	30
1990	500	40
1995	600	50
1998	1500	70
2000	2000	80
2002	4500	112
2003	5000	124

Fonte: DEWI, 2006

Figura 2 – Evolução da potência e do diâmetro dos rotores dos aerogeradores comerciais.

Fonte: DEWI, 2006

Das dez maiores empresas de fabricação de equipamentos de energia eólica nove são europeias. A energia eólica tem uma notável história de sucesso na Europa, sendo a indústria desse continente responsável por 90% das vendas de turbinas eólicas no mundo em 2006. Não apenas a indústria europeia se destaca neste segmento, também vêm da Europa as maiores empresas investidoras e proprietárias de usinas eólicas do mundo. No Gráfico 6 e na tabela 4 se observa o mercado de aerogeradores por fabricante e na Tabela 5 os maiores desenvolvedores de energia eólica no mundo.

Gráfico 6 – Fabricante de aerogeradores e sua fatia de mercado

Fonte: WWEA, 2007

Tabela 4 – Maiores fabricantes de turbinas eólicas.

Empresa	País de Origem	Potência Instalada até 2006	%
Vestas	Dinamarca	14.583	19%
Enercon	Alemanha	10.050	14%
NEG Micon	Dinamarca	12.270	17%
Gamesa	Espanha	6.594	9%
GE Wind	EUA	6.475	9%
Bonus	Dinamarca	6.231	8%
Nordex	Alemanha	4.379	6%
Made	Espanha	2.280	3%
Repower	Alemanha	1.333	2%
Ecotecnica	Espanha	1.067	1%
Outros	Outros	8.961	12%
Total		74.223	

Fonte: WWEA, 2007

Tabela 5 – Maiores empresas desenvolvedoras de energia eólica.

Empresa Desenvolvedora	País
Airtricity	Irlanda
Elsam	Dinamarca
Energia Hidroelectrica de Navarra (EHN)	Espanha
Italia Vento Power Corporation (IVPC)	Itália
National Wind Power	Reino Unido
Nuon Renewable Energy Projects	Holanda
P&T Technology	Alemanha
Renewable Energy Systems (RES)	Reino Unido
SIIF Energies	França
Windkraft Nord (WKN)	Alemanha

Fonte: WWEA, 2007

1.4. A produção de energia elétrica

Muitas vezes encarada como segredo, a produção de energia elétrica não é sempre revelada para o público. Diversos relatórios estão disponíveis para consulta, apresentando gráficos e detalhes da capacidade instalada anual de diversos países e continente; entretanto poucos deles revelam informações de produção de eletricidade e estatísticas de manutenção.

Diante deste cenário, este trabalho restringiu a pesquisa a informações de três parques eólicos em operação comercial no Estado do Ceará a UEE Mucuripe, UEE Taíba e UEE Prainha onde foi possível disponibilizar informações de produção de energia elétrica de 2000 a 2005.

A UEE Mucuripe, UEE Taíba e a UEE Prainha juntas possuem 17,4 MW de potência instalada fornecendo energia para suprir 0,7% da energia consumida no Estado do Ceará. A UEE Mucuripe foi a primeira usina eólica a ser instalada no Estado do Ceará. Através de um convênio intergovernamental entre o Brasil e a Alemanha, a UEE Mucuripe teve sua entrada em operação comercial em outubro de 1996. O projeto era composto por quatro aerogeradores de 300 kW cada, instalada na enseada do Mucuripe no litoral da cidade de Fortaleza. A parceria entre o Brasil e a Alemanha envolveu as empresas GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH), a Coelce (Companhia Energética do Ceará) e a Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco).

O financiamento desse projeto foi do governo alemão, com responsabilidade técnica da GTZ. Às empresas brasileiras couberam os custos de transporte dos equipamentos e a instalação eletromecânica. Essa usina gerou energia por quatro anos atendendo a 0,05% do mercado local. A UEE Mucuripe parou de gerar em 2000 quando por problemas financeiros do projeto, a GTZ saiu do consórcio. Sem equipamentos e mão de obra especializada para serviços de manutenção a UEE Mucuripe parou de gerar energia nesse mesmo ano. Passado dois anos de sua parada nenhum dos agentes desse acordo assumiu a retomada da geração, obrigando o Governo do Estado do Ceará a intervir e licitar a usina com o propósito de retomar a geração através de sua modernização, garantido ao ganhador a compra da energia gerada pela distribuidora local.

Proprietária de dois outros parques em operação no estado e de uma fábrica de componentes para a indústria da energia eólica, instalada no município de São Gonçalo do Amarante, a Wobben Windpower, ganhou a licitação da UEE Mucuripe e reformulou toda a usina eólica, substituindo os aerogeradores existentes por quatro novos aerogeradores modelo E-40 de 600 kW de potência cada. Essa “nova” usina entrou em operação em 15 de dezembro de 2001.

A UEE Taíba foi a segunda usina eólica a se instalar no Estado do Ceará e a primeira instalada como produtora independente de energia. Situada no litoral oeste do Estado do Ceará, no município de São Gonçalo do Amarante, a Usina Eólioelétrica da Taíba é a primeira do mundo construída sobre dunas de areia. A usina é composta de 10 aerogeradores modelo Enercon E-40 de 500 kW cada, totalizando uma potência instalada de 5.000 kW. A sua entrada em operação ocorreu em janeiro de 1999.

A maior usina eólica em operação da América Latina até 2005 a UEE Prainha foi a terceira usina a entrar em operação no Estado do Ceará. Com o investimento na ordem de quatro milhões de reais a usina entrou em operação comercial em abril de 1999. Assim como a UEE Taíba esta usina também é produtora independente de energia. De propriedade da Wobben Windpower, a UEE Prainha está localizada na Praia da Prainha no município de Aquiraz, litoral leste do Estado do Ceará. Esta usina também está situada sobre dunas e é composta de 20 aerogeradores Enercon E-40 de 500 kW de potência cada, totalizando 10.000 kW.

Todas as usinas têm sua energia gerada comercializada através de contrato bilateral com a Coelce. Conforme a Tabela 6 todas as usinas apresentam diferentes fatores de capacidade para cálculo de sua energia assegurada. A energia assegurada é definida pela ANEEL.

Tabela 6 – Energia assegurada das UEE Mucuripe, Taíba e Prainha

Usinas	Energia Assegurada (MWh)	FC Assegurado
UEE Mucuripe	5.270	25%
UEE Taíba	17.010	39%
UEE Prainha	28.478	33%

Fonte: COELCE, 2006

A geração das usinas é apresentada na Tabela 7, que mostra a produção anual de energia para o período de 2000 a 2005. Analisando essa tabela pode-se observar que a UEE Mucuripe apresenta uma produção de energia, em média, 41% maior que sua energia assegurada. Quanto as UEE Taíba e Prainha, estas apresentam um volume de energia gerada menor que sua energia assegurada.

Tabela 7 – Produção anual de energia elétrica 2000 a 2005

Ano	Energia Gerada (MWh)		
	UEE Mucuripe	UEE Taíba	UEE Prainha
2000		14.579	25.465
2001		17.289	29.367
2002	7.436	15.502	26.978
2003	7.412	16.114	26.558
2004	7.467	15.357	27.089
2005	8.300	17.427	29.737

Fonte: COELCE, 2006

O fator de capacidade registrado está apresentado na Tabela 8. Pode-se observar que todas as usinas em estudo apresentam fatores de capacidades diferentes dos assegurados pela ANEEL.

Tabela 8 – Fator de Capacidade

Ano	Fator de Capacidade		
	UEE Mucuripe	UEE Taíba	UEE Prainha
2000		33,13%	28,93%
2001		39,35%	33,41%
2002	35,36%	35,37%	30,77%
2003	35,15%	36,64%	30,22%
2004	35,36%	34,89%	30,80%
2005	39,42%	39,75%	33,91%
Média	36,32%	36,52%	31,34%

Fonte: COELCE, 2006

O registro da potência disponibilizadas registrado mensalmente de cada usina está apresentado nos Gráficos 6, 7 e 8. Nas figuras que seguem, também estão representados a média das potências para o período, visualizada pela linha vermelha, e o desvio padrão da potência média, visualizado pelas linhas verdes. Para a UEE Mucuripe, 60% dos registros estão dentro da área formada pelo desvio padrão positivo e negativo. Na UEE Taíba 57% estão na área e na UEE Prainha 61%.

Observamos também que o maior volume da geração ocorre no segundo semestre do ano, fator importante no cenário elétrico brasileiro principalmente no nordeste, pois complementa a geração de energia neste período onde os reservatórios estão com um menor volume de água armazenada devido às secas.

Gráfico 07 – Potência disponibilizada UEE Taíba

Fonte: COELCE, 2006

Gráfico 08 – Potência disponibilizada UEE Mucuripe

Gráfico 09 – Potência disponibilizada UEE Parinha

1.5. O relacionamento entre a energia eólica e o meio ambiente

A preocupação em torno das questões ambientais envolvendo a geração de energia elétrica, tem início com grande pressão devido aos acidentes nucleares nos reatores de Three Mile Island em 1979, nos Estados Unidos e, mais tarde, em 1986 na cidade de Chernobyl, na ex-União Soviética. Somado a esses eventos, a busca pela redução da emissão de gases de efeito estufa impulsionaram a busca de novas

soluções para o fornecimento de energia elétrica por fontes alternativas de energia em especial a energia eólica.

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas características ambientais desfavoráveis como, por exemplo: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, danos à fauna.

Porém, algumas destas características podem ser significativamente minimizadas e até mesmo eliminadas com planejamento adequado e inovações tecnológicas.

1.5.1. Benefícios ambientais

O mais importante benefício ao meio ambiente da geração eólica é a não-emissão de dióxido de carbono na atmosfera. O dióxido de carbono contribui significativamente com agravamento do efeito estufa e conseqüentemente com as mudanças climáticas. A moderna tecnologia eólica apresenta um balanço energético extremamente favorável e as emissões de CO₂ relacionadas com a fabricação, instalação e serviços durante todo o ciclo de vida do aerogerador são “recuperados” entre três e seis meses após sua entrada em operação. (TERCIOTE, 2002)

Além do mencionado anteriormente, outros fatores também impulsionam a energia eólica:

- Reduz a dependência de combustíveis fósseis, sendo o vento um recurso abundante e renovável;
- As centrais eólicas ocupam um pequeno espaço físico e permitem a continuidade de atividades entre os aerogeradores (pastagens e agricultura);
- Melhora a economia local e oferta de empregos;
- A emissão de poluentes é mínima, não contribuindo para a mudança climática global;
- É uma indústria em grande ascensão em todo o mundo e com bom potencial no Brasil;
- Contribui para a diversidade de suprimento de energia e pode ser conectada à rede.

- A tecnologia está completamente dominada e ainda em grande desenvolvimento, com redução constante de custos de construção e geração.

1.5.2. Emissão de gases

O mais importante benefício que a energia eólica oferece ao meio ambiente está no fato de que ela não emite poluentes ou CO₂ durante sua operação. Dessa forma, pode-se fazer um comparativo entre cada unidade (kWh) de energia elétrica gerada por aerogeradores e a mesma energia que seria gerada por uma planta convencional de geração de energia elétrica. Ao fazer essa análise chega-se à conclusão de que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na redução da concentração de CO₂ na atmosfera durante a sua operação. (JACOBSON et al, 2001).

Preocupações com o crescimento da concentração de CO₂ e de gases de efeito estufa na atmosfera têm mobilizado vários países na busca de soluções efetivas para a redução das emissões. A preocupação com o resultado futuro das emissões de gases de efeito estufa por parte de vários países do mundo tem criado um ambiente muito favorável ao uso da energia eólica como uma fonte renovável de energia. Um aerogerador de 600 kW, por exemplo, instalado em uma região favorável poderá, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade, evitar a emissão de 20.000 a 36.000 toneladas de CO₂, equivalentes à geração convencional, durante seus 20 anos de vida útil estimada (EWEA, 2000).

Os benefícios a serem obtidos na redução da emissão do dióxido de carbono no mix energético do país dependem de qual tipo de geração a energia eólica estará substituindo. Estudos realizados em 1993, pelo World Energy Council, cujo resultados estão mostrados na Tabela 9, comparam as emissões de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

Supondo-se que o carvão e o gás natural ainda contribuirão na produção de eletricidade nos próximos anos – com a contínua tendência do uso do gás em substituição ao carvão – é razoável considerar como um valor médio de 600

ton/GWh a redução das emissões de dióxido de carbono pelo uso da geração eólica. (JACOBSON et al, 2001).

Das quatro tecnologias listadas a seguir na Tabela 9, que apresentam emissões de CO₂ abaixo do nível da energia eólica, somente as grandes hidrelétricas são competitivas comercialmente na atualidade. Entretanto, a utilização de grandes hidrelétricas tem sido discutida em países como o Canadá e o Brasil, onde o apodrecimento da vegetação submersa nos grandes reservatórios produz uma quantidade substancial de gases de efeito estufa. Um dos principais gases proveniente da decomposição da vegetação submersa é o metano. Os projetos de grandes hidrelétricas estão sendo gradativamente abandonados devido à redução dos potenciais locais de instalação, impactos ambientais e protestos da opinião pública.

Tabela 9 – Comparativo de emissão de CO₂ em diversas tecnologias de geração de energia elétrica.

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

Fonte: Word Energy Council, 1993. N/D – Não Disponibilizado

1.5.3. Uso da terras

Geralmente 99% da área em que uma usina eólica típica está construída, ficam fisicamente disponíveis para uso da terra como inicialmente mencionado. As fundações dos aerogeradores, embora com aproximadamente 10 m de diâmetro, estão normalmente enterradas, permitindo que qualquer atividade agrícola existente seja mantida até próxima à base de torre. Não há evidências de

que usinas eólicas interfiram em grande extensão em terras cultiváveis ou agropecuárias (EWEA, 2000)

A energia dos ventos é, além disso, uma fonte de energia primária difusa relativa⁵, mas qualquer comparação válida com outros meios de geração em uso de terra deve considerar o ciclo de combustível total em cada caso. Na comparação com outras tecnologias, a energia eólica requer um espaço menor para produzir a mesma quantidade de eletricidade, como se pode observar na Tabela 08.

Uma proporção grande de área de terra utilizada para a geração com queima de carvão é contabilizada principalmente pela mineração e atividades de transporte, localizadas longe das usinas elétricas.

Os 4.300 aerogeradores instalados na Dinamarca no fim de 1997 produzem a mesma quantidade de eletricidade do total consumido em 1952. Acima de 12% do consumo nacional de eletricidade na Dinamarca são agora abastecidas por energia eólica, e o país está caminhando para atingir a meta de 20% no ano 2020. Esta meta poderia ser atingida com a instalação de 1000 aerogeradores do atual estado da arte, devido às melhorias tecnológicas e ao aumento da capacidade dos aerogeradores. A área de terra requerida seria aproximadamente de 100 km², onde apenas 1% seria utilizado para fundações das turbinas (EWEA, 2000).

Tabela 10 – Uso da terra para geração de energia elétrica.

Tecnologias	Terra requerida em 30 anos (m²/GWh)
Geotérmica	404
Eólica	1.335
Solar Fotovoltaica	3.237
Solar Térmica	3.561
Carvão	3.642

Fonte: EWEA, 2000

⁵ Entende-se por energia difusa relativa a energia que está espalhada ou a energia que é intermitente, bem característico dos ventos.

1.5.4. Emissão de ruído

O impacto ambiental do ruído gerado pelo sistema eólico ao girar suas pás foi um dos mais importantes temas de discussão e bloqueio da disseminação da energia eólica durante a década de oitenta e início da década de noventa. O desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, juntamente com as novas exigências de um mercado crescente e promissor, promoveram um avanço significativo na diminuição dos níveis de ruído produzido pelos aerogeradores.

Este problema está relacionado com fatores como a aleatoriedade do seu funcionamento e a variação da frequência do ruído uma vez que este se ajusta diretamente com a velocidade de vento incidente.

O ruído proveniente dos aerogeradores tem duas origens: mecânica e aerodinâmica. O ruído mecânico tem sua principal origem da caixa de engrenagens, que multiplica a rotação das pás para o gerador. O conjunto de engrenagens funciona na faixa de 1.000 a 1.500 rpm, onde a vibração do mesmo é transmitida para as paredes da nacele⁶, onde é fixada. A transmissão de ruído mecânico também pode ser ocasionada pela própria torre, através dos contatos desta com a nacele. Com o avanço dos estudos a respeito do ruído mecânico gerado pelos aerogeradores, é possível a construção dos mesmos com níveis de ruído bem menores, melhorando a tecnologia. Uma outra tecnologia utilizada em aerogeradores está no uso de um gerador elétrico multipolo conectado diretamente ao eixo dos rotor. Esse sistema de geração dispensa o sistema de engrenagens para multiplicação de velocidade, pois o gerador funciona mesmo em baixas rotações. Sem a principal fonte de ruído presente nos sistemas convencionais, os aerogeradores que empregam o sistema multipolo de geração de energia elétrica são significativamente mais silenciosos.

O ruído aerodinâmico é um fator influenciado diretamente pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica. Ainda existem vários aspectos a serem pesquisados e testados tanto nas formas das pás quanto na própria torre, para a sua redução. Pesquisas em novos modelos de pás, procurando um máximo aproveitamento aerodinâmico com redução de ruído, são realizadas, muitas

⁶ A Nacele é o compartimento que fica no topo da torre onde abriga todos os dispositivos de controle da turbina e o gerador.

vezes, de modo semi-empírico, proporcionado o surgimento de diversos modelos e novas concepções em formatos aerodinâmicos das pás.

A Figura 3 mostra o resultado de um estudo do Instituto Alemão de Energia Eólica (Deutsches Windenergie-Institut – DEWI) sobre o nível de ruído de diversos aerogeradores disponíveis no mercado, no ano de 1995. Como pode ser observado, os aerogeradores até então disponíveis apresentavam um nível de ruído entre 90 e 100 dBA, ou seja, esses aerogeradores, na sua maioria, eram muito barulhentos. As leis referentes ao nível de ruído na Alemanha recomendam um afastamento de 200 m de distância do mais próximo morador para níveis de ruído em 45 dBA (DEWI, 1996). As relações entre distâncias e os níveis de ruído variam para vários tipos de construção ao longo do dia e também da noite. Essas distâncias estipuladas por lei na Alemanha restringiram a implantação de parques eólicos próximos aos grandes centros urbanos.

Muito esforço foi feito desde 1995 no desenvolvimento de uma geração de aerogeradores. O desenvolvimento de tecnologias, ao longo dos últimos dez anos, na aerodinâmica das pás e nas partes mecânicas críticas, principalmente a caixa de engrenagem, tornou possível uma significativa redução dos níveis de ruído nos aerogeradores modernos.

Figura 3 – Nível de ruído de aerogeradores, à 1 km da fonte.

Fonte: DEWI, 1995

1.5.5. Impacto visual

As usinas eólicas são instaladas preferencialmente em áreas livres, sem a presença de obstáculos naturais, objetivando assim o aproveitamento do vento de melhor qualidade, sendo, desta forma, muito expostas e visíveis. A reação provocada por um parque eólico é altamente subjetiva. Muitas pessoas olham os aerogeradores como um símbolo de energia limpa sempre bem-vindo, outras reagem negativamente à nova paisagem.

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

Um caso especial sobre impacto visual causado pelos aerogeradores foi estudado no Parque Eólico de Cemnaes, no Reino Unido. Esse parque foi um dos primeiros a ser construído no Reino Unido e é composto por 24 aerogeradores com uma capacidade total instalada de 7,2 MW.

Foram feitas duas pesquisas nos anos de 1992 e 1994 onde, além dos impactos visuais, foram abordados impactos de ruído, econômicos, sociais, entre outros. A pesquisa foi feita com os moradores mais próximos ao parque eólico num total de 134 pessoas. Na primeira etapa da pesquisa, apenas 4% dos pesquisados estavam preocupados com o impacto visual do parque eólico antes dele ser construído, mas diziam ter tido uma “agradável surpresa” após a construção. Na segunda fase da pesquisa, 6% manifestaram-se espontaneamente sobre o novo visual com os aerogeradores. Ao serem questionados sobre detalhes de aspectos visuais do parque eólico, 54% dos entrevistados responderam positivamente em relação aos aerogeradores.

Metade das respostas mostraram fortes convicções quanto ao aspecto positivo da nova paisagem enquanto que a outra metade foi positiva com algumas reservas. Segundo a pesquisa, 27% mostraram-se indiferentes ao observarem o parque eólico e 12% responderam negativamente ao questionário. Um dado interessante é que 62% dos que responderam ao questionário tiveram grande interesse em descrever os aerogeradores. (ESSLEMONT et al, 1996).

Um estudo conduzido pela AKF (1996), na Dinamarca, estimou os custos de som e impacto visual dos aerogeradores - menos que US\$ 1,20 por MWh de eletricidade produzido. O estudo foi primeiramente baseado em entrevistas com 342 pessoas que moravam próximas aos aerogeradores. Estas foram questionadas quanto ao custo da desvalorização de suas residências. Ao verificar os resultados das entrevistas, observou-se que o preço médio de 74 casas situadas próximos aos aerogeradores, estava na mesma faixa de preços de outras casas situadas em outras regiões sem aerogeradores.

Compreendendo os benefícios ambientais de energia eólica, a reação pública para um parque eólico tende a melhorar. A indústria tem dedicado esforço considerável para integração cuidadosa de novos projetos dentro da paisagem. Na Figura 4 pode-se observar um modelo de aerogerador com uma pintura que tenta camuflar-se com a paisagem.

Figura 4 - Modelo de aerogeradores E-55 da Enercon.

Fonte: Enercon, 2006

1.5.6. Impacto sobre a fauna

A maior preocupação relativa à fauna é com os pássaros, os quais podem vir a colidir com os aerogeradores, devido à dificuldade de visualização. Outros motivos, como o tráfego de veículos em auto-estradas, outras estruturas como torres de linha de transmissão e a caça, também são responsáveis pela morte dos pássaros.

Porém o comportamento dos pássaros e as taxas de mortalidade tendem a ser específicos para cada espécie e também para cada lugar. Estimativas de mortes de pássaros nos Países Baixos, causadas por várias ações diretas e indiretas do homem, mostram que o tráfego de veículos apresenta uma taxa que, em comparação às estimativas de mortes por parque eólico de 1 GW, é cem vezes maior (BOURILLON, 1999).

Na Alemanha foi contabilizado um total de 32 pássaros mortos por aerogeradores entre os anos de 1989 e 1990, em todos os parques eólicos do país.

Em comparação a esse número, também foram computados os pássaros vitimados pelo impacto em torres de antenas. Encontrou-se, para o ano de 1989, um total de 287 pássaros mortos na Alemanha devido a este fator (DEWI, 1996).

O pior caso de colisão de pássaros em aerogeradores aconteceu nas proximidades de Tarifa, na Espanha. No final de 1993, 269 turbinas eólicas foram instaladas de um total projetado de 2.000 aerogeradores. Localizado nas principais rotas de migração de pássaros da Europa Ocidental, o local onde se instalaram os aerogeradores é um “grande mal entendido” segundo o diretor da Agência Espanhola de Energia Renovável – IDAE, que fez uma das mais extraordinárias admissões de culpa: “O que me ocorreu sobre o fato é que foi um inoportuno lapso de memória. Ninguém pensou nas migrações dos pássaros”. (WORLD ENERGY COUNCIL, 1993).

Fora das rotas de migração, os pássaros são raramente incomodados pelos aerogeradores. Estudos com radares em Tjaereborg, região oeste da Dinamarca, mostram que no local onde foi instalado um aerogerador de 2 MW, com 60 m de diâmetro, os pássaros tendem a mudar sua rota de vôo entre 100 a 200 m, passando por cima ou ao lado do aerogerador, em distâncias seguras. Esse comportamento tem sido observado tanto durante a noite quanto durante o dia. Na Dinamarca é comum um grande número de ninhos de falcões nas torres dos aerogeradores (ELLIOT, 2000).

Gráfico 10 – Estimativa de mortes anual de pássaros nos Países Baixos em 1999.

Fonte: BOURILLON, 1999

1.6. Novas fronteiras: Off-Shore

A possibilidade de instalação de usinas eólicas no mar abriu uma nova fronteira para a energia eólica, especialmente em países onde a necessidade de encontrar terras para a implantação de grandes projeto eólicos está cada vez mais rara.

A disponibilidade de águas rasas além da boa qualidade de vento em mar aberto fez da Dinamarca o pioneiro em instalações de usinas eólicas off-shore com a instalação em 2002 da usina eólica de Horns Ver no mar do norte com capacidade de 160 MW (GWEC, 2006). Outro empreendimento foi construído dois anos após no mar Báltico. Trata-se da usina de Nysted com capacidade instalada de 158 MW (GWEC, 2006). Ambas as usinas estão em plena operação e a Dinamarca já conta com outros dois parques em construção.

O Reino Unido também apresenta um papel importante no mercado de usinas eólicas offshore com 214 MW de capacidade instalada no mar. Quatro projetos eólicos estão em operação e mais oito projetos de um total de 1.000 MW estão em processo de instalação (EWEA, 2006).

Diversos outros parques eólicos off-shore estão em operação em torno das costas da Alemanha, Suécia e Irlanda com uma capacidade total instalada na Europa de 680 MW no fim de 2005 (GWEC, 2006).

Diversos parques eólicos estão planejados ou em construção além das costas de países como a Holanda, Bélgica, França, Espanha e EUA. Conforme pode-se observar na Tabela 11 um total de 8.717 MW de energia eólica off-shore está planejada para entrar em operação até 2010.

Tabela 11 – Usinas eólica off-shore planejadas para 2010.

País	Nome do Projeto	MW
Bélgica	Thornton Bank	216
Finlândia	Kokkola	207
França	Ile de Groix	100
Alemanha	Nördlicher Grund phase 1	360
Alemanha	Borkum Riffgrund phase 1	231
Alemanha	Nordergründe	266
Alemanha	Sky 2000	150
Alemanha	Adlergrund phase 1	320
Alemanha	Amrumbank West	288
Alemanha	Arkona-Becken Südost phase 1	195
Alemanha	Beltsee	249
Alemanha	Borkum Riffgrund West phase 1	280
Alemanha	Butendiek	240
Alemanha	DanTysk phase 1	400
Alemanha	He Dreiht	535
Alemanha	Meerwind phase 1	262
Alemanha	Nordsee Ost phase 1	400
Alemanha	North Sea Windpower phase 1	166
Alemanha	Riffgat	198
Alemanha	Sandbank 24 phase 1	360
Alemanha	Uthland	400
Irlanda	Arklow Bank phase 2	216
Irlanda	Arklow Bank phase 3	263
Holanda	Near Shore wind park	99
Holanda	Q7-WP	120
Polônia	Bialogora	120
Suécia	Fladen	140
Reino Unido	Barrow	108
Reino Unido	Cromer	108
Reino Unido	Gunfleet Sands	108
Reino Unido	Lynn	108
Reino Unido	Robin Rigg (Solway Firth)	108
Reino Unido	Shell Flat	324
Outros	Menor que 100 MW	1072
Total	-	8717

Fonte: EWEA, 2006

As principais vantagens da construção de usinas eólicas off-shore são:

- Disponibilidade de grandes áreas abertas, propícias para projetos de grande porte;
- Altas velocidades de vento, que geralmente aumenta com a distância da costa;
- Menor turbulência do vento, o que possibilita aerogeradores com maior eficiência e menor carga de fadiga;
- Menor altura da torre, já que o vento atua na camada superficial do solo.

As desvantagens são:

- Custo adicional em função das fundações marinhas;
- Custo adicional para interligação com a rede elétrica (custo com cabos submarinos)
- Acesso limitado e de alto custo para manutenção;

No Brasil um único projeto de eólica offshore está em discussão. A Usina Eólica Offshore Asa Branca pretende inserir no sistema elétrico brasileiro um total de 10.000 MW. Dividida em 10 módulos de 1.000 MW cada, a usina Asa Branca, em alusão ao pássaro símbolo do nordeste brasileiro e popularizado pelo cantor Luiz Gonzaga, pretende explorar no nordeste do Ceará um banco de areia localizado a 7 km da costa. Já previsto em uma lei de incentivo do governo do Ceará este potencial offshore surge de uma empreitada pioneira. Diversas dificuldades estão impedindo a outorga deste projeto junto a Aneel. Desconhecimento de como proceder em terras dentro do mar, até mesmo a Marinha do Brasil tem dificuldade de como aprovar esta matéria e emitir parecer técnico junto aos órgãos competentes.

O impacto ambiental do parque eólico marítimo é significativamente menor que o das demais fontes de geração de energia, inclusive de parques eólicos em terra junto a áreas habitadas e/ou reservas turísticas/ambientais. Estima-se que o impacto final será até positivo, uma vez que nas partes submersas das fundações dos aerogeradores poderão ser criadas bases de vida marinha e criadouros de fauna e flora marinhos para fomento da atividade pesqueira da região. Quanto ao aspecto visual do parque, os impactos são mínimos devido à distância da costa, podendo até torna-se uma atração turística.

Outros impactos positivos é o maior controle do tráfego de embarcações de pesca no recinto do parque, mediante um sistema de vigilância controlado a partir das torres aí instaladas, promovendo o desenvolvimento de uma maricultura local e dificultando a prática predatória de pesca de arrastão, colaborando assim com as colônias de pesca locais e o conseqüente desenvolvimento da economia pesqueira da região.

Entretanto, apesar do benefício ambiental e um ganho significativo na velocidade e na qualidade do vento a energia eólica offshore revelou-se mais caro do que o previsto. A completa falta de estrutura para instalação de torres no mar levou à altíssimos custos de adaptação de navios de transporte e de confecção de guindastes especiais. No entanto estes custos tende a ser mitigados ao longo das novas instalações e o futuro da energia eólica offshore tem-se revelado promissor com a instalação da nova geração de aerogeradores comerciais com potências superiores a 5 MW.

2. Capítulo 2: Políticas Públicas

Esse capítulo examina as diferentes políticas postas em prática para encorajar o desenvolvimento da energia eólica em seis países: Alemanha, Dinamarca, Reino Unido, EUA, Espanha e Índia. A natureza destas políticas é promover o desenvolvimento privado de tecnologia de projetos de energia renovável, em função da opção de uma estrutura de mercado de energia competitiva. Como a melhor escolha da estratégia depende das prioridades e objetivos particulares de cada país ou região, essa discussão concentra-se nos efeitos de várias abordagens para encorajar o desenvolvimento da energia eólica, além de fornecer a estrutura para a avaliação da eficácia e das limitações das estratégias individuais para atingir seus objetivos.

Alguns elementos de política regulatória, como uma bem definida e estável estrutura legal que apóie e proteja o investimento privado, são benéficas para todas as tecnologias de energia. Outros elementos de política regulatória, que levam em conta atributos específicos para energia eólica, são mais eficazes na promoção do desenvolvimento de uma indústria de energia eólica. Por exemplo, algumas das mais eficazes políticas e regulamentações para promover o uso da energia eólica consideram o benefício ambiental da energia eólica quando compara seus custos ao das fontes de energia convencionais como o carvão ou a nuclear (WINROCK, 2004)

Em geral, o desenvolvimento da energia eólica pode ser apoiado através de uma variedade de incentivos numa tentativa de estimular o mercado, ou provendo um mercado para garantir que o desenvolvimento da energia eólica ocorra. Uma forma de estimular o desenvolvimento da energia eólica é reduzir os custos através de incentivos fiscais ou através de programas de subsídio de financiamento (DUTRA, 2001). Entretanto, reduzir os custos pode não resultar na expansão do desenvolvimento, se não houver compradores para a eletricidade. Obrigatoriedade e outros requisitos de compra criam um mercado para a produção de projetos de energia eólica sem a necessidade de redução de custos.

Exemplos de políticas e regulamentações atualmente usadas por governos para apoiar a geração de energia eólica incluem:

- Compra governamental de energia eólica;
- Financiamento apoiado pelo governo para os custos de construção de projetos de energia eólica;
- Programa de preço fixo de compra;

- Obrigatoriedade de compra de quantidade fixa (capacidade instalada);
- Portfólio padrão de energia renovável (solicitação de uma quantidade mínima de energia proveniente de fontes renováveis);
- Garantia e premiação de financiamento; e,
- Reembolsos e incentivos fiscais.

Existem outras abordagens indiretas para apoiar a energia eólica, como incentivos para atrair plantas de produção, ou políticas de desenvolvimento e pesquisa para apoiar os avanços tecnológicos em aerogeradores.

Países em particular e características locais precisam ser considerados ao adaptar esses mecanismos a situações específicas. Situações políticas, econômicas e de infraestrutura são únicas, e governos decidem sobre políticas por diferentes razões. Assim, nenhuma abordagem particular é correta para toda situação. Por exemplo, o objetivo primordial de um país pode ser de alcançar reduções obrigatórias dos níveis de dióxido de carbono, enquanto que outro país pode estar procurando diversificar seu setor industrial e criar empregos (SALLES, 2004).

2.1. Políticas públicas internacionais

Alguns países europeus têm instituído progressivamente políticas de energia renovável ao longo das últimas duas décadas. Essas iniciativas incluem preços fixos, financiamento federal, incentivos baseados na propriedade, impostos de energia regulados, portfólios padrão de energia renovável, e um mercado separado de energia renovável em conjunto com o uso obrigatório de energia renovável.

A força fundamental impulsionadora da política de energia eólica no mundo é a mudança climática global e os compromissos feitos pelos países europeus em direção à redução das emissões de dióxido de carbono.

2.1.1. Alemanha

Desde a década passada, a Alemanha tem tomado a liderança na fabricação de componentes e instalações de energia eólica como um resultado de iniciativas em três áreas de políticas: determinação de preço, subsídios de investimento e financiamento federal. Durante esse tempo, a capacidade eólica instalada na Alemanha cresceu de 1.132 MW em 1995 para 20.622 MW em 2006. A Alemanha tem um total de cerca de 130.000 MW de capacidade instalada de

geração de energia elétrica, com cerca de 60% da energia proveniente de combustíveis fósseis (predominantemente carvão), 30 % de fissão nuclear, e 5% de energia eólica (IEA, 2007).

As políticas de incentivo da Alemanha para energia renovável foram impulsionadas por um amplo apoio público por questões ambientais, incluindo preocupações a respeito da segurança da energia nuclear após o acidente em Chernobyl, e das mudanças climáticas associadas com a emissão de carbono oriundo da queima de combustíveis fósseis.

“A Tarifa Feed-in⁷ de Energia Renovável (Renewable Energy Feed-in Tariff – REFIT), como parte de uma Lei (Electricity Feed Law), define o preço pago para geradores de energia eólica a 90% da tarifa média de concessionária paga pelo kWh na entrega de varejo, o qual ficava em torno de € 85/MWh de 1991 a 2000. A REFIT não se aplicava a projetos em que o governo federal ou estadual, ou uma concessionária pública detivesse mais de 25% de participação. O desenvolvimento da energia eólica foi concentrado nas áreas costeiras do norte da Alemanha, e em resposta às preocupações de que os preços relativamente altos pagos sob a REFIT estavam sobrecarregando injustamente as concessionárias no norte, a REFIT foi revista em 1998 para cobrir as obrigações da concessionária em 5% de suas entregas totais anuais” (WINROCK, 2004).

A REFIT foi substituída em 2000 por uma nova lei nacional de energia renovável, Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG, a qual requereu que os operadores do sistema de energia da Alemanha comprassem energia de cada forma específica de energia renovável (incluindo eólica) por 20 anos, por um preço fixo mínimo. Em 2003, o preço inicial para uma nova geração de energia eólica era € 89/MWh pelos primeiros cinco anos. Após o quinto ano, a tarifa cai para € 60/MWh e mantém-se constante por 15 anos (GEC, 2005). Para projetos iniciados depois de 2003, o alto (primeiros cinco anos) e baixo (anos 6 a 20) preço de referência cai em 1,5% por ano. Se a geração de energia de um projeto está abaixo de 150% do desempenho de referência do aerogerador⁸, o período de preço fixo mais alto é estendido em dois meses, com duração da extensão sendo proporcional ao quanto a baixo de 150% do desempenho do aerogerador de

⁷ Tarifa Feed-in é uma modalidade tarifária que busca mitigar o risco do baixo fator de capacidade (25-40%) típico de empreendimentos eólicos.

⁸ O aerogerador de referência compreende uma série de tipos de aerogeradores operando em uma velocidade média de vento de 5,5m/s e altura para o centro do eixo de 30m, usando uma curva de potência aprovada.

referência o desempenho real do projeto esteve. A intenção deste sistema é a de proporcionar suporte para projetos em lugares com menos vento, enquanto evita fornecer subsídios “excessivos” a projetos em lugares com muito vento.

A segunda área da política alemã, subsídios de investimento, iniciada em 1989 com o “Programa eólico de 100 MW” e foi ampliado em 1990 com o “Programa eólico de 250 MW”. Esse programa foi extinto entre 1996 e 1998. Sob o programa, projetos recebiam subsídios com um limite máximo de € 100.000 por projeto para projetos de até 1 MW, e um máximo de € 150.000 para projetos de mais de 1 MW (GEC, 2005). Dependendo do tamanho do projeto e do custo de capital, isso podia resultar em um subsídio de cerca de 10% a 15% do custo de capital.

A terceira área de política, financiamento federal, oferece a projetos alemães de energia renovável financiamento com taxas abaixo do mercado. Os empréstimos cobrem aproximadamente 75% dos custos do projeto, têm uma taxa de juros fixa entre 1% e 2% a.a. abaixo das taxas de mercado, e um período de até 5 anos de carência parcial, durante o qual somente os juros são pagos, mas o montante principal do empréstimo mantém-se o mesmo.

Como foi mencionado previamente, o sistema Alemão tem sido bastante eficaz em estimular o desenvolvimento da energia eólica. O curso estável das receitas em preços suficientes para fornecer um retorno satisfatório, combinado com custos relativamente baixos dos financiamentos e subsídios para atacar a natureza intensiva em capital da tecnologia, têm resultado em altas taxas de crescimento. Em resposta ao sucesso, uma emenda ao EEG, proposta em 2003 pelo ministro do ambiente alemão, busca, entre outras coisas, reduzir os incentivos aos projetos de energia eólica através da:

- Redução do período máximo que projetos localizados em regiões com pouco vento podem estender seus “períodos de altos preços” para 10 anos (para um total de 15 anos a partir do começo do projeto, incluindo o período base de 15 anos);
- Redução do “período de preços baixos” aplicáveis nos anos 6 a 20 em locais com muito vento em € 5/MWh (por exemplo, para projetos terminados em 2004, os preços seriam de € 54/MWh ao invés de € 59/MWh, de acordo com a lei atual).

2.1.2. Dinamarca

Líder inicial em tecnologia eólica, a Dinamarca também tem sido eficaz em encorajar o desenvolvimento de energia eólica. Em 1995, a Dinamarca tinha 637vMW de capacidade eólica instalada. Esse número aumentou para 2.880 MW em 2002. A Dinamarca tem um total de cerca de 15.600 MW de capacidade de geração elétrica instalada, com aproximadamente 80% de energia gerada por combustíveis fósseis, nada por fissão nuclear, e 18% de energia eólica (IEA, 2007)

“A estrutura de políticas da Dinamarca tem, historicamente, diferenciado incentivos baseados no tipo de propriedade: cooperativas de energia eólica (co-ops), propriedade privada, e propriedade de concessionárias. A infra-estrutura de energia eólica dinamarquesa favorece propriedade locais de pequenos projetos distribuídos, tanto de indivíduos quanto de cooperativas. Essa estrutura tem tendido a aumentar custos, em função da falta de economias de escala, mas tem reduzido a oposição local do desenvolvimento de projetos, porque os projetos eram pequenos, tinham apoiadores locais e maximizavam os benefícios econômicos locais. Até recentemente, co-ops e proprietários privados eram elegíveis para contratos de compra com concessionárias, em 85% do preço de varejo da energia, ou cerca de 40 a 50 €/MWh. Co-ops e proprietários privados também recebiam um reembolso do imposto de energia, e um reembolso do imposto do dióxido de carbono” (WINROCK, 2004).

Mais de 150.000 famílias dinamarquesas possuem aerogeradores, através das co-ops ou individualmente, e essas propriedades representam uma grande força política no país. Além disso, a associação dos proprietários de aerogeradores publica mensalmente estatísticas operacionais por tipo de aerogerador, incluindo histórias bem sucedidas e de problemas.

Outro elemento da política de energia eólica que tem afetado a indústria dinamarquesa de eólica é a exigência de certificação do aerogerador. O Governo Dinamarquês criou a Estação de Testes de Aerogeradores Risø e, para receber subsídios, as turbinas têm que ser certificadas, e, mais recentemente, para poderem ser conectadas à rede de transmissão.

Durante os anos 80, a Dinamarca fornecia um subsídio de investimento de 30% do custo dos aerogeradores. A Dinamarca amplamente evitava problemas associados com subsídios de investimentos como os que ocorriam nos Estados Unidos por causa da exigência da certificação Risø e da relativamente modesta quantia de subsídio, se comparada com a quantia dos Estados Unidos, dentre outras coisas.

Por causa da ênfase na propriedade local e da estrutura fiscal, concessionárias têm tido muito poucos incentivos para construir projetos próprios. As concessionárias não são elegíveis para pleitear o reembolso ou qualquer outro tratamento fiscal preferencial. No entanto, elas podem candidatar-se para reembolsos do imposto do dióxido de carbono quando utilizarem energia renovável. Era exigido que as concessionárias arcassem com qualquer reforço à rede de transmissão que fosse necessário para o recebimento de energia de projetos eólicos. Custos adicionais eram somados à tarifa base das concessionária e repassados aos consumidores.

Mudanças recentes na política energética dinamarquesa têm substituído os 85% da tarifa feed-in dos preços de varejo para novos projetos. Contratos de compra de energia assinados entre 2000 e 2002 receberam duas formas de pagamento pela energia: um preço fixo mínimo por 10 anos mais um “certificado verde” que será comercializado por um preço de mercado. Depois de 10 anos de operação, o sistema pretende tornar-se inteiramente dependente dos preços de mercado.

Devido à Dinamarca ter sido um dos primeiros líderes em energia eólica, muitas turbinas eólicas já atingiram o final de suas vidas úteis. Um sistema de certificado de substituição foi criado para promover a remoção de equipamento antigo (abaixo de 100 a 150 kW de capacidade indicada) e instalação de equipamento novo. Um detentor de um certificado é premiado com um preço superior pela energia produzida por aerogeradores novos até o máximo de duas ou três vezes da capacidade substituída. Como resultado, em 2002, 300 novos aerogeradores, totalizando quase 300 MW substituíram aproximadamente 1.300 aerogeradores com capacidade total de 100 MW. A instalação de aerogeradores dinamarquesas em 2002 totalizaram 526 MW, assim, o programa de substituição representou mais da metade das instalações de 2002 (WINROCK, 2004).

As recentes transições na política de energia eólica da Dinamarca ilustram um ponto importante: consistentemente, políticas de longo prazo ampliam o desenvolvimento de projetos de energia eólica, e incertezas sobre políticas futuras reduzem este desenvolvimento.

A política de apoio à energia eólica, relativamente estável e antiga, fez da Dinamarca um líder da indústria, tanto em termos de penetração de mercado da energia quanto da fabricação de aerogeradores, com companhias dinamarquesas controlando cerca de 50% do mercado mundial. A evolução das políticas dinamarquesas para uma abordagem mais baseada no mercado introduziu incerteza no mercado, mas políticas atuais parecem estar dirigindo novamente a energia eólica na Dinamarca para um importante crescimento.

2.1.3. Reino Unido

O Reino Unido tem um total de aproximadamente 96.000 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, com cerca de 70% sendo gerada pela queima de combustíveis fósseis (predominantemente carvão e gás), 20% de fissão nuclear e menos de 1% de energia eólica (IEA, 2004).

A indústria de energia elétrica no Reino Unido foi gradualmente desregulamentada durante os anos 90. Uma parte do processo de desregulamentação foi o programa de Obrigação de Uso de Combustíveis não-Fósseis (Non Fossil Fuel Obligation – NFFO). O programa NFFO foi originalmente desenvolvido para proteger a indústria de energia nuclear em um mercado desregulamentado, mas a lei permitia a participação de tecnologias de energia renovável e eventualmente foi usada somente para energia renovável. A NFFO estabeleceu novas metas semestrais de capacidade elétrica para combustíveis não fósseis, posteriormente evoluiu para a subdivisão dessas metas por tecnologia, por exemplo, biomassa e gás de aterro sanitário.

Desenvolvedores de projetos de energia renovável competem economicamente dentro de seu mercado tecnológico com concessionárias regionais pelos contratos de compra de energia. Os contratos de compra de energia das duas primeiras rodadas do programa foram de até cerca de 8 anos; subseqüentes rodadas foram de contratos de 15 anos. O programa promove ofertas de preços competitivos e cria tanto melhorias tecnológicas economicamente orientadas quanto esforços de pesquisa e desenvolvimento.

Outros fatores que provavelmente contribuíram para a redução das propostas de preços foram os avanços dos aerogeradores, a eficiência adquirida pelos desenvolvedores através da experiência, e a maior familiaridade do investidor com a tecnologia, que deve reduzir as taxas de juros cobradas ou as exigências de retorno sobre o investimento.

Qualquer diferença entre o preço da NFFO e o preço médio mensal de compra de energia das concessionárias é reembolsado através do fundo do Imposto dos Combustíveis Fósseis (Fossil Fuel Levy). O Imposto dos Combustíveis Fósseis foi inicialmente criado, como a NFFO, para subsidiar a energia nuclear, e permanecerá até 2014. No entanto, parte desse subsídio foi para a energia renovável uma vez que a NFFO começou a ser usada para energia renovável. O imposto tem se alterado ao longo do tempo, e tem variado entre cerca de 10% para menos de 1% do preço de varejo da energia (WINROCK, 2004).

Enquanto que a NFFO era esperada por muitos para apoiar uma vigorosa indústria de energia eólica no Reino Unido, durante 2001 apenas 525 MW de capacidade foi instalada, capacidade essa que é bem menor que na Dinamarca e Alemanha. A razão primordial para essa discrepância é a dificuldade em obter licenças de forma rápida. Além disso, obstáculos para a transmissão de energia parecem limitar o desenvolvimento da energia eólica no Reino Unido.

Em 2002, o Reino Unido mudou do sistema de contrato NFFO para um sistema de obrigação renovável. Esse sistema segue a premissa básica do sistema de portfólio padrão de energia renovável usado por alguns estados dos Estados Unidos. A obrigação renovável britânica requer que varejistas de energia adquiram 3% da energia que demandam a partir de fontes renováveis em 2003, elevando para 10% até 2010. Essa obrigação requer que cerca de 1.250 MW de fonte renovável sejam instaladas a cada ano. A energia eólica provavelmente terá um importante papel nesse desenvolvimento, esperando-se que aproximadamente 1.000 MW sejam desenvolvidos nos próximos dois anos, com ênfase maior em desenvolvimentos feitos off-shore no futuro (GEC, 2004)

A atividade de desenvolvimento no estágio inicial parece ter crescido significativamente em resposta ao padrão de portfólio padrão renovável, com

relatórios publicados indicando que 6.000 MW de nova capacidade eólica em terra sendo submetida para aprovação do governo durante 2006.

2.1.4. Estados Unidos

Os Estados Unidos têm instituído diversos mecanismos de políticas no nível federal e estadual para encorajar o crescimento da indústria de energia eólica, com variados graus de sucesso. Atualmente o EUA têm um total de cerca de 1.022.000 MW de capacidade de geração de energia elétrica, com 70% sendo gerada a partir de combustíveis fósseis (predominantemente carvão e gás), 21% de fissão nuclear e menos de 1% de energia eólica (IEA, 2007)

2.1.4.1. Créditos Fiscais de Investimento

Durante os anos 70 e 80, o governo federal estabeleceu diversos créditos fiscais de investimento, geralmente com o objetivo de estimular a economia. Esses créditos fiscais de investimento incluíam provisões específicas para recursos de energia renovável como o vento; parcialmente em resposta ao embargo dos produtores árabes de petróleo de 1973 causado pela ampla crise econômica. O crédito fiscal de investimento permitia que os proprietários de projetos de energia eólica reduzissem a base de cálculo do montante investido em projetos em vias de qualificação. Logo depois, a Califórnia ofereceu um crédito fiscal similar em nível estadual, chegando a quase 50% o crédito fiscal sobre o custo da tecnologia eólica.

Na mesma época, o estado da Califórnia exigiu que as concessionárias oferecessem contratos de compra para projetos de energia renovável, os quais se revelaram ter tarifas muito favoráveis. Esses contratos de compra de energia eram geralmente de 30 anos, com preços fixos nos 10 primeiros anos baseados numa previsão evolutiva dos preços da energia. Os contratos incluíam tanto um pagamento da energia quanto da capacidade. Os preços da energia começavam em cerca de 50 US\$/MW no início dos anos 80 (WINROCK, 2004).

A combinação de créditos fiscais e contratos com altos preços levaram a um agitado desenvolvimento de energia eólica na Califórnia nos anos 80. Conseqüentemente, ao longo dos anos 80, mais de 90% da capacidade eólica mundial estava instalada na Califórnia. Entretanto, como o crédito fiscal era sobre o investimento, um projeto tinha apenas que estar concluído e conectado a rede de transmissão até o final do ano fiscal. Em outras palavras, não existia nenhum incentivo para a operação dos projetos, apenas para instalá-los.

2.1.4.2. Crédito Fiscal para Produção

As condições descritas acima fizeram com que aproximadamente 1.000 MW de capacidade de geração de energia fosse instalada na Califórnia ao longo de 1986. Entretanto, o crédito fiscal para investimento não foi renovado em 1987, e de 1987 até 1991, somente cerca de 500MW de capacidade eólica foi instalada na Califórnia, utilizando-se capacidade eólica não aproveitada que ainda restava de alguns contratos de compra de energia com altos preços que tinham sido obtidos no início dos anos 80. Até 1991, a capacidade eólica instalada acumulada nos Estados Unidos totalizou 1.600 MW (WINROCK, 2004).

Em 1992, uma Lei de Política de Energia federal foi colocado em prática e incluía um crédito fiscal para a produção de energia renovável (Production Tax Credit – PTC). Baseada na produção ao invés do investimento, essa provisão encorajava o desenvolvimento de projetos de energia eólica focados em operações de longo prazo. De 1992 até 2002, 3.100 MW de capacidade extra de energia eólica em nível de concessionária foi adicionada em 15 estados.

Atualmente, o PTC é a política federal primordial dos Estados Unidos para apoiar o desenvolvimento de energia eólica. O PTC aplica-se à energia gerada durante os 10 primeiros anos da operação do projeto. Esse crédito fiscal federal começou em US\$ 15,00 por MWh em 1994. O crédito, da forma como foi implementado, tem duas desvantagens: prazo curto para implementação e o fato de não ser transferível.

2.1.4.3. Depreciação Acelerada

O código fiscal dos Estados Unidos permite também a depreciação acelerada sobre investimento em ativos, o que ajuda a aumentar o retorno pós-imposto sobre investimento em projetos de energia eólica. A depreciação é considerada uma despesa e é indicada numa declaração de renda como uma despesa.

A depreciação ocorreria normalmente durante a vida útil do equipamento, o qual, para aerogeradores, é de aproximadamente 20 anos. Uma depreciação normal direta de aerogeradores permitiria então uma redução dedutível de imposto de 5% do custo do equipamento por ano, por 20 anos. Entretanto, com a depreciação acelerada, muito mais do investimento pode ser deduzido para propósitos de cálculo de imposto de renda no início da vida do projeto, aumentando assim o valor econômico do projeto para o seu dono.

2.1.4.4. Obrigações de Compras Governamentais

O Governo dos Estados Unidos é o maior consumidor individual de energia do país, representando cerca de 2% do consumo total de energia. Governos locais e estaduais também consomem grandes quantidades de eletricidade. Conseqüentemente, obrigações governamentais podem representar grandes incentivos para a indústria de energia eólica. A Ordem Executiva 13.123, assinada em 1999, é uma instrução geral para agências federais para incrementar o uso de energia de fonte renovável. Metas têm sido estabelecidas por diversas agências e compras significativas têm sido feitas pelo Departamento de Energia, a Agência de Proteção Ambiental e o Departamento de Defesa, dentre outros.

2.1.4.5. Portfólio Padrão de Fontes Renováveis e Outras Obrigações

Considerando-se que as concessionárias nos Estados Unidos estão sendo desregulamentadas, alguns estados implementaram alguma forma de obrigação de compra de energia renovável como parte de suas legislações de desregulamentação. Uma das mais populares formas de obrigação é

conhecida como um Portfólio Padrão de Renováveis (Renewables Portfolio Standard – RPS). Com um RPS, fornecedores de energia no varejo são obrigados a comprar uma porcentagem mínima de energia de fontes renováveis.

Com um RPS, varejistas de energia são exigidos de comprar uma porcentagem mínima de energia de fontes renováveis. Um varejista pode cumprir com suas obrigações construindo e operando seu próprio projeto de energia renovável, comprando energia diretamente um produtor de energia renovável, ou comprando energia através de um intermediário. Espera-se que esse sistema utilize as forças de mercado que irão minimizar os preços pagos pela energia renovável.

Assim como qualquer política, a estrutura da legislação do RPS afeta seu impacto. Os elementos-chave para o sucesso incluem:

- Compatibilidade com a estrutura de mercado de energia para assegurar que cada concessionária participante possa cumprir com suas obrigações da maneira mais eficaz;
- Apoio para as fontes renováveis existentes se necessário;
- Novas exigências para renováveis;
- Pesadas penalidades para a não adequação que custem mais do que a adequar-se;
- Estrutura flexível que permita ajustes aos avanços tecnológicos e outras mudanças de mercado;
- Descrição precisa e clara.

2.1.5. Espanha

A Espanha tem uma potência instalada de geração elétrica de 91,3 GW, sendo 52% com base em combustíveis fósseis, 17%, nuclear e 8% eólica. Com uma capacidade eólica instalada ao fim de 2006 de 11.615 MW a Espanha é a segunda colocada em potência eólica mundial (IEA, 2007)

Fruto de uma política sustentável a Espanha desenvolveu nos últimos 10 anos uma política única de desenvolvimento da energia eólica. Através do Decreto Real 2818 de 1998, o qual incentivou o desenvolvimento de diversas

fontes de produção de energia elétrica, pretende-se suprir 12% do fornecimento de eletricidade de toda a Espanha, através de fontes renováveis de energia dentre elas a eólica, até 2010 .

Esse decreto previa a instalação de usinas eólicas com potência mínima de 50 MW através de incentivos fiscais, garantia de compra de energia através de celebração de contrato com a concessionária local e fixação do preço de compra pela média dos preços horários pago pelos consumidores aos mercado produtor de energia elétrica objeto de liquidação pelo operador do mercado.

Através de outro incentivo, a Espanha também tomou destaque no setor industrial eólico. Com três empresas entre as 10 maiores do mundo, as empresas espanholas forneceram 13% de toda a energia eólica instalada no mundo. Descontos fiscais concedidos a desenvolvedores eólicos que adquirissem as aerogeradores no próprio país, alimentou e desenvolveu uma moderna e crescente indústria eólica. A Gamesa, quarta maior fabricante eólico do mundo tem uma fatia de mercado mundial de 9%. A Ecotécnica que possui 1% do mercado mundial e 33% do mercado espanhol foi adquirida recente mente do gigante do setor elétrico Alstom, o que mostra o interesse de grandes empresas pelo setor eólico espanhol e mundial.

O governo espanhol introduziu recentemente novas tarifas de compra de energia eólica através do decreto real 1634 de 2006 e tornou compulsório que usinas eólicas estejam conectadas a centro de controles regionais e que estes estejam conectados com o centro nacional de despacho de energia renovais ambos gerenciados pelo estado. Essa nova política de gerenciamento de energia eólica foi introduzida objetivando que o coordenador do centro de despacho mantenha o controle das usinas eólicas podendo até reduzir a produção destas em situação de sobre carga no sistema, riscos de estabilidade ou excesso de geração.

Políticas ambientais contribuíram e continuarão contribuindo para o sucesso da energia eólica na Espanha. Com a publicação, pelo Ministério de Meio Ambiente, das Estratégias da Espanha para as Mudanças Climáticas e Energias Limpas, ficou estabelecido que o governo publicará um novo plano de energias renováveis para o período de 2008 a 2020. Dentre outras medidas este

plano pretende definir as especificações das metas de produção de eletricidade através de fontes limpas para 2012 e 2020 de 25% e 37% respectivamente.

2.1.6. Índia

A Índia tem um total de cerca de 138.000 MW de capacidade de geração de energia elétrica, com cerca de 82% de energia sendo gerada através de combustíveis fósseis (a maioria carvão), 3% de fissão nuclear, e menos de 1% de eólica (IEA, 2007). Através de uma política de energias renováveis, esse país estabeleceu uma meta de 10.000 MW de potência instalada de fontes renováveis até 2012, do qual se espera que cerca de metade que seja proveniente de energia eólica.

Para promover o desenvolvimento privado, a Índia estabeleceu créditos fiscais. Esses créditos eram inicialmente baseados no investimento, mas têm sido alternados para créditos baseados na produção, já que incentivos baseados no investimento resultam em projetos que não têm um bom desempenho. Os incentivos baseados no investimento tiveram um efeito similar ao dos créditos fiscais na Califórnia, descritos acima. Com muito do retorno sobre o investimento estando atrelado ao custo de capital e não ao desempenho de longo prazo do projeto, alguns projetos indianos usam equipamentos inferiores.

Muitos projetos construídos em meados dos anos 90 têm sido prejudicados por falhas de componentes, de sistemas de comunicação e da relativamente fraca rede de transmissão.

Esses problemas, aliados com a fragilidade econômica, causaram o encolhimento da indústria eólica na Índia, de 550 MW de nova capacidade eólica instalada entre 1994 e meados de 1996 para 215 MW de nova capacidade instalada entre 1997 e 1999 (WINROCK, 2004). Isso, por sua vez, causou prejuízo econômico a muitos investidores que investiram em instalações para fabricar aerogeradores e componentes na Índia. Entretanto, o governo indiano tem desenvolvido novas políticas para facilitar o desenvolvimento de uma indústria mais sólida e de longo prazo. Essas políticas incluem regras de energia de mercado, que ajudam à participação de projetos de energia renovável no mercado de energia. Algumas dessas regras incluem tarifas de compra de

energia publicamente disponíveis, transporte de energia, vendas à consumidores livres, e realocação de energia. O transporte de energia tem permitido o crescimento do setor de produtores independentes de energia (PIE). PIEs podem usar diferentes plataformas de linhas de transmissão, pagando uma taxa, para fornecer energia direto ao consumidor. Produtores de energia eólica também podem realocar o excesso de energia entregue a linha de transmissão durante a estação de ventos monções, quando a geração de energia é alta, mas a demanda por energia é baixa, e usá-la mais quando a demanda aumenta.

Essas novas políticas ajudaram a aumentar significativamente o desenvolvimento de energia eólica na Índia: até dezembro de 2006, a capacidade total instalada foi de 6.270 MW, um incremento de 5.250 MW desde o final de 1999 (GEC, 2004)

O financiamento de projetos na Índia é facilitado pela Agência de Desenvolvimento de Energia Renovável (IREDA), assim como outras instituições financeiras. A IREDA, uma companhia pública limitada, tem financiado aproximadamente 2.360 MW de projetos de energia eólica juntamente com 3.300 MW em outras tecnologias de energia renovável.

Muitas políticas de nível estadual também afetam o desenvolvimento eólico na Índia, e essas políticas variam de estado para estado. Exemplos dessas políticas incluem contratos padronizados de compra de energia, incentivos fiscais e assistência de financiamento.

Exemplos específicos incluem:

- Em Karnataka, o governo estadual estabeleceu encargos de rede em 20% da venda de energia para transporte de energia para consumidores, muito além das instruções federais do Ministério de Fontes de Energia Não Convencionais, que diz que essas taxas devem ser de 2%. O preço de compra da energia eólica em Karnataka tem sido cerca de US\$ 67 a 70 por MWh (WINROCK, 2004).
- O preço de compra de energia eólica proposto em Maharashtra é aproximadamente US\$ 76 por MWh, com provisões relacionadas transporte de energia, realocação, e a venda a consumidores livres como parte do pacote regulatório esperado (WINROCK, 2004).
- Gujarat ofereceu terras do governo para desenvolvimento eólico.

2.2. Políticas públicas nacionais

Poucas políticas públicas foram postas em prática no Brasil em busca do desenvolvimento de geração de energia elétrica com base em fonte eólica. Uma bem definida e estruturada política de incentivos não foi possível até o início deste século. Entretanto, alguns passos para criação de um conhecimento sobre o assunto datam da década de 80, onde o Governo Federal através da Eletrobrás buscou realizar os primeiros estudos de viabilidade técnica e econômica. Nesse tempo, pequenos parques eólicos foram instalados de forma isolada e em pequena escala. No estado do Ceará um parque eólico de 100 kW foi instalado no município de Russas a 190 km da capital, Fortaleza. Poucas informações sobre o resultado desse estudo foram disponibilizadas e esse projeto foi desmobilizado no fim do ano de 1986.

2.2.1. As primeiras experiências da energia eólica no Brasil

O primeiro aerogerador comercial foi instalada em julho de 1992 no arquipélago de Fernando de Noronha. Objetivando o desenvolvimento daquele arquipélago a CHESF, CELPE e a Folkcenter instalou um aerogerador de 75 kW, substituída em 2001 por uma unidade de 225 kW, em parceria com o Centro Brasileiro de Energia Eólica, vinculado a Universidade Federal de Pernambuco⁹.

Em meados de 1990 começaram a ocorrer encontros visando à discussão sobre os rumos das energias renováveis no Brasil. Em abril de 1994, realizou-se em Belo Horizonte o “I encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil”, promovido pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério de Ciência e Tecnologia. Foram elaboradas, naquela ocasião, metas e diretrizes, em reunião plenária com 120 participantes de 79 entidades, formulando, como resultado final, a chamada Declaração de Belo Horizonte.

Essa declaração estabeleceu linhas de ação e propôs medidas específicas para criar condições favoráveis ao desenvolvimento das fontes solar e eólica no Brasil e possibilitar a realização da metas propostas para o ano de 2005:

⁹ O valor da energia gerada por este aerogerador é inserido na composição tarifária da CELPE – Centrais Elétricas de Pernambuco, podendo assim, os moradores dessa ilha pagar o mesmo valor do kWh dos consumidores do continente.

instalação de 1.000 MW de geração eólica, 50 MW de geração solar fotovoltaica e 3 milhões de metros quadrados de geração termo-solar. Estas metas foram projetadas a partir do dimensionamento de oportunidade de aplicações nas áreas de energia, integração regional, bem estar social, forças armadas, telecomunicações, transporte, agricultura, educação e saúde. Todas as diretrizes estão disponíveis em www.cresesb.cepel.br/o_cresesb/declaracao_bh.htm.

Em 1994 foi instalado o parque eólico, Morro do Camelinho, composto por 4 aerogeradores de 250 kW cada. Esta foi a primeira central interligada a rede.

Em 1996 foi instalada a usina eólica, a UEE Mucuri em Fortaleza, Ceará. Com o início de desenvolvimento do setor eólico no país começaram a surgir os primeiros mapas de potencial eólico estaduais e nacionais e o país presenciou a instalação de mais sete parques eólicos nos anos subsequentes totalizando uma potência instalada de 26,7 MW (ANEEL, 2005).

2.2.2. PROEÓLICA 2001 – GCE

Considerado o primeiro programa de larga escala para o incentivo ao desenvolvimento da energia eólica no Brasil o Proeólica foi criado em 2001 durante a crise energética. A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE criou o Programa emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, através da resolução GCE nº 24, de 5 de julho de 2001

O objetivo desse programa fixava a meta de 1.050 MW de capacidade instalada para a entrada em operação até dezembro de 2003. Neste programa ficou determinado:

- Garantia de compra, pela Eletrobrás da energia elétrica gerada por um período de 15 anos;
- Fixação do valor da tarifa de compra (VC) da energia elétrica pelo valor de repasse para as tarifas, relativo à fonte eólica, estabelecido conforme regulamentação da ANEEL.

A necessidade por energia naquele momento demandava a entrada a operação dos projetos o mais rápido possível, para isso, a Câmara de Gestão da

Crise incentivava, com um aumento do valor da compra de energia (VC), os projetos que obedecerem ao seguinte cronograma:

- Projetos implementados até 31 de dezembro de 2001 - 1,200 x VC;
- Projetos implementados até 31 de março de 2002 - 1,175 x VC;
- Projetos implementados até 30 de junho de 2002 - 1,150 x VC;
- Projetos implementados até 30 de setembro de 2002 - 1,125 x VC;
- Projetos implementados até 31 de dezembro de 2002 - 1,100 x VC;

Uma importante observação sobre o incentivo supracitado é que os investidores que buscassem o incentivo de 1,2xVC teriam apenas seis meses para implantar um projeto completo de usina eólica. O PROEÓLICA gerou uma corrida de investidores a iniciar o processo de homologação de seus projetos eólicos junto à ANEEL e junto com esse processo surgiram às primeiras barreiras da energia eólica.

Com a existência de apenas um único fornecedor de equipamentos eólicos instalado no país, a Wobben Wind Power, os investidores observaram a necessidade de importação de toda a tecnologia necessária para o cumprimento deste programa. Sendo assim, outro incentivo foi disponibilizado para os empreendedores. Através do decreto nº 3.827/2001 o governo federal isentou os aerogeradores de IPI durante o ano de 2002.

Entretanto, o PROEÓLICA nunca foi regulamentado pela ANEEL e nenhuma usina eólica incentivada por esse programa entrou em operação na ocasião.

A experiência adquirida pelo Proeólica serviu como base para a edição de uma medida provisória ainda em 2001. A medida provisória nº 14 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

2.2.3. PROINFA 2002 – MME

A medida provisória nº 14 veio a ser convertida na Lei nº 10.438 em 26 de abril de 2002. Uma ampla discussão sobre este programa está no próximo capítulo.

2.2.4. PROEÓLICA 2005 – Governo do Estado do Ceará

Considerando a situação climática privilegiada do Estado do Ceará no que diz respeito à geração de energia eólica e de olho no novo mercado industrial emergente, o Governo do Estado do Ceará publicou em 10 de outubro de 2005 o Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica – PROEÓLICA.

O mais recente programa de incentivo a essa fonte de energia criou o Fundo de Desenvolvimento Industrial do Ceará – FDI, que busca a auto-suficiência energética através de incentivos fiscais e ações voltadas para a atração de novas modalidades de investimento industriais integradas à cadeia produtiva de energia elétrica com base eólica.

As sociedades empresárias enquadradas no PROEÓLICA, serão beneficiárias, pelo prazo de 120 (cento e vinte) meses consecutivos, dos incentivos do PROVIN/FDI, com o deferimento equivalente a 75% (setenta e cinco por cento) do valor do ICMS recolhido mensalmente e dentro do prazo legal, com retorno do principal e encargos de 25% (vinte e cinco por cento), devidamente corrigido pela aplicação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, ou outro índice que venha a substituí-la. Esse benefício estava disponível apenas para empresas cujo objeto social fosse o mercado industrial.

Segundo relatório da Secretaria de Infra-Estrutura do Estado do Ceará até o julho de 2007 apenas duas empresas, a Fuhrländer e a Eólica Brasil, haviam habilitado para requerer esse incentivos, mas ambas ainda não iniciaram seus projetos fabris.

3. Capítulo 3: O PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA surgiu da sanção da Lei 10.438 em 26 de abril de 2002 que regulamentou a medida provisória nº. 14 de 2001. O objetivo desse programa, apresentado pelo governo, é o de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIA), concebido com base em fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. Como objetivos estratégicos esse programa propunha:

- Diversificação da matriz energética brasileira;
- Aumento da segurança no abastecimento
- Valorização das características e potencialidade regionais e locais, com a criação de empregos, capacitação e formação de mão de obra;
- Redução da emissão de gases de efeito estufa.

Dividido em duas etapas o programa adotava a estratégia, em sua primeira etapa, de contratação de 3.300 MW de capacidade instalada, divididos igualmente entre as fontes participantes com garantia de compra da energia pela Eletrobrás, através de celebração de contrato de compra e venda de energia por 15 anos. Inicialmente, a remuneração desses contratos dava-se através do pagamento, pela energia gerada, de 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses. Como estratégia de desenvolvimento a indústria nacional esse programa exigia um índice de nacionalização de 50% dos serviços e equipamentos

Em sua segunda etapa onde atingida a meta de 3.300 MW¹⁰, o desenvolvimento do programa será realizado de forma que as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no país, objetivo a ser alcançado em até 20 anos.

Alem do mecanismo de Tarifas “*Feed-in*”, o governo também apresentou aos interessados o mecanismo de subsídios para investimentos ao disponibilizar linhas especiais de crédito do BNDES. Essa linha de crédito destina aos empreendedores recursos da ordem de R\$ 5,5 bilhões para o financiamento de até 70% dos bens

¹⁰ A previsão inicial para início da 2ª etapa do PROINFA era em 2007 com o fim da 1ª etapa.

financiáveis,¹¹ com taxas de juros de 3,5% a.a. + TJLP, prazo de carência de seis meses após a entrada em operação da usina e até 10 anos para amortização.

Desde a sua criação, esse programa vem passando por diversos ajustes. Os mais significativos deles resultaram:

- Na ampliação do prazo de contratação da energia que passou de 15 anos para 20 anos;
- Ampliação do índice de nacionalização dos serviços e de equipamentos que passou de 50% para 60%;
- Ampliação do valor de remuneração que teve valores segmentados por fonte, sendo, 50%, 70% e 90% da tarifa média nacional de fornecimento, respectivamente para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica.

Ao criar do PROINFA em 2002, o governo federal não avaliou a complexidade desse programa, e a falta de integração de toda a cadeia envolvida, principalmente das repartições federais, provocou longos períodos de indefinições. Questões importantes só foram definidas anos depois de sua criação. Como exemplo, pode-se citar a determinação do valor da Tarifa Média Nacional - TMF¹², que serviria como base fundamental para a elaboração dos estudos de viabilidade. A ANEEL somente regulamentou a Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final – TMF em 2004, que ficou em 162,78 R\$/MWh.

Para o cálculo da TMF foi levado em consideração:

- Os tributos e contribuições não incluídos no cálculo de tarifas;
- Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração

¹¹ Bens financiáveis pelo BNDES: Obras civis, montagem e instalações; Máquinas e equipamentos novos, aí incluídos os conjuntos e sistemas industriais produzidos no País e constantes do Credenciamento de Fabricantes Informatizado - CFI do BNDES, que apresentem índices de nacionalização, em valor, iguais ou superiores a 60% (sessenta por cento) ou que cumpram o Processo Produtivo Básico - PPB; Máquinas e equipamentos usados, de fabricação nacional, apenas para microempresas; Móveis e utensílios, não isoladamente; Importação de máquinas e equipamentos novos, sem similar nacional, somente para empresas do setor industrial (Seções "C" e "D" da CNAE do IBGE); Despesas decorrentes da internação de equipamentos importados, desde que não impliquem em remessa de divisas, mesmo que a importação não seja financiada pelo BNDES; Gastos com estudos e projetos de engenharia relacionados ao investimento; Gastos com: Qualidade e Produtividade, Pesquisa e Desenvolvimento, Capacitação Técnica e Gerencial, Atualização Tecnológica e Tecnologia da Informação; Despesas pré-operacionais; Gastos com a comercialização de novos produtos e serviços; Gastos com treinamento de pessoal; Reforma de equipamentos e instalações de grande porte, que visem à modernização ou aumento de capacidade produtiva; Investimentos em infra-estrutura urbana e social; e Capital de giro associado ao investimento fixo.

¹² Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final é o quociente entre a Receita Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final dos últimos doze meses anteriores à publicação da Lei 10.762, de 2003, e o respectivo consumo, expressa em R\$/MWh.

ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, de que trata o art. 1º da Lei nº 10.438, de 2002;

- O repasse da parcela das despesas com a compra de energia de que trata o art. 2º da Lei 10.438, de 2002; e
- A recomposição tarifária extraordinária de que trata o art. 4º da Lei nº 10.438, de 2002.

Em 30 de março de 2004 com a publicação do decreto 5.025, pelo Ministério de Minas e Energia, atendendo aos apelos dos empreendedores que achavam insuficiente o valor da tarifa que remuneraria os empreendimentos, foi criada a figura do Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte, que seria o valor de venda da energia elétrica para a Eletrobrás, que viabiliza econômica e financeiramente um projeto-padrão. As premissas levantadas pelo Ministério para a elaboração deste projeto-padrão foram:

- Cálculo dos valores econômicos efetivado mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado;
- Período de vinte anos de operação comercial;
- Taxa de retorno do capital próprio compatível com os riscos minorados que decorrem das garantias de contratação e de preço;
- Níveis de eficiência compatíveis com o estágio de desenvolvimento tecnológico e com os potenciais energéticos nacionais;
- Custos unitários-padrão de cada fonte para a determinação do valor a ser investido no empreendimento, inclusive os custos-padrão de conexão;
- Previsões de despesas e custos operacionais, inclusive perdas, uso de sistemas elétricos, tributos e encargos setoriais;
- Previsões de taxas de indisponibilidade e de consumo próprio de energia elétrica;
- Condições especiais de financiamento;
- Relação entre capital próprio e de terceiros, compatível com a praticada pelo mercado de geração de energia elétrica;
- Descontos específicos previstos na legislação existente para a utilização das redes de transmissão e de distribuição;
- Considerando os níveis de depreciação estabelecidos na regulação específica para cada fonte; e

- Receitas advindas de subprodutos e co-produtos que venham a ser comercializados.

Um importante aspecto do PROINFA é todo o arcabouço jurídico que esse programa abranje. Diversas leis, resoluções, portaria e decretos que compõem esse programa, emitidos por diversas entidades governamentais, torna-o complexo e burocrático. Ademais a falta de um ordenamento claro e disponível, torna a busca por toda a legislação aplicada um desafio. A Tabela 12 apresenta um resumo da legislação do PROINFA.

Tabela 12 - Resumo da legislação do PROINFA

Ano/ Tipo	N °.	Data	Resumo
2002			
Lei	10.438	26/4/2002	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n o 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n o 9.648, de 27 de maio de 1998, n o 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n o 5.655, de 20 de maio de 1971, n o 5.899, de 5 de julho de 1973, n o 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.
2003			
Lei	10.762	11/11/2003	Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis n o 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
2004			
Resolução Homologatória	57	29/3/2004	Divulga o valor da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final – TMF, em função do disposto no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.
Decreto	5.025	30/3/2004	Regulamenta o inciso I e os §§ 1o , 2o , 3o , 4o e 5o do art. 3o da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.
Portaria MME	45	30/3/2004	Autoriza a ELETROBRÁS a convocar a Chamada Pública para compra de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA - 1a etapa; Apresenta as Guias de Habilitação para todas as fontes participantes; Estabelece os valores econômicos e pisos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica,
Resolução Normativa	56	6/4/2004	Estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA.
Resolução Normativa	62	5/5/2004	Estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de participação no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, nos termos do Decreto no 5.025, de 30 de março de 2004.

Continuação da Tabela 12

Lei	10.889	25/6/2004	Altera a data de assinatura dos contratos, que passou de 29 de abril de 2004 para 30 de junho de 2004.
Resolução Normativa	127	6/12/2004	Estabelece os procedimentos para o rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto no 5.025, de 30 de março de 2004.
Lei	11.075	30/12/2004	Altera a data de entrada comercial, que passou de 30 de dezembro de 2004 para 30 de dezembro de 2008. Autoriza a Eletrobrás a repassar cotas das fontes com insuficiência de projetos;
2005			
Portaria MME	452	28/9/2005	Prorroga o prazo de entrada comercial das usinas e convoca a todos para a aditamento dos contratos celebrados.
Resolução Homologatória	150	30/6/2005	Estabelece a tarifa do uso do sistema de transmissão de 05 empreendimentos eólicos.
Resolução Homologatória	250	28/11/2005	Estabelece as cotas e os custos da energia do PROINFA. Para o ano de 2006 o plano anual prevê, o montante de geração de energia elétrica em 1.597.385,60 MWh, bem como o respectivo valor total de custeio em R\$ 385.168.972,17 conforme apresentado à ANEEL por meio da correspondência CTA-DE-13383/05, de 22 de novembro de 2005.
2006			
Decreto	5882	21/8/2006	Define as regras do acesso aos créditos de carbono elegendo a Eletrobrás como a detentora dos benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL ou outros mercados de carbono;
Portaria MME	296	29/11/2006	Altera o prazo do processo de aditamento dos contratos, que passa para 30 de março de 2007.
2007			
Lei	11.488	15/6/2007	Permite ao Produtor Independente Autônomo alterar seu regime para produção independente de energia 3 anos após chamada pública. Fica restrita à 1ª. (primeira) etapa do programa a contratação preferencial de Produtor Independente Autônomo.”
Portaria MME	86	25/5/2007	Altera a fórmula do cálculo dos índices de nacionalização de serviços e equipamentos

Fonte: Elaboração Própria

Objetivando orientar os empreendedores a Eletrobrás divulgou em março de 2004 as regras iniciais para habilitação junto ao PROINFA. Com a apresentação das Guias de Habilitação de Projetos de Geração de Energia Elétrica todos os empreendedores tiveram acesso às regras definidas para participarem desse programa

3.1. Guia de habilitação

O Guia de Habilitação¹³ foi elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, objetivando orientar os interessados em participar do PROINFA informando e listando os documentos necessários à habilitação dos projetos.

Editado apenas em 2004 o Guia serviu como roteiro detalhado dos passos a serem seguidos pelos empreendedores, que por muitas vezes não tinha nenhuma experiência em empreendimento de geração de energia elétrica. Alvo de muitas controvérsias o Guia de Habilitação foi motivo de 317 questionamentos em audiência pública promovida pela Eletrobrás.

O Guia de Habilitação da fonte eólica era dividido em três seções: Requisitos básicos para habilitação ao PROINFA; Processo de seleção de projetos; e Informações sobre a contratação.

Os requisitos para a habilitação são divididos em: Habilitação Jurídica; Fiscal; Econômico-Financeira e Técnica. Na habilitação jurídica os requisitos mais importantes a serem preenchidos pelos pretendentes são:

- Declaração da qualificação do produtor como Produtor Independente de Energia Elétrica, podendo ser reconhecido como: Autônomo ou não-Autônomo;
- Apresentação do ato constitutivo e alterações do estatuto ou do contrato social em vigor, registrados na forma da Lei;
- No caso de o empreendimento ser de propriedade de empresas reunidas em consórcio, apresentação do contrato de consórcio, devidamente registrado;
- Relação das empresas controladoras, controladas, bem como das empresas coligadas ao produtor, com indicação dos correspondentes percentuais de participação no capital votante e no capital total.

Na habilitação fiscal os requisitos mais importantes a serem preenchidos pelos pretendentes são:

- Certificado de Registro no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ);
- Certidão Negativa de Débito – CND, fornecida pelo Instituto Nacional de Seguro Social – INSS;

¹³ Foram elaborados três guias, sendo um para cada fonte participante.

- Certificado de Regularidade de Situação – CRS, relativo ao FGTS, emitido pela Caixa Econômica Federal;
- Prova de regularidade para com a Fazenda Federal, Estadual e Municipal do domicílio ou sede do produtor, ou outra equivalente, na forma da lei;
- Certidões de todos os Distribuidores Judiciais, Estaduais e Federais (inclusive dos feitos trabalhistas) da Comarca do domicílio da empresa, abrangendo os últimos 20 anos (se a certidão for positiva, poderão ser solicitados esclarecimentos, mediante a apresentação de certidões dos cartórios onde os feitos distribuídos estejam sendo processados).

Na habilitação econômico-financeira um único requisito deve ser atendido: a Certidão Negativa de Falência ou Concordata expedida pelo Distribuidor da sede da pessoa jurídica, ou de execução patrimonial, expedida no domicílio da pessoa física.

Na habilitação técnica os requisitos mais importantes a serem preenchidos pelos pretendentes são:

- Cronograma físico atualizado, indicando as etapas a serem seguidas, contendo principalmente o marco indicativo do início da operação comercial;
- Apresentação dos parâmetros associados ao cálculo da energia de referência da central.
- Prova de propriedade da área onde será implantada a central geradora, ou do direito de dispor livremente do terreno por um período não inferior a 20 anos, incluindo cópia do registro da propriedade no Cartório de Registro de Imóveis;
- Termo de Compromisso garantindo que o índice de nacionalização da instalação – considerando-se os equipamentos e os serviços – será de, no mínimo, 60% em valor, verificado durante a construção e após a entrada em operação.
- Avaliação Preliminar de Acesso emitida pelo ONS ou pelas concessionárias/permissionárias de distribuição, com participação das empresas de transmissão, para análise da viabilidade de conexão individual da central eólica ao sistema de transmissão/distribuição.

Na habilitação técnica a definição da energia de referência, informação importante para a definição do preço de venda da energia e consequentemente do valor a ser remunerada à usina, apresentava-se como um problema. Na formação da energia de referência uma importante informação, a velocidade média anual do vento no local da medição, deveria ser certificada por instituição ou empresa independente com competência reconhecida nacional ou internacional. Poucas empresas estavam aptas a emitir tal certificado o que ocasionou um comércio paralelo de emissão de certificados.

No processo de seleção de projetos duas etapas deveriam ser seguidas pelo empreendedor, uma de caráter específica do programa e outra dependendo da fonte requerida. O processo de seleção específico da fonte eólica limitava a 220 MW a potência a ser instaladas pelos empreendimentos em cada estado. Esse limite, segundo o Ministério de Minas e Energia, tinha como objetivo uma melhor distribuição dos projetos em todo o território nacional. Entretanto, esse objetivo contrariava o próprio ministério, que também buscava a valorização das características e potencialidade regionais. Estados como o Ceará e Rio Grande do Norte que juntos absorviam mais de 50% dos empreendimentos habilitados viram-se limitados a explorar seus recursos naturais. Também nessa seção ficou determinado que a lista dos selecionados fosse ordenada pelo critério de antiguidade da licença ambiental. Esse critério de escolha não levava em consideração a viabilidade técnica-econômica dos projetos, o que resulta na possível contratação de empreendimentos com eficiência menor.

Na seção de informações sobre a contratação a Guia de Habilitação define três importantes aspectos: a energia a ser contratada; o preço da energia contratada; o pagamento da Eletrobrás pela compra de energia e o parecer de acesso conclusivo, que deveria ser emitido pela ONS ou pelas concessionárias/permissionárias de distribuição.

3.2. Os projetos selecionados

Mesmo diante de um cenário descrente o mercado mostrou-se confiante no PROINFA e habilitou 6.325 MW para as três fontes, o dobro da oferta inicial. A energia eólica foi a que mais habilitou usinas, apresentando o triplo da oferta.

Em junho de 2004 a Eletrobrás publicou uma nota divulgando os habilitados e selecionados e convocando-os para a assinatura do contrato. A Tabela 13 apresenta os empreendimentos habilitados com base na fonte eólica.

Tabela 13 – Empreendimentos habilitados com base em fonte eólica.

UF	Data LI	Qualificação	Aproveitamento	Pot. (MW)
BA	15/10/2003	PIA	UEE BA 3 - Caetitê	192,1
CE	18/6/2001	PIA	UEE Beberibe	25,2
CE	26/4/2002	PIA	UEE Praia do Morgado	28,8
CE	26/4/2002	PIA	UEE Volta do Rio	42,0
CE	28/5/2002	PIA	UEE Enacel	31,5
CE	3/9/2002	PIA	UEE Praias de Parajuru	28,8
CE	27/9/2002	PIA	UEE Canoa Quebrada	57,0
CE	8/10/2002	NÃO PIA	UEE Formosa	104,4
CE	8/10/2002	NÃO PIA	UEE Foz do Rio Choró	25,2
CE	8/10/2002	NÃO PIA	UEE Paracuru	23,4
CE	18/10/2002	NÃO PIA	UEE Icaraizinho	54,0
CE	13/12/2002	PIA	UEE Taíba Albatroz	16,5
CE	27/12/2002	PIA	UEE Central Geradora Eólica Bons Ventos	50,0
CE	20/3/2003	PIA	UEE Canoa Quebrada	10,5
CE	20/3/2003	PIA	UEE Lagoa do Mato	27,0
CE	24/7/2003	PIA	UEE Taíba Águia	27,0
CE	30/7/2003	PIA	UEE Caraúbas	10,5
CE	17/9/2003	PIA	UEE Ubajara	100,0
CE	17/9/2003	PIA	UEE Paracuru	100,0
CE	13/11/2003	PIA	UEE Taíba Andorinha	22,0
CE	24/12/2003	PIA	UEE Caponga	10,0
CE	20/2/2004	PIA	UEE da Fábrica da Wobben Windpower	0,6
PB	6/11/2003	PIA	UEE Alhandra	5,4
PB	7/11/2003	PIA	UEE Vitória	4,25
PB	26/11/2003	PIA	UEE Coelhos I	4,5
PB	26/11/2003	PIA	UEE Millenium	10,2
PB	23/12/2003	PIA	UEE Albatroz	4,5
PB	23/12/2003	PIA	UEE Caravela	4,5
PB	23/12/2003	PIA	UEE Mataraca	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Atlântica	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Camurim	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Coelhos II	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Coelhos III	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Coelhos IV	4,5
PB	30/12/2003	PIA	UEE Presidente	4,5
PE	2/5/2002	PIA	UEE Pirauá	4,25
PE	14/7/2003	NÃO PIA	UEE PE 3 - Poção	62,05

Continuação Tabela 13

PE	12/9/2003	NÃO PIA	UEE PE 2 - Serra da Macambira	59,5
PE	5/12/2003	PIA	UEE Gravatá Fruitrade	4,25
PE	5/12/2003	PIA	UEE Mandacaru	4,25
PE	5/12/2003	PIA	UEE Santa Maria	4,25
PE	5/12/2003	PIA	UEE Xavante	4,25
PI	9/1/2004	PIA	UEE Pedra do Sal	70,55
RJ	9/1/2004	PIA	UEE Coqueiro	14,40
RJ	9/1/2004	PIA	UEE Gargaú	28,05
RJ	9/1/2004	PIA	UEE Mundéus	23,8
RJ	9/1/2004	PIA	UEE Saco Dantas	26,4
RJ	23/1/2004	NÃO PIA	UEE Quintanilha Machado I	135,0
RJ	3/2/2004	PIA	UEE Maravilha	49,6
RN	20/11/2002	NÃO PIA	UEE RN 1 - Mel	89,25
RN	20/11/2002	NÃO PIA	UEE RN 11 - Guamaré	146,2
RN	20/11/2002	NÃO PIA	UEE RN 15 - Rio do Fogo	49,3
RN	20/11/2002	NÃO PIA	UEE RN 3 - Gameleira	49,3
RN	20/11/2002	NÃO PIA	UEE RN 4 - Pititinga	49,3
RN	12/3/2003	PIA	UEE Alegria I	51,0
RN	12/3/2003	PIA	UEE Alegria II	100,.
RN	21/3/2003	PIA	UEE Vale da Esperança	29,7
RN	2/10/2003	PIA	UEE Paraíso Farol	102,0
RN	17/12/2003	PIA	UEE Aralém	27,0
RN	17/12/2003	PIA	UEE Zumbi	29,7
RN	8/1/2004	PIA	UEE Fonseca	97,5
RN	20/2/2004	PIA	UEE Paraíso Azul	51,0
RN	31/3/2004	PIA	UEE Lagoas de Genipabu	4,5
RN	27/3/2003	PIA	UEE Ponta do Mel	50,0
RS	8/1/2003	NÃO PIA	UEE dos Índios	50,0
RS	8/1/2003	NÃO PIA	UEE Osório	50,0
RS	8/1/2003	NÃO PIA	UEE Sangradouro	50,0
RS	30/5/2003	PIA	UEE Elebras Cidreira I	72,0
RS	27/6/2003	NÃO PIA	UEE Serra dos Antunes	98,6
RS	24/9/2003	NÃO PIA	UEE Palmares	50,0
RS	4/12/2003	PIA	UEE Fazenda Eólica de Xangri-lá	26,25
RS	30/1/2004	PIA	UEE Fazenda Eólica de Imbé	35,0
RS	10/9/2003	PIA	UEE Osório I	28,5
RS	10/9/2003	PIA	UEE Xangri-lá II	6,0
RS	23/9/2003	PIA	UEE Xangri-lá I	24,0
RS	10/12/2003	PIA	UEE Casqueiro I	6,0
RS	10/12/2003	PIA	UEE Casqueiro II	45,0
RS	22/10/2003	NÃO PIA	UEE Livramento	74,8
SC	4/4/2003	PIA	UEE Água Doce	9,0
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Aquibatã	30,0

Continuação Tabela 13

SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Bom Jardim	30,0
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Cascata	4,8
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Cruz Alta	30,0
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Pulpito	30,0
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Santo Antônio	4,8
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Três Pinheiros	30,0
SC	8/4/2003	NÃO PIA	UEE Salto	30,0
SC	8/4/2003	PIA	UEE Amparo	30,0
SC	8/4/2003	PIA	UEE Campo Belo	9,6
SC	8/4/2003	PIA	UEE Rio do Ouro	30,0
SC	26/11/2003	PIA	UEE Santa Marta	46,531
SC	7/5/2004	PIA	UEE do Vigia	30,0
Total				3.429,7 MW

Fonte: Eletrobrás, 2006

Gráfico 11: Resumo dos projetos habilitados por estado por capacidade instalada

Fonte: Eletrobrás, 2006

Os critérios de seleção adotados pela Eletrobrás levavam em consideração o limite de potência instalada em cada estado e a data da emissão da licença de instalação - LI, sendo que o critério de ordenamento dava-se pela LI mais antiga. Quando mais de um empreendimento tinha a data da LI igual a Eletrobrás determinava o posicionamento da usina através de sorteio. A princípio 27 projetos foram eólicos foram selecionados, mas com a desclassificação por desistência dos projetos de Caetité (192,1 MW), Foz do Rio Choro (25,2 MW), Guamaré (146,2

MW) e Poção (62 MW), UEE Serra dos Antunes (33,77 MW) a Eletrobrás foi obrigada a fazer uma reclassificação o proporcionou a entrada na lista dos selecionados de mais 29 projetos.

A energia eólica teve ainda em 2004, a adição de mais 10 projetos que totalizavam 323,5 MW com o remanejamento da sobra, devido à ausência de projetos, da fonte biomassa. Ao final o PROINFA selecionou 60 projetos eólicos totalizando 1.422,922 MW. A Tabela 14 apresenta os empreendimentos selecionados com base na fonte eólica.

Tabela 14 – Empreendimentos selecionados com base em fonte eólica.

UF	Nome UEE	Pot. Selec. (kW)
CE	Canoa Quebrada	57,0
CE	Praias do Parajuru	28,8
CE	Praia do Morgado	28,8
CE	Volta do Rio	42
CE	Enacel	31,5
CE	Beberibe	25,2
CE	Formosa	6,6
CE	Formosa	5,4
CE	Formosa	13,8
CE	Foz do Rio Choró	25,2
CE	Formosa	78,6
CE	Icaraizinho	54
CE	Paracuru	23,4
CE	Taíba-Albatroz	16,5
CE	Bons Ventos	50
CE	Canoa Quebrada	10,5
CE	Lagoa do Mato	3,23
PB	Alhandra	0,35
PB	Alhandra	5,05
PB	Millenium	10,2
PB	Albatroz	4,5
PB	Coelhos II	4,5
PB	Camurim	4,5
PB	Coelhos IV	4,5
PB	Presidente	4,5
PB	Coelhos III	4,5
PB	Atlântica	4,5
PB	Mataraca	4,5
PB	Coelhos I	4,5
PB	Caravela	4,5
PB	Vitória	4,25
PE	Pirauá	4,25
PE	Mandacaru	4,25
PE	Xavante	4,25
PE	Gravatá Fruitrade	4,25
PE	Santa Maria	4,25

Continuação da Tabela 14

PI	Pedra do Sal	17,85
RJ	Gargaú	28,05
RJ	Quintanilha	135
RN	RN 15 - Rio do Fogo	49,3
RN	Alegria II	64,5
RN	Alegria I	19,92
RN	Alegria I	31,08
RN	Alegria II	36,3
RS	dos Índios	50,0
RS	Sangradouro	50,0
RS	Osório	50,0
RS	Elebras Cidreira	70,0
RS	Palmares	7,562
SC	Água Doce	9,0
SC	Salto	30,0
SC	Pulpito	30,0
SC	Rio do Ouro	30,0
SC	Campo Belo	9,6
SC	Amparo	21,4
SC	Aquibatã	30,0
SC	Bom Jardim	30,0
SC	Cruz Alta	30,0
SC	Cascata	4,8
SC	Santo Antônio	1,93
Total		1.422,922

Fonte: Eletrobrás, 2006

Gráfico 12 – Projetos selecionados por estado: Resumo percentual por capacidade instalada

Fonte: Eletrobrás, 2006

3.3. O contrato com a Eletrobrás

Em março de 2004, a Eletrobrás apresentou aos agentes o modelo da minuta de contrato de compra e venda de energia que deveria ser celebrado entre esta e os agentes selecionados. O que o mercado observou foi que não houve grandes surpresas no modelo do contrato, ficando evidente que a Eletrobrás usou um modelo padrão do setor elétrico.

O contrato celebrado com os empreendimentos eólicos possui 30 cláusulas e tem como entradas comuns, a todos os agentes, o nome do empreendimento, o local de instalação, a potência contratada, o ponto de conexão e a previsão de energia gerada.

Uma importante observação para os projetos eólicos estava na cláusula 8ª, nos parágrafos sexto e sétimo, onde define-se que a ANEEL revisará periodicamente a energia de referência e caso haja mudança desta, haverá, por consequência, alteração na energia contratada, e no preço definido inicialmente. Ao final 144 empreendimentos (todas as fontes participantes) assinaram contrato com a Eletrobrás

3.4. Os últimos acontecimentos

A dinâmica do PROINFA é diferenciada e apresentou-se muito mais lenta que o governo esperava. Ainda sob o olhar atento do MME o PROINFA patina sem que os resultados esperados apareçam.

Diversos acontecimentos têm justificado fracasso deste programa, quando considerado os objetivos iniciais, principalmente com relação às datas de entrada em operação dos empreendimentos e a tímida efetividade da energia eólica.

Entretanto vencendo todas as barreiras, o PROINFA teve sua primeira usina eólica em operação em 2006. A UEE Rio do Fogo, instalada no litoral norte do Rio Grande do Norte, de propriedade da Energias Renováveis do Brasil um braço da Iberdrola, a segunda maior empresa de energia da Espanha e uma das maiores do mundo, a UEE Rio do Fogo possui uma capacidade instalada de 49,3 MW. Desde a estrada da pioneira, apenas cinco outras usinas entraram em operação: Eólica Água Doce (9 MW); Osório (50 MW); Sangradouro (50 MW); Millennium (10,2 MW) e Parque Eólico do Índios (50 MW);

Com a entrada em operação destas usinas observa-se que todos esse empreendimento têm algo em comum: um grande grupo empresarial por trás de cada usina, que já atuam em setores elétricos em diversas partes do mundo e com grande experiência em investimentos em energias renováveis.

Em números, a energia eólica, dentro do ambiente do PROINFA conta hoje com:

- 06 usinas em operação (218,5 MW);
- 02 em construção (48,6 MW)
- 21 projetos com contratos de EPC assinados;
- 32 projetos eólicos ainda não conseguiram financiamento;
- 01 projeto sob júdice;

Das fontes de energia alternativas que o PROINFA abrange a energia eólica é a que menos tem obtido sucesso. Cerne principal deste estudo, o capítulo a seguir explana com maiores detalhes de todas as barreiras enfrentadas pela energia eólica no Brasil.

4. Capítulo 4: As Barreiras

Há uma gama de fatores observados na literatura que têm influenciado o grau de sucesso no desenvolvimento de energias renováveis. Os principais fatores apontados são relacionados a problemas de motivação política, de cunho legal, financeiro, indústria e de capacitação tecnológica.

Especificamente a questão em estudo, barreiras encontradas pela energia eólica para a participação no setor elétrico brasileiro, tem sido motivo de muitos questionamentos e discursos opostos. Com um discurso simplista, o governo atribui à competência dos empreendedores, a tímida entrada em operação das usinas eólicas selecionadas no PROINFA. Aos empreendedores cabe a afirmação da falta de clareza no estabelecimento e gerenciamento das regras e a insegurança de que perdurará no longo prazo, dado o histórico inconsistente da regulação e das políticas do setor elétrico brasileiro.

Foco primordial deste estudo, este capítulo aborda as barreiras enfrentadas pela energia eólica.

4.1. Principais desafios

Os principais desafios encontrados pela energia eólica no Brasil vêm, em face, a um ambiente novo e pouco conhecido no país. Problemas de natureza técnica e questões econômicas surgiram na instalação da primeira torre eólica com fins de geração de energia elétrica comercial. Desde então, a falta de políticas públicas de incentivo à energia eólica assumiu o papel de percussor dos problemas.

Com a criação do PROINFA uma política pública de incentivo à energia eólica estava posta à mesa. No cenário da energia eólica, um programa como o este nunca houvera existido do Brasil. Investidores e até mesmo alguns especuladores estavam diante de regras e de uma gama de suporte para apoiar e financiar o produtor de energia. No entanto o que observou foi uma sucessão de barreiras impeditivas para a energia eólica. Esse tema foi abordado em diversas entrevistas colhidas durante esta pesquisa e abaixo destacam-se as principais barreiras enfrentadas pela energia eólica no Brasil.

4.2. Preço da energia

Houve uma percepção dos agentes de que os preços definidos pelo PROINFA para remuneração dos empreendimentos com base na fonte eólica ficaram abaixo da expectativa. Assim, a princípio, o preço não motivou igualmente todas as fontes a participarem das chamadas públicas, no âmbito do PROINFA na primeira fase. Em especial os empreendedores de biomassa, ao que parece, têm experiência de retorno maior e que cujo mercado principal é o açúcar e o álcool, ambos rentáveis e em situação bem favorável no contexto da época.

A Tabela 15 apresenta os valores das tarifas de energia para os empreendimentos eólicos publicados pela Portaria MME nº 45 de 30 de março de 2004. Esses valores geraram muitas críticas, principalmente sobre a viabilidade econômica dos empreendimentos. Contudo, desde a publicação da primeira chamada pública para apresentação dos projetos, em maio de 2004, todas as previsões de falta de projetos não se realizaram. Ao contrário, a quantidade de projetos apresentados excedeu ao triplo da oferta, mostrando o interesse do mercado eólico pelo PROINFA.

Mas porque o interesse de investidores em um programa que apresentava um preço de energia abaixo da viabilidade econômica? A resposta é simples, esses investidores achavam que o PROINFA era a única oportunidade da energia eólica tinha para entrar no setor elétrico nacional dado as mudanças das regras de mercado, onde a modicidade tarifária tornava proibitiva a participação de energias mais caras. Com a criação do VETEF – Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte alguns projetos, principalmente os eólicos, tornaram possíveis.

Mas porque a energia eólica é mais cara que a convencional? Ao analisar os custos associados a um projeto de energia eólica pode-se dividi-los em duas categorias: o custo de capital inicial incorrido para instalar o projeto e os custos anuais recorrentes para operar o projeto.

Custos de Capital incluem:

- Todas as atividades de planejamento e desenvolvimento do projeto;
- Compras de equipamentos e materiais;
- Atividades de construção e instalação;
- Comissionamento.

Tabela 15 - Valores das tarifas PROINFA: Fonte Eólica (Base: março 2004)

Fator de Capacidade	Valor Econômico da Tecnologia (R\$/MWh)
$FCR^{14} \leq FCR_{min}^{15}$	204,35
$FCR_{min} \leq FCR \leq FCR_{max}^{16}$	$VE = 204,35 - [24,17 / (FCR_{max} - FCR_{min}) \times (FCR - FCR_{min})]$
$FCR \geq FCR_{max}$	180,18

Fonte: Ministério de Minas e Energia

Custos de desenvolvimento dos projetos eólicos incluem avaliação e análise dos recursos eólicos, licenças e estudos ambientais, consultoria técnica e legal, desenho e engenharia, e custos de financiamento. Custos de equipamento e construção incluem todos os equipamentos auxiliares e os aerogeradores. Custos de linhas de transmissão também podem ser aplicados neste item. O custo de capital também inclui o custo de prédios de manutenção para o apoio ao projeto, um estoque inicial de peças sobressalentes, sistemas de controle e de aquisição de dados, e ferramentas especializadas de manutenção.

Os custos de capital de projetos eólicos fora do Brasil têm decrescido de mais de US\$ 2.500 por quilo-watt instalado no início dos anos 80, para um nível atual de aproximadamente US\$ 1.700 por quilo-watt (BTM, 2007). O custo de um projeto específico depende do tamanho das instalações, da complexidade do terreno, do tipo de equipamento, além de outros fatores.

Custos recorrentes anuais para um projeto comercial de energia eólica incluem:

- Pagamento de arrendamento da terra;
- Seguros;
- Impostos sobre propriedade e outros impostos;
- Taxas de gerenciamento;
- Custos operacionais e administrativos;
- Taxas de transmissão ou interconexão;
- Custos de manutenção, incluindo: peças, mão-de-obra, equipamento, material para manutenção programada, reparos não programados e revisões gerais.

¹⁴ FCR – Fator de capacidade de referência

¹⁵ FCR_{min} – Fator de capacidade de referência mínimo (FCR_{min} = 0,324041)

¹⁶ FCR_{max} – Fator de capacidade de referência máximo (FCR_{max} = 0,419347)

Os valores desses elementos de custos anuais variam de acordo com diversos fatores. Terras e seguro variam significativamente entre regiões. Arrendamento, transmissão, contratos de interconexão e taxas de gerenciamento são baseados em arranjos especificamente negociados.

Custos de operação e manutenção - O&M variam significativamente dependendo da estratégia de O&M empregada e dos papéis e responsabilidades do fabricante do equipamento no fornecimento do serviço e em reparos da garantia. Custos de O&M são geralmente divididos nas três categorias:

- Manutenção preventiva e programada nos aerogeradores e em outros equipamentos (ex.: trocas de óleo de rotina);
- Manutenção não programada, incluindo atividades variando desde simples reajustes de falhas a reparos de componentes;
- Revisões de componentes e substituições programadas.

As duas primeiras categorias ocorrem durante o curso de cada ano e a terceira ocorre em intervalos periódicos ao longo da vida do projeto. Quando comparada a plantas que operam com combustíveis fósseis convencionais como carvão mineral ou gás natural, projetos de energia eólica têm custos de capital mais alto e custos anuais operacionais mais baixos.

Afinal, quanto custa o MWh gerado por usinas eólicas no Brasil?

Abaixo apresenta-se uma tabela onde detalha-se os componentes, com números reais, de custo de capital e custo de operação anual para um projeto comercial de energia eólica de 210 MW de potência instalada.

Tabela 16 – Composição de custos de uma usina eólica

Condições Iniciais

Nome do Projeto	-	Espraiado
Localização	-	Acaraú, CE
Média anual da velocidade do Vento	m/s	9,6
Altura da torre de medição	m	50
Média da pressão atmosférica	kPa	101,3
Média anual da temperatura	°C	27

Características do Sistema

Tipo conexão	-	Grid Central
Potência dos aerogeradores	kW	3.000
Numero dos aerogeradores	-	70
Potência da Usina	kW	210.000
Altura das torres	m	100
Diâmetro do rotor	m	120
Área total da usina	m	
Fabricante do aerogeradores	-	Vestas
Modelo do aerogeradores	-	V-90
Perdas elétricas	%	3%
Perdas por parada	%	2%
Outras perdas	%	2%

Produção de Energia

Potência da Usina	kW	210.000
Energia bruta produzida anualmente	MWh	1.839,60
Perdas	%	7%
Fator de capacidade	%	0,41
Energia líquida fornecida	MWh	735,65

Custos Iniciais	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Investigação do site	por dia (p-d)	80	800,00	64.000,00
Medições do vento	por torre	5	65.000,00	325.000,00
Estudos Ambientais	p-d	150	800,00	120.000,00
Projeto preliminar	p-d	200	800,00	160.000,00
Detalhamento do projeto	p-d	50	800,00	40.000,00
Relatório preliminar	p-d	10	800,00	8.000,00
Gerenciamento do projeto	p-d	100	800,00	80.000,00
Viagens e acomodações	por viagem	50	3.000,00	150.000,00
				947.000,00

Desenvolvimento	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Negociação de Contratos	p-d	200	1.200	240.000,00
Permissões e Autorizações	p-d	250	800	200.000,00
Uso da terra	por projeto	1	30.000	30.000,00
Projeto financeiro	p-d	200	1.500	300.000,00
Custos jurídicos	p-d	800	1.500	1.200.000,00
Custos contábeis	p-d	300	1.500	450.000,00
Gerenciamento do projeto	p-d	30	130.000	3.900.000,00
Viagens e acomodações	por viagem	18	3.000	54.000,00
				6.374.000,00

Engenharia	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Projeto Mecânico	p-d	200	800	60.000,00
Projeto Elétrico	p-d	150	800	20.000,00
Projeto Civil	p-d	90	800	72.000,00
Empreiteiro	p-d	500	800	400.000,00
Supervisão	por ano	5	130.000	650.000,00
				1.402.000,00

Equipamentos	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Aerogeradores	-	70	3.563.000	249.410.000,00
Estoque de peças sobressalentes	%	3%	7.482.300,00	7.482.300,00
Transporte	-	70	33.000	2.310.000,00
				259.202.300,00

Serviços Auxiliares	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Fundações	-	70	2.000.000	140.000.000,00
Ereção	-	70	200.000	14.000.000,00
Construção de vias de acesso	km	30	50.000	1.500.000,00
Transmissão	projeto	1	20.000.000	20.000.000,00
Prédios para administrativo e O&M	projeto	1	1.500.000	1.500.000,00
				177.000.000,00

Outros	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Treinamento	p-d	400	800	320.000,00
Comissionamento	p-d	2000	800	1.600.000,00
Contingência	%	11%	444.925.300,00	48.941.783,00
				50.861.783,00

Custos totais de implantação (US\$) 495.787.083,00

Custo por MW (US\$) 2.360.890,87

Custo Operacional Anual	Unidade	Quantidade	Custo Unid.	Total
Arrendamento da terra	%	1%	44.861.261	448.612,61
Taxas de propriedade	%	1%	44.861.261	448.612,61
Seguro	%	2%	44.861.261	897.225,22
Manutenção e Operação	%	3%	20.000.000	600.000,00
Peças reposição	kWh	897.225.222	0,006	5.383.351,33
Benefícios à comunidade	-	1%	500.000	5.000,00
Viagens e acomodações	por viagem	25	2.000	50.000,00
Custos administrativos	%	2%	8.327.802	166.556,04
Outros	-	1	70.000	70.000,00
Contingências	%	10%	8.327.802	832.780,20
				8.902.138,01

Fonte: SIIF Energies.

Ao analisar a composição de custos de deste empreendimento eólico, observa-se as diversas variáveis que compõem o planejamento financeiro de uma usina eólica. A principal característica é que os custos dos aerogeradores são quase 50% do custo inicial de investimento. Outra observação importante em um projeto eólico é o faturamento, que está relacionado diretamente com a energia gerada que por sua vez está relacionado com o regime de ventos do local de instalação.

Pequenas variações na velocidade do vento resultam em grandes variações na energia elétrica gerada. No ambiente do PROINFA essa variação é compensada com um aumento no valor da compra da energia, ou seja, quem tem menor fator de capacidade menos ganha mais. Esse aspecto premia que é ineficiente.

Como exemplo, elaborou-se uma tabela onde simula-se uma variação de 35% no fator de capacidade da usina em estudo acima. Ao analisar a tabela observa-se que apesar do aumento da tarifa de compra da energia, para empreendimentos com menor fator de capacidade, percebe-se que a redução deste fator resulta em uma redução do faturamento anual em uma proporção menor que a redução da energia produzida.

Tabela 17 – Variação do faturamento bruto com relação à variação do fator de capacidade para a usina em estudo (210 MW).

VETEF ¹⁷	FC	Produção de Energia (MWh)	Faturamento Anual Bruto (R\$)
180,18	0,43	735.656,04	132.550.505,29
180,18	0,42	718.547,76	129.467.935,40
182,06	0,41	701.439,48	127.700.817,49
184,65	0,40	684.331,20	126.360.429,87
187,24	0,39	667.222,92	124.931.328,92
189,83	0,38	650.114,64	123.413.514,65
192,43	0,37	633.006,36	121.806.987,06
195,02	0,36	615.898,08	120.111.746,15
197,61	0,35	598.789,80	118.327.791,91
200,20	0,34	581.681,52	116.455.124,35
202,80	0,33	564.573,24	114.493.743,46
204,35	0,32	547.464,96	111.874.464,58
204,35	0,31	530.356,68	108.378.387,56

Fonte: Elaboração própria

Para o exemplo acima considerando uma taxa interna de retorno de em média 12,5%¹⁸, depois dos impostos e com as condições de financiamento para projetos do PROINFA do BNDES, concluí-se que a variação do fator de capacidade em 20%

¹⁷ Valor econômico correspondente à tecnologia eólica. Base 2005

¹⁸ Média das taxas internas de retorno do PROINFA publicado pela ELETROBRÁS;

resulta em uma redução de faturamento de 11%. Ao final, esse projeto mostra-se inviável, pois apresenta tempo de retorno de investimento de 18 anos, muito longo quando considerado investimentos em energia no Brasil.

Para a viabilidade econômica desse empreendimento seria necessário que o valor de compra da energia fosse de R\$ 240,00 por mega-watt hora obtendo assim um tempo de retorno de sete anos. Para uma variação negativa de 20% no fator de capacidade o valor econômico que torna esse projeto viável, com o mesmo tempo de retorno do investimento, seria de R\$ 270,00 pro mega-watt hora.

O que se observa nesta barreira é que o valor da compra de energia proposto pela Eletrobrás é insuficiente para a viabilização dos projetos eólicos do PROINFA considerando a sensibilidade dos investidores aos riscos desses projetos.

Entretanto, se observar da ótica dos empreendimentos que entraram em operação no ambiente do PROINFA, o que viabilizou esses projetos? A resposta está no grupo empresarial por trás do projeto. Todos os empreendimentos que estão em operação têm como gestor grandes grupos empresariais com história em investimentos de geração de energia elétrica e algumas delas em energias renováveis.

Um menor nível de sensibilidade ao risco somado a uma melhor gestão do projeto torna essas empresas diferentes. Como resultado o PROINFA adicionou apenas 218,5 MW e espera mais 46,8 MW dos dois únicos projetos em construção.

4.3. Financiamento

Apontado como um aspecto fundamental pelos agentes participantes do PROINFA, o financiamento dos empreendimentos através do BNDES foi avaliado como burocrático, o que acaba por refletir maiores prazos para a obtenção do financiamento. No entanto vale ressaltar que o BNDES contribuiu com vários programas de governo para a promoção de fontes renováveis, para a substituição de petróleo e para a eficiência energética. Em 2001, foram lançados os programas para pequenas centrais hidroelétricas (PCH-COM), de apoio à co-geração a partir de resíduos de biomassa, e para investimentos em fontes alternativas e em eficiência energética.

No caso do PROINFA, o BNDES participou das discussões sobre as condições do programa pouco antes de seu lançamento. Vários riscos foram reduzidos com a

estrutura contratual montada. Dentro de um contexto institucional mais estável, no qual algumas barreiras políticas e legais já foram superadas, o BNDES pôde oferecer recursos em condições bastante favoráveis em relação aos financiamentos tradicionais. Um grande avanço foi a ampliação da participação de 60% para 80% dos investimentos financiáveis e permitindo a amortização em até 12 anos com taxa de juros de 3,5% a.a. + TJLP. O BNDES possui em carteira R\$ 3,46 bilhões para investimentos no PROINFA (BNDES, 2007).

Para o financiamento dos projetos algumas garantias são requeridas. As garantias são determinadas em função da análise técnico-econômica do projeto e dos acionistas, destacando-se as seguintes:

- Penhor de Ações;
- Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão;
- Penhor dos Direitos Creditórios;
- Reserva de Meios de Pagamento: Vinculação e cessão em garantia, em favor dos credores, da receita proveniente dos Contratos de Compra e Venda de Energia - CCVEs, incluindo a constituição de Conta Reserva no valor equivalente a, no mínimo, 3 parcelas do serviço da dívida e 3 parcelas do Contrato de Operação e Manutenção;
- Os contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre - ACL deverão apresentar prazo de venda de energia superior aos prazos de financiamentos do BNDES, e as empresas compradoras deverão apresentar classificação de risco satisfatória que permitam realizar operações junto ao BNDES;
- Constituição de "pacote de garantias e seguros", com cláusula Beneficiária em favor dos credores, incluindo, dentre outros: (i) *performance bond*; (ii) *completion bond*; e (iii) *seguro de risco de engenharia*.
- Constituição de Contrato de Suporte dos Acionistas no montante mínimo equivalente ao aporte de recursos próprios por parte dos acionistas, acrescido de 50% deste montante, com a constituição de garantias; e
- Fiança Bancária e/ou Corporativa.

O BNDES não foi o único a disponibilizar recursos para investimentos. Outras instituições também disponibilizaram recursos para o financiamento dos

empreendimentos. O Banco do Brasil trabalha como repassador dos recursos do BNDES e/ou diretamente com os recursos do FCO¹⁹, e possui em carteira R\$ 1,03 bilhões.

O ADENE²⁰/FDNE²¹ financia os empreendimentos por meio da emissão de debêntures conversíveis em ações, cujo exercício fica limitado a 50% de participação. A ADENE fica como parceira no resgate de 20 anos dessas debêntures. O BNB é o agente financeiro, possui em carteira R\$ 0,22 bilhões. O BNB/FNE (Fundo Constitucional do Nordeste) financia até 80% do empreendimento, com amortização em até 20 anos e juros de 10 a 14% (a depender do porte da empresa e da região localizada), possui em carteira R\$ 0,71 bilhões. Até a Caixa Econômica Federal disponibilizou recursos para investimentos. A CEF trabalha como repassador dos recursos do BNDES e/ou diretamente com os recursos do FCO (Fundo Constitucional do Centro-Oeste), possui em carteira R\$ 0,46 bilhões. (MME, 2007)

Entretanto estas condições ainda não puderam atender por inteiro os interesses dos investidores, especialmente na fonte eólica. A principal questão são as garantias físicas exigidas pelos bancos. Por se tratar de pequenos investidores, muitos deles não puderam atender a todas as exigências para o acesso aos créditos oferecidos. Diante deste cenário até o fim de 2006, 32 empreendimentos eólicos ainda não tinham obtido o financiamento, comprometendo assim todo o cronograma de entrada em operação.

Os empreendimentos que obtiveram crédito novamente se valeram do porte empresarial de seus grupos gestores, podendo assim, suprir as exigências dos bancos financiadores.

4.4. A indústria nacional

Outro importante aspecto correlato é a participação da indústria nacional para atendimento aos requisitos do PROINFA. Com a obrigatoriedade de um índice mínimo de 60% de nacionalização do conteúdo de serviços e equipamentos na primeira fase pro PROINFA²² a indústria não apresentou a resposta esperada. A

¹⁹ FCO - Fundo Constitucional do Centro-Oeste

²⁰ ADENE – Agência de Desenvolvimento do Nordeste

²¹ FDNE – Fundo de Desenvolvimento do Nordeste

²² Na segunda fase deste programa este índice sobre pra 90%.

indústria nacional da energia eólica conta com apenas uma única empresa de componentes eólicos, a Wobben Windpower.

Considerado o grande gargalo do PROINFA a indústria de componentes eólicos nacional não se desenvolveu. Com o aquecimento do mercado mundial a Wobben, que é subsidiária da Enercon uma das maiores fabricantes dos aerogeradores do mundo, não teve condições de atender a necessidade dos empreendedores devido a contratos de fornecimento celebrados desde antes do PROINFA.

A Wobben iniciou suas atividades no Brasil em 1996, com a instalação de uma unidade em Sorocaba, SP. Em 2002 sua capacidade produtiva foi duplicada com a fábrica no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará. A Wobben produz 160 turbinas eólicas por ano em suas duas fábricas²³. No Ceará está concentrado a produção de torres e pás. Em Sorocaba fica a fabricação de pás e de componentes de controle da geração.

A primeira empresa a acreditar no potencial eólico do país a Wobben, não restringiu sua atividade comercial no Brasil à fabricação de componentes eólicos. A Wobben elaborou projetos de usinas eólicas e hoje ela é proprietária de cinco usinas eólicas onde comercializa a energia gerada com as concessionárias locais²⁴. No Brasil a Wobben já instalou 216 turbinas eólicas (165 turbinas no PROINFA) totalizando 246,1 MW de potencia instalada (219 MW no PROINFA) (Wobben, 2007). Hoje esta indústria emprega 850 pessoas e fornece componentes eólicos, pás e torres para o mercado interno e externo.

Com o surgimento do PROINFA uma corrida industrial, para o fornecimento desses equipamentos, era esperada no país, mas a falta de pesquisa nacional nesta área, falta de mão de obra especializada e principalmente incertezas quanto ao futuro da energia eólica no Brasil resultaram em muita publicidade dos fabricantes e nenhum resultado. A empresa Fuhrländer, da Alemanha, assinou contrato de intenção com o Governo do Estado do Ceará para a implantação de uma fábrica de componentes eólicos. Como parte da política industrial do Estado, o governo do Ceará ofereceu a Fuhrländer incentivos fiscais, como a redução do ICMS e toda a estrutura para a implantação de seu parque industrial. Com previsão de entrada em

²³ No mundo são instaladas anualmente 8.300 turbinas movimentando um mercado de US\$ 23 bilhões (DEWI, 2007).

²⁴ Até 2002 era possível elaborar contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica entre as concessionárias e geradoras.

operação comercial janeiro de 2008 essa indústria iria oferecer 800 empregos diretos e teria uma produção de 100 aerogeradores ano. Entretanto nenhuma atividade industrial foi realizada restando-nos apenas placas publicitárias com a indicação: “Futura Instalação da Fabrica da Fuhrländer.”

As incertezas da continuidade da 2º fase do PROINFA são consideradas como objeto fundamental para o fracasso do desenvolvimento da indústria eólica no Brasil. Investidores não optam pelo Brasil para a formação de uma indústria com um foco exportador já que o mercado interno não absorveria toda a produção. O fato é que o regime tributário aplicado pelo estado brasileiro torna-se impeditivo a competitividade com o mercado europeu. Questões trabalhistas, falta mão de obra qualificada e a ausência de pesquisa e desenvolvimento com foco nesta indústria somam-se aos fatos acima expostos, contribuindo em conjunto para a atual situação.

Os empresários da indústria nacional também alegam a falta de políticas industriais associadas ao PROINFA objetivando o incentivo da criação desta indústria a partir do Brasil. A ausência de políticas públicas associadas a toda cadeia produtiva da energia eólica impede a fomentação de uma indústria local, desenvolvida a partir de conhecimento gerado no próprio país. Como saldo deste descompasso, o país acaba por receber filial de indústrias de países como a Alemanha onde a pesquisa e o desenvolvimento foram fomentados.

Outro resultado gerado pela falta de política pública para a indústria eólica é o monopólio. Com todo o mercado eólico na mão da Wobben, investidores se queixam dos altos preços e da demora de no mínimo um ano para a entrega dos equipamentos. Como resultado da ausência de indústria local os responsáveis pelo PROINFA foram obrigados a reavaliar o índice de nacionalização dos equipamentos para empreendimentos eólicos. Na portaria nº. 86 de 25 de maio de 2007 o MME alterou a formula de cálculo do índice de nacionalização tornando-o mais acessível à importação destes equipamentos.

Hoje dos seis parques eólicos em operação comercial dentro do ambiente do PROINFA quatro foram construídos com componentes fornecidos pela indústria nacional.

4.5. Aspectos regulatórios

A aprovação do novo modelo do setor elétrico através da Lei 10.848/2004 introduziu uma nova sistemática de entrada das fontes alternativas renováveis de energia. A priorização da modicidade tarifária, instituída com o novo modelo, procura manter a alternativa de entrada das fontes alternativas selecionando empreendimentos mais competitivos. Assim a sinalização é que a segunda etapa do PROINFA passe a estar relacionada aos novos mecanismos do novo modelo, minimizando a percepção de sucesso de fontes como a eólica.

4.6. Créditos de Carbono

A regulamentação do Proinfa estabelece que os recursos advindos da venda dos créditos de carbono devem ser creditados na conta PROINFA e não direcionados ao empreendedor, dessa forma os beneficiários vão para o gestor da conta, que é a Eletrobrás. O governo estabeleceu esses critérios dentro da percepção de que a sociedade, a qual fez o esforço, através da CDE (conta de desenvolvimento energético) para a implantação dos projetos, deveria ser a beneficiária dos créditos de carbono. No entanto, pela percepção dos empreendedores esses recursos “poderiam ser melhor repartidos entre empreendedores e a conta PROINFA, no intuito de dar maiores incentivos aos empreendedores em elaborar um plano²⁵ que envolva créditos de carbono”. Deve-se lembrar que esta reivindicação encontra eco no sentido em que os custos de transação para viabilizar a obtenção desses créditos são incorridos pelos investidores. Como reflexo desta postura adotada pelo governo apenas cinco projetos de MDL, todos da fonte biomassa, foram habilitados para obtenção desses créditos.

4.7. Mudanças de Proprietários

Outras barreiras têm contribuído para a lenta jornada do desenvolvimento da energia eólica. Uma questão muito importante da energia eólica dentro do ambiente do PROINFA é a sucessiva mudança de propriedades dos empreendimentos eólicos.

²⁵ A legislação de crédito de carbono estabelece que os projetos devam considerar, efetivamente, antes do fechamento financeiro e do fechamento da construção toda a documentação e todo o planejamento para o recebimento dos recursos.

Dos 60 empreendimentos selecionados 28 empreendimentos mudaram de mãos. Essas mudanças de propriedade tem resultado em atrasos nos cronogramas e em re-trabalho por parte nos novos proprietários e da Eletrobrás. Essa questão sinalizou um questionamento dentro desse programa: Os primeiros proprietários tinham capacidade de implantar seus projetos? O critério de seleção dos projetos levava em consideração a “saúde” financeira dos empreendedores?

O que se observa é que o PROINFA não exige nenhuma segurança por parte dos proprietários, restringindo-se a apenas uma exigência econômico-financeira para sua habilitação: Certidão Negativa de Falência ou Concordata. Ora, qualquer empresa recém-constituída consegue sem restrições uma certidão deste tipo.

Um ponto polêmico desta barreira é o mercado paralelo de compra e venda de empreendimentos selecionados que se gerou. Sem capacidade para tocar a implantação dessas usinas, especuladores criaram um mercado onde é possível comprar projetos do PROINFA.

4.8. Preço do Aço

Com o crescimento econômico da China praticamente toda a produção de aço mundial foi destinada a esse país. A China que consumia 10% de toda a produção mundial de aço no início dos anos 90, passou a consumir 25% em 2005 (Sindiaço, 2007).

Um aerogerador tem 78% de toda sua estrutura de aço (DEWI, 2004) e a elevação dos preços do aço em 175% nos últimos 10 anos (Sindiaço, 2007), provocou um aumento significativo desses equipamentos no mercado mundial. No Brasil os reflexos do aumento do aço são mais evidentes. A indústria siderúrgica do país atende basicamente o setor interno com pouco foco exportador. Para garantir o preço, empresas consumidoras de chapa de aço assinaram contratos de longo prazo com siderúrgicas como a Usiminas.

Este fato influencia diretamente no mercado eólico nacional que tem entre os poucos componentes fabricado no país as torres, que são construídas de aço. Uma saída que a Wobben encontrou foi a construção de torres de concreto. A redução encontrada foi de até 25% do valor das torres de aço (Wobben, 2006). No entanto,

essas torres são até quatro vezes mais pesadas o que resulta em fundações mais caras e maior dificuldade no transporte.

4.9. Licenças de Instalação - LI

Outra barreira que já é resultado da demora da implantação dos empreendimentos eólicos é a renovação das licenças ambientais de instalação. Praticamente todos os projetos selecionados para o PROINFA, com exceção apenas dos que já entraram em operação comercial, foram obrigados a renovar suas LI. Dependendo do estado onde foi emitida a LI o prazo de vencimento varia de 3 a 5 anos. O tempo para a renovação da LI e custos advindos destas renovações refletiram em mais demoras para a implantação dos empreendimentos.

O que se observa é que a energia eólica tem sido alvo de muitas barreiras à sua participação no setor elétrico brasileiro. Mas que nível de participação busca a energia eólica no cenário energético nacional? Que espaço a energia eólica ocuparia dentro de um ambiente consolidado por uma matriz energética basicamente hidráulica e com tendências de expansão térmica?

A entrada de usinas eólicas no cenário nacional tem contribuído apenas para a redução do consumo de água nos reservatórios das hidrelétricas, diferentemente de países como a Dinamarca, onde essa energia substitui diretamente o consumo de combustíveis fósseis e contribui para redução da emissão de gases de efeito estufa.

A energia eólica no Brasil tem diversos desafios a serem superados. A discussão que busca esse trabalho não é levantar as competências de alguns grupos econômicos, e sim avaliar esta fonte de energia em um ambiente de competitividade com fontes já consolidadas no país

5. Capítulo 5: Conclusão

Existem algumas alternativas de políticas que poderiam ser implementadas à luz de mecanismos que busquem um maior sentido para a participação da energia eólica no cenário energético nacional. A participação dessa energia ainda não tem um sentido estratégico de segurança energética como proposto pelo governo. Acredita-se que a energia eólica tem espaço, dentro de um planejamento energético integrado.

As barreiras expostas neste trabalho apontam para um horizonte sem definições para essa energia no país. Hoje principal desafio enfrentado pela energia eólica ainda é o custo da energia gerada, derivada exclusivamente dos custos de equipamentos e da intermitência dos ventos. Neste cenário desfavorável o foco em uma política de incentivos em pesquisa e desenvolvimento de toda a cadeia produtiva eólica deveria ser a prioridade do governo.

Essas pesquisas reverter-se-iam em soluções para a criação da indústria nacional e consequentemente, para a geração de empregos. Incentivar a indústria nacional não é incentivar a instalação de filiais de empresas de outros países, mas sim a criação de condições de competitividade para o fortalecimento de empresas nacionais que buscam o desenvolvimento local da tecnologia.

Durante este trabalho foram realizadas entrevistas juntos aos agentes do setor eólico, com a finalidade de se investigar as barreiras segundo as esferas citadas na literatura como primordiais para o desenvolvimento e crescimento dessa fonte no país. O que foi observado é que grande parte das dúvidas existentes estão atreladas aos mecanismos de comercialização da energia eólica no contexto do novo modelo do setor, política industrial e o acesso aos créditos financeiros.

A Tabela 18 resume as principais sugestões dadas pelos entrevistados.

Tabela 18 – Resumo de sugestões dos agentes entrevistados

Regionalização da análise	Contemplar a determinação dos valores econômicos (VETEF), baseados em estudos que sinalizem as especificações envolvidas em dada região do país
Política industrial	Para a expansão da energia eólica é necessário o desenvolvimento de uma política que permita reduzir os custos de equipamentos e materiais e incentivar a instalação de uma indústria local com maior escala. Como recomendação geral, programas de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia no Brasil poderiam considerar a articulação com políticas industriais de incentivo ao desenvolvimento de fábricas de equipamentos e transferência de tecnologias

Crédito	De modo geral, é necessário encontrar formas de fortalecer a capacidade financeira da maior parte dos pequenos empreendedores. Ademais, a dificuldade em atender as garantias exigidas pelo BNDES aumenta o tempo de análise do processo de obtenção de financiamento
Programa atual	O cronograma para entrada das usinas do PROINFA, estabelecido pela Lei 10.762/2003, não se ajusta com o cronograma técnico-econômico e financeiro dos empreendimentos. É necessária uma reavaliação do período de entrada em operação das usinas. Assim, para uma sequência do programa, é necessário estar atento a esta convergência dos cronogramas. Na opinião dos agentes, o descompasso entre prazos estabelecidos pelo PROINFA em sua primeira etapa e o cronograma de implantação dos empreendimentos não foi motivo de uma análise técnica
Créditos de carbono	Reflexão sobre a titularidade dos créditos de carbono procedentes dos empreendimentos do PROINFA. Isto envolveria considerar uma possível repartição de benefícios advindos da obtenção destes créditos, entre empreendedores e o governo federal

5.1. O futuro da energia eólica no Brasil

O fomento à energia eólica no Brasil ainda enfrentará diversos desafios. Uma questão básica a ser colocada ao final desta pesquisa é: Sob que critérios se justificam incentivos à energia eólica no Brasil? Quais os impactos para o país advindos desta escolha?

O que se percebe, entretanto, é que o ponto de vista deste problema é de natureza econômica e ambiental, onde o benefício futuro associado ao investimento em fontes com maior custo hoje terá menor impacto ambiental amanhã. Por outro lado, o atual contexto no que diz respeito aos tributos e encargos setoriais já incidentes sobre as tarifas de energia objetivando o subsídio de programas não competitivos pode justificar o uso dessa energia.

“Quando as fontes renováveis de energia tendem a se apresentar competitivas como é o caso da biomassa e de PCH’s, a liberação do mercado e a livre concorrência são soluções triviais, já que através de mecanismos de incentivos ou regulamentação mais claros e específicos viabiliza-se a entrada destas fontes.”
(Soares, 2005)

Porém, quando se decide pelo fomento de fontes alternativas menos competitivas como é o caso da energia eólica, é preciso buscar alternativas capazes de justificar junto à sociedade a realização desses incentivos. Neste caso, estas

questões necessitam de uma análise mais integrada, incluindo aspectos como fomento tecnológico, pesquisa e desenvolvimento, política estratégica de abastecimento, política industrial dentre outras.

De fato, o tema em questão, sobre as barreiras que a energia eólica enfrenta, não pode ser superado com sugestões pontuais, pois abrange múltiplos aspectos de natureza legal, institucional, tecnológica, cultural, social, ambiental e econômica. Dessa forma, é importante que um programa de apoio à energia eólica seja constituído com base em análises técnicas, atento às especificidades desta fonte, à necessidade de cada região.

Para o agente regulador é importante destacar o papel dos custos de transação, incluindo a assimetria de informações que dificultam o papel do investidor em investir nesta fonte. O exemplo mais evidente trata-se dos sistemas isolados, onde já existem recursos sendo destinados para subsidiar combustíveis fósseis, dentre os quais o diesel. Ou seja, existem oportunidades imediatas para a melhoria de eficiência tanto econômica quanto ambiental.

As políticas públicas de incentivos ajustadas para cada contexto mostra-se de grande importância, para o desenvolvimento da energia eólica. A chave para uma política eficaz de preço fixo, como proposto no PROINFA, é a correta determinação dos custos de geração. Preços muito baixos não impulsionam o desenvolvimento, enquanto que preços muito altos podem prejudicar o apoio à política de preço fixo. Subsídio de investimentos é um mecanismo adotado apenas em questões onde a energia eólica é uma saída para a expansão da oferta de energia elétrica ou como fonte de substituição aos recursos minerais.

As barreiras ainda a serem ultrapassadas, expostas neste trabalho, apontam para a necessidade de romper entraves institucionais, financeiros, a falta de informação, capacidade operacional e a difusão de nova tecnologia, além disso, pode-se acrescentar a necessidade de mudança de hábitos e comportamento, com a profissionalização de grupos proprietários, levando a uma nova percepção de riscos e incertezas.

O exemplo do PROINFA é uma cópia das tendências mundiais de políticas energéticas renováveis, adotando mecanismos de compra garantida a um preço fixo e de financiamento do governo. Também é importante ressaltar que em países como Alemanha e Dinamarca o investimento em energia eólica faz-se necessário visto sua

matriz energética ser basicamente formada por geração com base em combustíveis fósseis.

No entanto, as barreiras encontradas pelos empreendedores apontam para problemas relacionados ao modelo proposto. Receitas garantidas reduzem os riscos financeiros para investidores e credores, pois o projeto terá um fluxo garantido de receitas, mas torna-se oneroso para a sociedade no longo prazo.

Neste sentido, o papel da energia eólica na matriz elétrica nacional pode ser avaliado e seus propósitos revisto. Certamente as barreiras aqui discutidas serão superadas; entretanto, o reflexo e os custos deste reajuste deverão ter outra ótica, pois, segundo o novo modelo do setor, ao introduzir a prioridade da modicidade tarifária, o mercado será de concorrência. Terá a energia eólica espaço em um ambiente competitivo?

Possivelmente a dimensão proposta pelo PROINFA, com a implantação de 1.100 MW de geração de energia elétrica com base na força dos ventos, não tenha um papel estratégico na diversificação da matriz energética brasileira. Energia eólica não é uma energia firme e tão pouco está substituindo combustíveis fósseis no Brasil.

Neste cenário o papel do desenvolvimento da energia eólica no país se dá sob uma ótica de aprendizado e desenvolvimento de tecnologia nacional. Por fim, vale reiterar que ações voltadas para o aumento da participação de energias renováveis como a energia eólica precisam de apoio do Estado. O PROINFA é um passo importante nesta direção, contudo o país ainda precisa criar uma configuração favorável ao aumento das fontes renováveis associadas aos recursos de cada localidade e, dessa forma contribuir para o desenvolvimento sustentável.

Referências Bibliográficas

ALDABÓ, R. Energia Eólica, São Paulo, Brasil, Artliber Editora, 2002

ALVARENGA, C.A., COSTA, H.F.F., GREGO, I.P.R. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho – Período 94/96 In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 14, 1997. Belém: **Anais**. 1997. FL-GPT-08.

AMARAL, M.R.S., Modelos em Espaço de Estado: Formulação Multivariada Aplicada à Previsão de Carga Elétrica, dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica/PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1996.

AMARANTE, O.A.C. do, SCHULTZ, D.J., Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil. **Dewi Magazin**, Germany, n. 15, p. 70-75, 1999.

AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J., SÁ, A.L., Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Brasília, Brasil, 2001

AMARANTE, O.A.C., Estado do Ceará: Atlas do Potencial Eólico, Ceará, Brasil, 2001.

AMARANTE, O.C et al. “Wind/Hidro Complementary Seasonal Regimes in Brazil”, **DEWI Magazin**, n.19, 2001.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração, 2006. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/15.htm>>. Acesso em: 10 de janeiro 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **O Estado das Energias Renováveis no Brasil**. Brasília, 1998. CD-ROM, Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas n. 7.

AWEA, 2004, Wind Energy Projects Throughout the United States of America. Disponível em: <<http://www.awea.org>>. Acesso em: 16 fevereiro 2007.

AWEA, Wind Power Outlook 2006, Washington D.C. Disponível em: <<http://www.awea.org>>. Acesso em: 15 de março 2007.

BARROS, M., Processos Estocásticos, capítulo 5. Disponível em: <<http://www.mbarros.com>>. Acesso em: 06 de março 2007.

BERNSTEIN, J.C., Wind Resource Analysis Program 2002, 14th Wind Resource Analysis Program Report, Minnesota Department of Commerce, pp 191-193. 2002
BEURSKENS, J. Going to sea – Wind goes offshore. **Renewable Energy World**, v. 3, n. 1, p. 19-29, 2000.

BEZERRA & SIMÕES BEZERRA, P.; SIMÕES, V. “Avaliação do Impacto Elétrico da Inserção de Centrais Eólicas no Sistema Chesf”, XIV SNPTEE, Belém, 1997.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br/>> Acesso em: 10 de dezembro de 2007

BNDES **Taxas de Juros a Longo Prazo - TJLP.** Disponível em <<http://www.bndes.gov.br/atuar/exes/tjlp.exe>> Acesso em: 10 de dezembro de 2007

BTM Consult, World Market Update. Disponível em: <<http://www.btm.dk>>. Acesso em: 06 de dezembro 2007.

BWE, Windenergie, Associação Alemã de Energia Eólica. Disponível em: <<http://www.bwe.com>>. Acesso em: 10 de maio 2007.

CASTRO, C.A.JR. “Apostila de Fluxo de Carga”, Campinas - SP. 250p. Disponível em <<http://www.baiacu.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>>. Acesso em: setembro de 2007.

CBEE, Centro Brasileiro de Energia Eólica. Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>. Acesso em: 15 de Setembro 2007.

CHESF - COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento**, Rio de Janeiro, 1997.

CHESF - COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Potencial Eólico no Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica.** Recife: out. 1996. CHESF-DEFA-EO-RT-002/96 rev.1.

CHIGANER, L. Oferta de Eletricidade In: TOLMASQUIM, M.T., SZKLO, A.S. **A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio.** Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ, ENERGE, 2000. p.501-518.

COELCE – Companhia Energética do Ceará. Disponível em: <<http://www.coelce.com.br>>. Acesso em: 21 de março 2007.

COIMBRA, C. M. **Perspectiva de inserção da energia eólica na matriz energética nacional: um projeto para a eletrificação de uma vila isolada – análise comparativa: sistema eólico x sistema diesel.** Orientador : Emílio Lèbre La Rovere. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 1999. 164 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético)

COLLE, S., RUTHER, R., MESQUITA, L., et al., **Fontes não-convencionais de energia - as tecnologias solar, eólica e de biomassa.** 3 ed. Florianópolis, UFSC/Labsolar/NCTS. 2000.

COPEL. **Projeto Eólico-Elétrico de Palmas.** Disponível em: <www.copel.com/copel/port/negocios-ger-energiaeolica.html>. Acesso em: 12 de novembro de 2007.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. “Energia Eólica - Princípios e Aplicações”. Disponível em: <http://www.cepel.br/crese/cresesb.htm>. Acesso em setembro de 2007.

CRESESB. Especialistas discutem Energias Alternativas. **CRESESB Informe**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 2, dez. 1996. Rio de Janeiro - RJ.

DAHER, S. Um Sistema Baseado em Gerador de Indução Trifásico para Aproveitamento da Energia Eólica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, 1997.

DEWI - DEUTSCHES WINDENERGIE INSTITUT. Environmental Aspects and Acceptance of Wind. Disponível em: <<http://www.dewi.de>>. Acesso em 10 de Julho de 2007

ECOTECNICA. Disponível em <<http://www.ecotecnica.es>> Acesso em 05 de novembro de 2007

ENERCON. Disponível em: <<http://www.enercon.com>>. Acesso em: 10 de dezembro 2007.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas e Análise do Mercado de Energia. Estatísticas de Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 01 de novembro 2007.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Análise Periódica do Setor Energético Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 01 de outubro 2007.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Acompanhamento Trimestral do Mercado Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 01 de setembro 2007.

EWEA - European Wind Energy Association. Delivering Offshore Wind Power in Europe. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>. Acesso em: 12 de setembro 2007.

EWEA - European Wind Energy Association. Making 180 GW a reality by 2020. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>. Acesso em: 12 de setembro 2007.

EWEA - European Wind Energy Association. Statistics. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>. Acesso em: 12 de setembro 2007.

EWEA, Wind Power Expands 23% in Europe But Still Only a 3-Member State Story, In: News Release, The European Wind Energy Association, Europa. 2004

EWEA, Wind Power Targets for Europe: 75,000 MW by 2010, In: EWEA Briefing, Europa, 2006

FEITOSA, E.A.N., PEREIRA, A.L., SILVA, G.R, et al., 2002, Panorama do Potencial Eólico no Brasil, Projeto BRA/00/29: Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudanças Global do Clima, ANEEL, Brasília, Brasil, Dupligráfica.

FEITOSA, E.A.N., PEREIRA, A.L., SILVA, G.R, et al., Panorama do Potencial Eólico no Brasil, Projeto BRA/00/29: Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação às Mudanças Global do Clima, ANEEL, Brasília, Brasil, Dupligráfica. 2002

FORTUNA, Moinhos a Vento, Disponível em: <<http://www.cataventosfortuna.com.br>>. Acessado em: 8 fevereiro 2007.

GIEBEL, G., , The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power, Project ANEMOS – A Literature Overview. Version 1.1. Risø National Laboratory, European Comission, 2003

GIPE,P., Wind Energy Basics: A Guide to Small and Micro Wind Systems, Estados Unidos da América, Chelsea Green Publishing Company, 1999, pp. 67.

GOMES, P et al. “Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas”, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Out., 1999.

GRAHAM,I., Energy Forever ? Wind Power, New York, Raintree Steck-Vaughn Publishers, 1999

GREENPEACE INTERNATIONAL, EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION/ EWEA. FORUM FOR ENERGY AND DEVELOPMENT – FED. **Wind Force 10 – A Blueprint to Achive 10% of the World’s Eletctricity from Wind Power by 2020.** London. 1999.

GURLEY K.R. “Numerical Methods Lecture - 5 Curve Fitting Techniques, p.89-102. Disponível em: http://www.ce.ufl.edu/~kgurl/Classes/Lect3421/NM5_curve-s02.pdf. Acesso em setembro de 2007.

GWEC - Global Wind Energy Council. Global Wind Energy Outlook 2006. Disponível em: <<http://www.bwe.com>>. Acesso em: 10 de agosto 2007.

HEIER, S. “Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, NY: John Wiley & Sons, 1998. 392 p.

HIRATA, M.H., **Energia Eólica – Uma Introdução.** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1985.

IEA - Intenacional Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries. Disponível em: <<http://www.iea.org/Textbase/publications/index.asp>>. Acesso em: 10 de maio 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook – 2006.** Paris: IEA/OECD, 2006.

JANGAMSHETTI, S.H.; RAU, V.G. “Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study”, IEEE Transactions on Energy Conversion, v.14, n.4, p.1537-1543, Dec., 1999.

JANNUZZI, G.M., SWISHER, J.N.P. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis.** Campinas - SP, 1997

KROHN, S. Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead. In: JAMESxJAMES, **The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services.** London. 1997.

LAPPONI, J.C., , Projetos de Investimento: Construção e Avaliação do Fluxo de Caixa: Modelos em Excel, São Paulo, Brasil, Lapponi Treinamento e Editora, 2000.

LOBO, A.R., ALVARENGA, C.A., LISBOA, A.H. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 13, 1995, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis, 1995. (FL-GPT-03).

MARTIN, J.M. **A Economia Mundial da Energia**,. São Paulo: Unesp, 1992.

MELO, A.C.G., GORENSTIN, B.G., OLIVEIRA, A.M., et al., , “Análise Financeira de Projetos de Investimento sob o Enfoque de Incertezas”, In: VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – VII SNPTEE”, Paraná, Brasil, 1999.

MENDONÇA, E.S.; NARDELLI, M.R. “Energia Eólica”, Universidade Tuiuti do Paraná, Curitiba, Set, 1999.

MILLIGAN, M.R., Modeling Utility-Scale Wind Power Plants – Part 2: Capacity Credit, In: Technical Report / National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Estados Unidos, 2002.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional 2000 – Período de 1984 a 1999.** Brasília: DNDE/SEN/MME, 2000.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em outubro de 2007.

MONTICELLI, A.J. “Fluxo de Cargas em Redes de Energia Elétrica”, São Paulo: Edgard Blücher, 1983. 163p.

MOURA, P.A.; SILVA, T.M.V.; FILGUEIRAS, A.R. “Impacto na Energia Hidroelétrica e nos Níveis de Tensão de um Sistema de Transmissão-Distribuição Conectado com Parques Eólicos sob Regimes de Ventos Diferentes, XVII SNPTEE, Uberlândia, Out., 2003”.

NOGUEIRA, D. Bons ventos sopram para o Nordeste. **Jornal do Brasil**, Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2000, Ciência.

PEREIRA, O. L. S. A Experiência Nacional na Disseminação de Energias Renováveis Solar e Eólica. **CRESESB INFORME**, Rio de Janeiro. v. 1, n. 1, set. 1995.

RETSCREEN INTERNATIONAL. **Wind Energy Project Model**, Software disponível na INTERNET via http://retscreen.gc.ca/ang/g_win.html. Arquivo consultado em 2006.

RIBEIRO, C.M. et al. Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará) In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 13, 1995, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis, 1995. (FL-GPT-03).

ROCHA, N.A.; SCHULTZ, D.J.; AMARANTE, O.C.; BITTENCOURT, R.M. “Estabilização Sazonal da Oferta de Energia através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico”, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Out., 1999.

ROHATGI, J.S., NELSON, V. **Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power**. Canyon: West Texas A&M University, 1994.

ROSA, L.P., TOLMASQUIM, M.T., PIRES, J.C.L. **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998, 211p. ROSA, L.P., Uma Proposta para a Crise Elétrica. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 22 de maio de 2000, Tendências/Debates

SÁ, A.L. de. Encontro na Argentina otimiza o uso de Energia Eólica. **CRESESB INFORME**, Rio de Janeiro.v. 4, n. 5, maio 1999.

SCHEER, H. **O Potencial e as Chaves de uma Estratégia Solar**. O Manifesto Solar – Energia Renovável e a Renovação da Sociedade. 1995 Rio de Janeiro, CRESESB/CEPEL, 1995. Cap. 4.

SEINFRA - Secretaria de Infra-Estrutura do Estado do Ceará, 2006. Disponível em: <<http://www.seinfra.ce.gov.br>> Acesso em: 08 de maio 2007.

SOUZA, H.M. de et al. A Estratégia de Divulgação de Energias Alternativas e Eficiência Energética. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999. Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro:CBE, 1999. v. 2, p. 954-963.

SPERA, S.A., Introduction to Modern Wind Turbine. In: **Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. New York:, ASME Press, 1994. Cap. 2 p 47-72.

TAUTZ, C. Paraná inaugura em Palmas primeira usina eólica. **Brasil Energia**. n. 219, fev. 1999.

TOLMASQUIM, M. T., Fontes Renováveis de Energia no Brasil, CENERGIA, Brasil, Editora Interciência, 2003.

VESTAS - Wind Power Solutions. Disponível em: <<http://www.vestas.com>>. Acesso em: 07 de setembro 2007.

VIAL, P.A. Centros brasileiros atraem fabricante de geradores. **CRESESB INFORME**, Rio de Janeiro, v.3, n. 4, dez. 1997.

WAGNER, A. 2000, Set for the 21st century: Germany New Renewable Energy Law, **Renewable Energy World** , v. 3, n. 2, Mar-Apr, 2000, p.73-83

WIND ENERGY for the world. **Windblatt**, n. 4, 1999.

WINDPOWER, 2004. Disponível em: <<http://www.windpower.com>>. Acesso em: 8 de março 2007.

WINROCK INTERNATIONAL, USAID. **Trade Guide on Renewable Energy in Brazil** 1999. 100p.

WOBLEN Wind Power. Disponível em: <<http://www.woblen.com.br>>. Acesso em: 10 de dezembro 2007.

WONNACOTT, T.H., WONNACOTT, R.J., 1990, Introductory Statistics for Business and Economics. 4 ed. Canadá, John Wiles & Sons, pp. 707-746.

WORLD ENERGY COUNCIL., **New Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1990-2020**. London: Kogan Page,, 1993.

WWEA, World Wind Energy Association . Disponível em: <<http://www.wwea.com>>. Acesso em: 15 de março 2006.