

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO,
CONTABILIDADE E CIÊNCIA DA INFORMAÇÃO E
DOCUMENTAÇÃO
CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO DE MERCADOS

VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS EÓLICAS NA ATUAL
CONJUNTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Lincoln Braga e Souza

Brasília/DF,
maio de 2011.

Lincoln Braga e Souza

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS EÓLICAS NA ATUAL
CONJUNTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação de Mestrado Profissional submetida ao Centro de Estudos em Regulação de Mercados da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação da Universidade de Brasília, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: José Guilherme de Lara Resende

Brasília – DF,
maio/2011

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS EÓLICAS NA ATUAL
CONJUNTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Banca Examinadora

Aprovado por:

Prof. Dr. José Guilherme de Lara Resende, PhD (UnB)
Orientador

Prof. Dr. Paulo Cesar Coutinho, PhD (UnB)
Examinador Interno

Prof. Dr. Victor Hugo da Silva Rosa, Doutor (UnB)
Co-Orientador

Brasília, 30 de maio de 2011

LINCOLN BRAGA E SOUZA

Título: Viabilidade Econômica de Usinas Eólicas na Atual Conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro

p, 210x297 mm (CERME/UnB, Mestre, Regulação e Gestão de Negócios, 2011).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação, Centro de Estudos em Regulação de Mercados.

1. Viabilidade Econômica;
2. Usinas Eólicas;
3. Fontes Alternativas de Energia;
4. Regulação;
5. Setor Elétrico.

I. CERME/UnB. II. Título (Série)

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Lincoln Braga e Souza

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Viabilidade Econômica de Usinas Eólicas na Atual
Conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro

GRAU/ANO: Mestre/2011.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta
Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos
acadêmicos e científicos. É reservado outros direitos de publicação e nenhuma parte
desta Dissertação de Mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do
autor.

Lincoln Braga e Souza

SQN 210 Bloco J apto. 406, Asa Norte,
CEP 70862-100 – Brasília – DF – Brasil.

“Impossível imaginar o desenvolvimento do mundo moderno sem eletricidade. Criar e manter condições favoráveis às fontes alternativas de energia elétrica, para que estas sejam inseridas significativamente na matriz energética mundial, é um dos maiores desafios a serem enfrentados pelas nossas e pelas futuras gerações.”

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Agência Nacional de Energia Elétrica pelo patrocínio do Mestrado Profissionalizante em Regulação e Gestão de Negócios (REGEN), bem como aos seus servidores (destaque ao colega da SFG, W. Lemos) que contribuíram para a realização das disciplinas do curso e desta dissertação da melhor maneira possível.

Agradecimento especial ao meu grande parceiro Duda que me ajudou de forma decisiva no processo seletivo do REGEN.

Obviamente que a convivência com meu co-orientador, os colegas, a secretaria e os professores do curso (destaque ao meu orientador) foram fundamentais para a conclusão de todas as etapas deste Mestrado. Ficam aqui registrados meus sinceros agradecimentos.

Não posso deixar de agradecer aos professores das demais instituições acadêmicas e aos profissionais do setor elétrico (destaque ao Sr. A. Gomes) que disponibilizaram dados preciosos para elaboração de minha dissertação.

Por fim, agradeço à minha família, à minha namorada e aos meus amigos que sempre me apoiaram nesta gloriosa etapa da minha vida.

RESUMO

Esta dissertação apresenta fatores históricos do desenvolvimento das turbinas eólicas, dados da capacidade instalada mundial, itens relacionados à sua operação, custos básicos, aspectos ambientais e complementaridade com as usinas hidráulicas. Ademais, foi relatado o contexto em que as usinas eólicas estão inseridas no setor elétrico do Brasil. Foi feita a análise da viabilidade econômica das eólicas no Brasil, a partir das despesas e receitas utilizadas na construção do fluxo de caixa. Obteve-se o comparativo entre as usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas quanto à rentabilidade dos projetos. Em seguida, fez-se a análise de robustez dos projetos de usinas eólicas. Por fim, foram abordadas as sugestões que poderiam ser adotadas para a melhoria da rentabilidade dos projetos de usinas eólicas, bem como as conclusões sobre a viabilidade destas fontes na atual conjuntura do setor elétrico.

Palavras-chave: viabilidade econômica, usinas eólicas, fontes alternativas de energia, regulação e setor elétrico.

ABSTRACT

This dissertation presents historical factors about the development of wind turbines, the installed capacity worldwide, items related to its operation, basic costs, environmental aspects and complementarity with hydropower generation. Moreover, the context in which wind farms are located in the Brazilian electrical sector was reported. An analysis was made about the economic viability of wind farms in Brazil, based on the costs and revenues used in the construction of cash flow. A comparison between hydro, thermal and wind plants was obtained on the profitability of projects. Then, an analysis of the robustness of wind farms projects was carried out. Finally, suggestions were raised that could be adopted to improve the profitability on wind farm projects as well as the conclusions about its viability in the current conjuncture of the electricity sector.

Key-words: economic viability, wind farms, alternative energy sources, regulation and electricity sector.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2 - IMPORTÂNCIA DO TRABALHO	5
1.3 - OBJETIVOS	5
1.4 - METODOLOGIA	5
1.5 - LIMITAÇÕES.....	6
1.6 - ESTRUTURA DO TRABALHO.....	6
2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	7
2.1 - HISTÓRICO, PROJETO, FUNCIONAMENTO, INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS, CUSTOS BÁSICOS, COMPLEMENTARIDADE COM AS HIDRELÉTRICAS E RELAÇÃO COM O MEIO AMBIENTE.....	7
2.1.1 - Histórico.....	7
2.1.2 - Dados Sobre a Capacidade Instalada de Eólicas no Mundo	11
2.1.3 - Projeto e Funcionamento de Usinas Eólicas	15
2.1.4 - Incentivos Governamentais e Custos Básicos.....	29
2.1.5 - Dados Gerais de Geração de Energia e Complementaridade das Eólicas com as Fontes Hidráulicas	31
2.1.6 - Aspectos Ambientais – Vantagens e Desvantagens da Energia Eólica	35
2.2 - USINAS EÓLICAS NO CONTEXTO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E DAS POLÍTICAS GOVERNAMENTAIS	39
2.2.1 - Condições de Financiamento e Variáveis Macroeconômicas.....	39
2.2.2 - Fatores de Risco	44
2.3 - PROINFA X LEILÕES DE ENERGIA.....	45
3 - ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA	48
3.1 - PRINCIPAIS DADOS NA MONTAGEM DO FLUXO DE CAIXA.....	48
3.1.1 - Receitas	48
3.1.2 - Despesas.....	49
3.2 - ANÁLISE DOS RESULTADOS E COMPARATIVO COM OUTRAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA	50
3.2.1 - Informações Gerais	50
3.2.2 - Resultados e Comentários Gerais.....	52
3.2.3 - Análise de Sensibilidade do Fluxo de Caixa das Eólicas.....	55
4 - ASPECTOS RELACIONADOS À RENTABILIDADE DAS USINAS EOLIOELÉTRICAS, TERMELÉTRICAS E HIDRELÉTRICAS.....	58
4.1 - RECOMENDAÇÕES DE MELHORIAS A SEREM ADOTADAS NAS DIRETRIZES GOVERNAMENTAIS DE USINAS EÓLICAS	60
5 - CONCLUSÕES	61
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
ANEXOS	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada por fonte de energia elétrica.....	14
Tabela 2 – Relação do diâmetro do rotor com a capacidade instalada do aerogerador..	26
Tabela 3 – Custo da energia gerada nos EUA em centavos de US\$ por kWh	30
Tabela 4 – Comparativo de emissões diretas entre as eólicas e as termelétricas.	35
Tabela 5 – Emissões diretas e indiretas de CO ₂ das fontes de energia elétrica	36
Tabela 6 – Condições de financiamento para projetos do setor elétrico	40
Tabela 7 – Financiamento do BNDES para projetos do setor elétrico	41
Tabela 8 – Variáveis Macroeconômicas.....	43

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2010.....	9
Figura 2 – Fazenda eólica <i>off-shore</i> de Raheenleagh.....	10
Figura 3 – Capacidade mundial instalada de usinas eolioelétricas (2001-2010).....	11
Figura 4 – Projeção da capacidade instalada até 2020 em MW.....	12
Figura 5 – Os dez países com a maior capacidade instalada (2008 e 2009).....	13
Figura 6 – Capacidade anual instalada de usinas eolioelétricas por regiões do mundo .	14
Figura 7 – Comportamento dos ventos em diferentes ambientes.....	15
Figura 8 – Moinho de vento Pitstone.....	16
Figura 9 – Fluxo do Vento.....	17
Figura 10 – Diferentes tipos de turbinas verticais.....	18
Figura 11 – Desenho esquemático de um aerogerador.....	19
Figura 12 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.....	20
Figura 13 – Configuração geral de parque eólico.....	21
Figura 14 – Distribuição de <i>Weibull</i> para diferentes fatores de forma.....	23
Figura 15 – Distribuição do sentido dos ventos.....	24
Figura 16 – Curvas de potência para turbinas eólicas.....	27
Figura 17 – Turbina eólica residencial e turbina eólica em escala de geração pública..	28
Figura 18 – Potencial eólico do Brasil.....	32
Figura 19 – Papel complementar das eólicas na geração de energia.....	33
Figura 20 – Nível de ruído em função da distância.....	38

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AWEA – *American Wind Energy Association*
BNB – Banco do Nordeste do Brasil
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ – Conselho Fazendário
CSLL – Contribuição Social para Lucro Líquido
DEWI – *Deutsches Windenergie Institut*
DoE – *Department of Energy* (dos EUA)
DOU – Diário Oficial da União
EIA - *Energy Information Administration* (do DoE)
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPC – *Engineering, Procurement and Construction*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESS – Encargo de Serviço de Sistema
EWEC – *European Wind Energy Conference*
FDNE – Fundo de Desenvolvimento do Nordeste
FINAME – Fundo de Financiamento de Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais
GASENE – Gasoduto da Integração Sudeste Nordeste
GNL – Gás Natural Liquefeito
GWEC – *Global Wind Energy Council*
IAEA – *International Atomic Energy Agency*
ICB – Índice de Custo Benefício
ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI – Imposto Sobre Produtos Industrializados
IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
IUCN – *International Union for Conservation of Nature*
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME – Ministério de Minas e Energia
NCM – Nomenclatura Comum do Mercosul
OCDE – Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OMS – Organização Mundial de Saúde
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

LISTA DE ABREVIATURAS

PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIB – Produto Interno Bruto
PIS – Programa de Integração Social
PNE – Plano Nacional de Energia
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REIDI – Regime Especial de Incentivos para desenvolvimento da Infra-Estrutura
SIN – Sistema Interligado Nacional
SPE – Sociedade de Propósito Específico
SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
TEEHs – Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal
TEEVs – Turbinas Eólicas de Eixo Vertical
TIR – Taxa Interna de Retorno
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHEs – Usinas Hidrelétricas
UTEs – Usinas Termelétricas
VDI – *Verein Deutscher Ingenieure*
VPL – Valor Presente Líquido
WCED – *World Commission on Environment and Development*
WWEA – *World Wind Energy Association*
WWF – *World Wildlife Fund*

LISTA DE SÍMBOLOS

% – por cento
a.a. – ao ano
a.C. – antes de cristo
Btu – *British Temperature Unity*
Btu/kWh – *British Temperature Unity* por kilowatt-hora
CH₄ – gás metano
CO₂ – gás carbônico
d.C. – depois de cristo
dB – decibel
GW – gigawatt
GWh – gigawatt-hora
km – quilômetro
km/h – quilômetro por hora
kV – kilovolt
kW – kilowatt
kWh – kilowatt-hora
m – metro
m/s – metros por segundo
MW – megawatt
MWh – megawatt-hora
O&M – operação e manutenção
Ptax – taxa de câmbio calculada ao final de cada dia pelo Banco Central do Brasil.
R\$ – reais
R\$/ano – reais por ano
R\$/kWh – reais por kilowatt-hora
R\$/MW/ano – reais por megawatt por ano
R\$/MWh – reais por megawatt-hora
R\$/turbina/ano – reais por turbina por ano
rpm – rotações por minuto
US\$ – dólares
US\$/10⁶ Btu – dólares por milhão de *British Temperature Unity*
US\$/kWh – dólares por kilowatt-hora
US\$/MWh – dólares por megawatt-hora

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO

É amplamente comprovado que as centrais geradoras eólicas são viáveis do ponto de vista ambiental, já que sua construção e operação impactam menos o meio ambiente do que as fontes tradicionais de energia elétrica, bem como contribuem mais do que estas para o desenvolvimento sustentável¹ da sociedade (WWF Brasil, 2010; WCED, 1991; IUCN, 1984).

Todavia, se questiona a sua viabilidade econômica, principalmente em países emergentes, devido à suposta ausência de economia de escala. Nesse sentido, e dado o cenário atual de estruturação do setor elétrico brasileiro, contemplando as políticas governamentais vigentes, será analisada nesta dissertação a viabilidade destas fontes de energia do ponto de vista especificamente econômico, de tal forma que possibilitem sua inserção em escala cada vez maior na matriz energética brasileira.

Vejamos inicialmente a evolução histórica da inserção das fontes alternativas no Brasil. A Lei nº 10.438/02 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), começando a consolidação de políticas de incentivo para o desenvolvimento da energia renovável no país. O PROINFA, cuja 1ª etapa está em fase final de implantação, tem como objetivo aumentar a geração de eletricidade por usinas de Produtores Independentes Autônomos, concebidas com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas de biomassa no Sistema Elétrico Interligado Nacional.

A Lei nº 10.438/02 fixa expressamente que atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas de biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos.

Entretanto, nos últimos anos, o governo federal tem realizado leilões de energia provenientes de fontes renováveis de energia elétrica, seguindo o modelo setorial de leilões de energia estabelecido a partir da edição da Lei nº 10.848/04, que têm sido bem-sucedidos e, portanto, tornando desnecessária uma nova etapa do PROINFA.

¹ Entendido o ‘desenvolvimento sustentável’, em sentido *latu*, como aquele já amplamente difundido desde a Estocolmo-72, de preservar os recursos naturais para as gerações atuais e futuras, e que deve considerar a sustentabilidade firmada em três pilares – o social, o econômico e o ambiental. E, em um sentido específico, como ‘sustentabilidade do sistema energético’, como aquele proposto pela IAEA durante a Rio+10, com base nos modelos desenvolvidos pela OCDE e a IEA, que considera esses três pilares juntamente com a dimensão institucional (IAEA *apud* ROSA, 2007, p.91-92).

Dadas as tarifas fixadas pelo Ministério de Minas e Energia – MME no âmbito do PROINFA, corrigidas pelo IGP-M até a presente data, temos que os valores de energia para as usinas de biomassa estão próximos dos valores obtidos nos últimos leilões. O valor da energia gerada por PCHs no PROINFA, corrigido pelo IGP-M até hoje, ficou superior se comparado ao valor das PCHs contempladas no último leilão que selecionou esta fonte de energia – aproximadamente R\$ 175/MWh contra R\$ 145/MWh (CCEE, 2010; Eletrobras, 2010).

Para as fontes eólicas, o PROINFA é mais oneroso para o consumidor. O valor da energia proveniente de fontes eólicas do PROINFA, corrigido pelo IGP-M até a presente data, supera os R\$ 280/MWh. Já o leilão realizado no final de 2009 (exclusivamente de eólicas) apresentou um valor médio menor que R\$ 150/MWh (correção pelo IPCA, conforme a regra deste leilão).

Ademais, os leilões realizados no ano de 2010 para essa fonte de energia apresentaram valores em torno de R\$ 130/MWh (correção pelo IPCA, conforme a regra deste leilão). Cabe ressaltar que o valor de R\$ 150/MWh é muito próximo dos resultados obtidos com termelétricas movidas a óleo diesel e a óleo combustível (CCEE, 2010). Na prática este valor apresentado para as termelétricas é ainda maior, pois não contempla os custos de combustíveis (custo variável) que resultará quando da operação destas.

As usinas eólicas geram na base, ou seja, havendo regime de vento adequado², gera-se energia elétrica. Já que o “combustível” das eólicas é o vento, elas possuem baixo custo variável de operação.

Além disso, o outrora elevado custo médio de implantação das centrais eólicas, quando comparados com as fontes tradicionais de energia elétrica, reduziu nos últimos anos, primeiro na Europa e América do Norte, e mais recentemente no Brasil. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE espera que estes custos se reduzam ainda mais nos próximos 10 anos (EPE, 2007, p.212), devido a diversos fatores, dos quais se destaca a chegada de novos fabricantes no Brasil, gerando mais concorrência entre eles.

As fontes eolielétricas podem ser ainda mais viáveis, desde que as questões técnicas, regulatórias e governamentais estejam equacionadas, de modo a aumentar a taxa interna de retorno destes projetos. Se envolvermos a dimensão ambiental nesta análise, as eólicas se tornam ainda mais vantajosas, em face da receita adicional obtida com a venda de créditos de carbono. Diante do exposto, é fundamental a pesquisa sobre a viabilidade econômica da implantação de eólicas em larga escala no Brasil.

² A maioria dos aerogeradores são projetados para operar em uma faixa de velocidade média do vento com variações de 5 m/s a 11 m/s, devendo suportar picos de até 70 m/s (EWEA, 2009, p.63)

No modelo vigente do setor elétrico nacional, as termelétricas não inflexíveis, em regra geral, são despachadas por ordem crescente de custo. Isto implica que em função do elevado preço do combustível, é preferível gerar energia elétrica por meio de hidrelétricas de forma que o somatório do custo presente e do custo futuro seja minimizado, provocando menor impacto aos consumidores finais em horizonte de cinco anos.

Adicionalmente, as termelétricas são acionadas também quando se necessita recuperar o nível meta do conjunto dos principais reservatórios dos submercados brasileiros (Sudeste Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste). Quando esta fonte de energia não é utilizada na ordem crescente de custo por questões de segurança – garantia de suprimento energético, razões elétricas, geração fora da ordem de mérito, etc. –, ocorrem repasses ainda maiores para as tarifas dos consumidores, via Encargo de Serviço de Sistema – ESS.

Os fatos descritos no parágrafo anterior implicam que, se fizermos uma análise mais apurada sobre a energia efetivamente gerada e o custo repassado aos consumidores ao longo do prazo de contratação no ambiente regulado, no atual modelo do setor elétrico brasileiro, temos que as usinas eólicas – geração de base – possuem uma melhor relação custo/benefício se comparada com as termelétricas – geração por ordem de mérito de custo que, na prática resulta em geração apenas quando necessário por segurança energética, por segurança elétrica, etc. –, considerando o histórico de ambas as fontes contempladas nos leilões realizados desde o Decreto nº 5.163/04.

Uma corrente de especialistas do setor defende a tese de que será necessária a existência de mais termelétricas gerando na base (ONS, 2010 e 2011). É bem provável que isso aconteça, até porque a quantidade de hidrelétricas de grandes reservatórios não tem aumentado de forma significativa e as eólicas estão apenas em fase inicial de implantação em larga escala no Brasil.

As premissas de diversificação da matriz energética e de desenvolvimento sustentável, conforme as diretrizes em vigor do governo federal, são fundamentais para a expansão do setor. É notório que o país não pode abdicar de projetos estruturantes, como por exemplo, as grandes hidrelétricas de reservatório de acumulação de água e as usinas nucleares, já que o Brasil tem enormes rios com quedas d'água ainda não explorados, bem como possui grandes reservas de urânio. Conforme afirmado pelos especialistas do setor elétrico, a construção de hidrelétricas é uma vocação natural do Brasil (GOLDEMBERG, 2006).

Outrossim, até mesmo as termelétricas de grande porte, movidas a gás natural ou carvão mineral, devem fazer parte da expansão da geração do setor elétrico nacional (ONS, 2011). Mas também não se pode deixar de explorar na expansão do setor o enorme potencial

eólico existente em nosso país. Atento a estes fatos, o governo federal vem dando sinais claros que pretende utilizar cada vez mais as fontes renováveis de energia elétrica, em especial, as usinas eólicas, dado que nos últimos leilões de energia esta fonte mostrou-se economicamente viável, cujos resultados serão apresentados na presente dissertação.

A produção de equipamentos em larga escala e de forma contínua é essencial para a viabilidade de fontes eólicas na matriz elétrica. Trazer rapidamente os principais fabricantes mundiais de equipamentos de usinas eólicas para o Brasil é possível desde que existam incentivos fiscais.

O investimento nesta fonte de energia seria estimulado se os prazos para a contratação da venda de energia fossem maiores. Os empreendedores também podem ser motivados pela forma de como o processo licitatório é estruturado, por avanços tecnológicos constantes que resultam em redução dos custos e aumento da vida útil dos equipamentos, assim como pela garantia de investimentos nos respectivos sistemas de transmissão que escoarão a energia pelo empreendimento licitado.

Estudos da EPE comprovam que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil é ligeiramente inelástica em relação à taxa de crescimento do Produto Interno Bruto – PIB. Tendo em vista que o país deve crescer a taxas próximas de 5% a.a., o consumo de eletricidade deve subir a taxas ligeiramente inferiores ao PIB (EPE, 2011) nos próximos anos, em torno de 4,8% a.a. Cabe ressaltar que essa elasticidade-renda do consumo de eletricidade tem tendência a ser decrescente no longo prazo, principalmente no caso de cenários de desenvolvimento sustentado, conforme aponta o Plano Nacional de Energia – PNE 2030 (p.61-62). O tempo total necessário para o planejamento, a construção e a operação de usinas de grande porte é elevado. Por isso, para atender o mercado no curto prazo, a expansão da geração de energia elétrica no Brasil precisa de usinas de curto prazo de maturação. Logo, a implantação de usinas eólicas é essencial ao país nos próximos anos.

Uma curiosidade merece ser destacada aqui. Antes da realização do leilão de reserva de fontes eólicas em 2009, a maioria dos especialistas do setor elétrico que se debruçava sobre esta questão apostava em valores médios bem acima de R\$ 150/MWh (ABEEOLICA, 2009). No entanto, o resultado dos leilões, realizados em dezembro de 2009 que tiveram a participação de usinas eólicas, provou exatamente o contrário, com diversos valores abaixo de R\$ 150/MWh (CCEE, 2009), sendo intensamente veiculado na imprensa (MARCONDES, 2010) a comemoração de integrantes do governo federal. O deságio significativo em relação ao preço-teto está permitindo que o governo viabilize, nos próximos semestres, mais leilões nos moldes dos anteriores (CCEE, 2010).

1.2 - IMPORTÂNCIA DO TRABALHO

Os resultados deste trabalho são importantes para o planejamento do setor elétrico brasileiro. Iremos verificar se as eólicas já são economicamente viáveis na conjuntura atual das políticas setoriais e qual margem de retorno os empreendedores possuem.

Ao se comprovar a viabilidade econômica dos projetos eólicos, esforços extras que poderiam ser efetuados pelas autoridades governamentais são também propostos neste trabalho, possibilitando a criação de mecanismos adicionais para uma implantação mais consistente de centrais eólicas.

Ademais, vamos comparar com outras fontes de energia tradicionais de nosso país e recomendar ajustes em editais de leilões, políticas de incentivos e outros. Estes acontecimentos poderão provocar ao mesmo tempo melhoria na rentabilidade dos projetos dos investidores e redução do preço dos leilões de energia nova, dada a maior competitividade.

1.3 - OBJETIVOS

A presente dissertação investiga, por meio da construção de um fluxo de caixa, os resultados obtidos nos leilões de eólica realizados em 2009 e 2010, de forma a se comprovar a viabilidade econômica destes projetos. Serão avaliados, por meio de análise de sensibilidade, os impactos das ações de incentivos fiscais temporários, aumento gradativo do fator de capacidade, redução dos custos dos equipamentos e melhorias nas condições do financiamento bancário. Será possível observar a margem que os empreendedores possuem em relação ao custo de oportunidade, sendo este um bom indicador de viabilidade econômica. Ademais, os valores encontrados para as usinas eólicas serão comparados com os dados das fontes de energia elétrica mais tradicionais do Brasil – hidrelétricas e termelétricas.

1.4 - METODOLOGIA

Serão utilizados fluxos de caixa anuais, considerando as receitas e despesas da usina em conformidade com o tempo de execução médio de projeto e de construção, bem como das premissas do financiamento bancário e do leilão de energia nova, empregando-se a ferramenta MS-Excel com suas funcionalidades, em especial as de análise financeira.

Serão calculados o Valor Presente Líquido – VPL e a Taxa Interna de Retorno – TIR dos projetos das usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas. Em seguida, será realizada a análise de sensibilidade para os projetos eólicos, conforme descrito no item 1.3.

1.5 - LIMITAÇÕES

A grande limitação deste trabalho foi a impossibilidade de se comparar a real relação custo/benefício das termelétricas movidas a gás natural com as hidrelétricas e eólicas contempladas nos últimos leilões de energia de cada uma destas fontes. Isto ocorre porque na atual formatação do setor elétrico brasileiro, as termelétricas de grande porte produzem energia elétrica, em regra geral, por ordem de mérito, a partir das premissas do ONS. Ou seja, só são despachadas quando o custo marginal de operação do sistema supera os custos variáveis unitários destas termelétricas, enquanto as eólicas e as hidrelétricas geram na base.

Assim, visando mitigar os efeitos desta limitação, para o cálculo da TIR e do VPL das termelétricas, foi considerada uma usina que vende sua energia no mercado livre em quantidade compatível com sua garantia física.

1.6 - ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No primeiro capítulo é feita a introdução sobre a viabilidade econômica das usinas eólicas, com as respectivas contextualizações, metodologia, importância, objetivos e limitações da dissertação.

No segundo capítulo é exposta a fundamentação teórica que realça os fatores históricos do desenvolvimento das turbinas eólicas, os dados da capacidade instalada mundial, funcionamento e projeto das usinas eólicas, os custos básicos, os incentivos governamentais, os aspectos ambientais e a complementaridade das eólicas com as fontes hidráulicas.

No terceiro capítulo é descrita a análise da viabilidade econômica das eólicas, a partir das despesas e receitas, obtidas por meio da pesquisa, utilizadas na montagem do fluxo de caixa. Este capítulo também faz o comparativo entre as fontes hidráulica, termelétrica e eólica do ponto de vista de rentabilidade dos projetos. Em seguida, fez-se a análise de sensibilidade dos projetos eólicos.

No quarto capítulo são trazidas sugestões que poderiam ser adotadas para a melhoria na rentabilidade dos projetos de usinas eólicas.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões após a realização do estudo de viabilidade econômica das usinas eólicas.

2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo ilustra os aspectos gerais de uma usina eólica, desde seu histórico, passando pela sua operação, pelo aproveitamento do regime de ventos, pelos dados de projeto, pelos custos de implantação, pelos incentivos governamentais, pela evolução da capacidade instalada em diversos países, até pelos aspectos ambientais. É destacada também a importância desta fonte na matriz energética brasileira, como por exemplo, sua complementaridade com as vazões do rio São Francisco, na região Nordeste do Brasil.

2.1 - USINAS EÓLICAS: HISTÓRICO, PROJETO, FUNCIONAMENTO, INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS, CUSTOS BÁSICOS, COMPLEMENTARIDADE COM AS HIDRELÉTRICAS E RELAÇÃO COM O MEIO AMBIENTE

2.1.1 - Histórico

A utilização da força dos ventos surgiu há quatro milênios atrás no Egito, quando foram construídas as primeiras embarcações a vela. Estas velas aproveitavam a energia cinética proveniente do vento para impulsionar o respectivo barco localizado na superfície da água.

Os mais antigos moinhos de vento conhecidos pela literatura se localizavam na China, por volta de 2 mil a.C., na antiga Babilônia, por volta de 1,7 mil a.C., e na antiga Pérsia, por volta de 200 a.C. Os europeus levaram da Ásia para seu continente o conceito de moinho de vento (atualmente conhecido como do tipo holandês) muito utilizado no início do século XI d.C. Cabe ressaltar que este modelo holandês foi amplamente empregado até o final do século XIX (LAYTON, 2006).

A quantidade de aerogeradores atingiu patamares consistentes a partir de 1930, pois já funcionavam cerca de 600 mil moinhos de vento que levavam energia elétrica às áreas rurais, e serviços de bombeamento de água às áreas urbanas nos EUA. Com a 2ª Guerra Mundial, houve uma grande corrida para a construção de aerogeradores em maior escala, pois as nações foram obrigadas a racionalizar a utilização de combustíveis fósseis.

Os EUA desenvolveram a maior turbina eólica existente na época. Este aerogerador possuía duas pás de aço de 16 toneladas, 53,3 metros de diâmetro e uma torre de 33,5 metros de altura. Sua operação foi iniciada em 1941. Após quatro anos de operação, uma das suas pás partiu-se por fadiga, comprovando que seu desenvolvimento tecnológico precisava ainda evoluir bastante.

O desenvolvimento de aerogeradores de grande porte também se deu não em outros continentes, como por exemplo, na Rússia, nos anos 30, quando foi feita a conexão de um aerogerador de corrente alternada a uma central termelétrica. Este aerogerador tinha aproximadamente 100 kW de potência instalada e foi conectado a uma linha de transmissão de 30 km de extensão e 6,3 kV de tensão. Já a termelétrica conectada à referida rede elétrica tinha 20 MW de potência instalada.

Por volta de 1960, os franceses implantaram uma série de aerogeradores de grande porte. Destaca-se o protótipo que tinha cerca de 30 metros de diâmetro e potência instalada de 800 kW, cujo regime de operação permitia velocidades do vento de até 16,5 m/s (LOPES, 2009). Nesta mesma época, a Alemanha implantou e colocou em funcionamento aerogeradores com consideráveis melhorias tecnológicas, observadas inclusive nos modelos atuais, comprovando o resultado satisfatório do seu investimento nesta tecnologia.

A diversificação no suprimento de energia e a necessidade de seguir premissas ambientais mais rígidas se intensificaram após o 1º choque do petróleo. Desde então, as fontes alternativas de energia consideradas “limpas”, das quais a energia proveniente do vento faz parte, começavam a ganhar espaço e se tornavam cada vez mais promissoras, provocando o desenvolvimento de inovações tecnológicas em vários países do mundo.

A utilização de eletricidade em larga escala por meio de aerogeradores se espalhou para as fazendas e as cidades do interior dos EUA, voltando a crescer ainda mais após a escassez de petróleo no início dos anos 70.

Os EUA criaram na década de 70 o programa de energia eólica que possibilitou a instalação do primeiro aerogerador da era moderna. Este equipamento possuía um rotor de duas pás com quase 40 metros de diâmetro e 100 kW de potência instalada.

Na década seguinte, continuando seu desenvolvimento em energia proveniente do vento, os EUA iniciaram a fabricação de aerogeradores de grandes dimensões, a partir da construção de turbinas de aproximadamente 100 metros de altura e 2,5 MW de potência instalada.

Em parceria com um país europeu, a Suécia, começaram a surgir as primeiras turbinas americano-suecas, cuja potência instalada era de aproximadamente 4MW. Sua operação ocorreu na década de 80 nos EUA.

A criação de políticas de incentivo à disseminação das energias renováveis nos EUA permitiu a descoberta de potenciais eólicos consideráveis, inclusive alguns com elevados valores de velocidade do vento, por exemplo, projetos existentes na Califórnia. Este fato acabou levando a iniciativa privada a se interessar pelo financiamento de projetos eólicos.

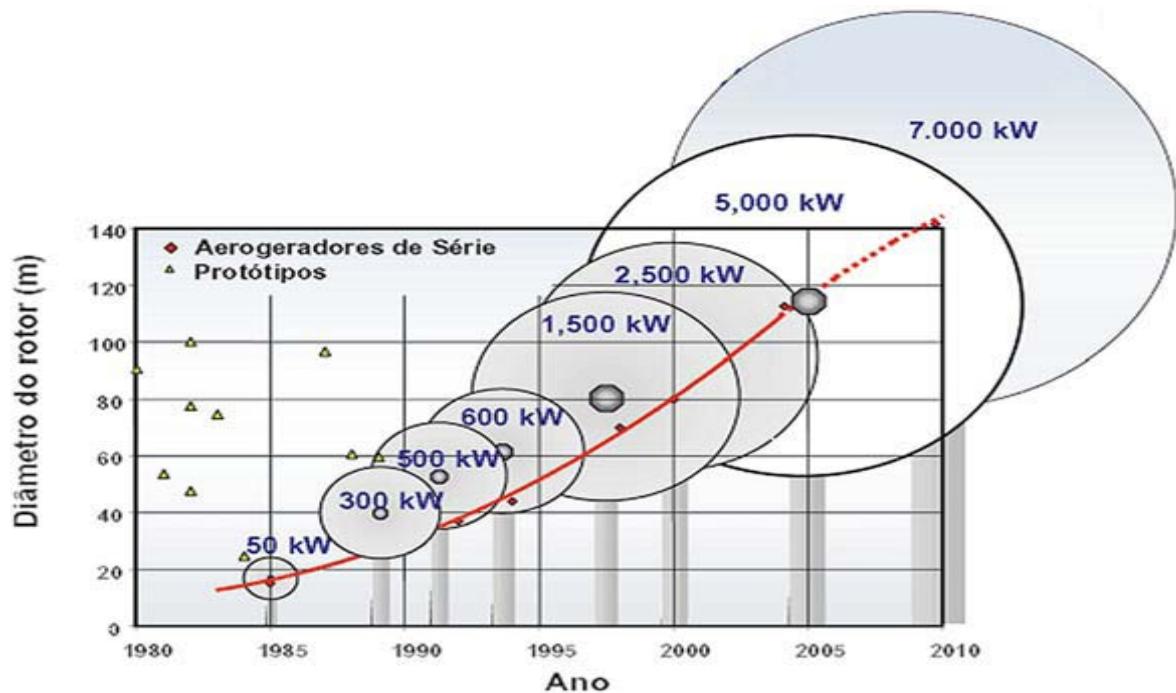


Figura 1– Evolução dos aerogeradores desde 1985 até 2010

Fonte: DEWI, 2005 *apud* Dutra, 2009, p. 15.

Em função do progresso tecnológico supracitado, no final dos anos 80, os aerogeradores atingiam a escala comercial, cuja potência instalada era de aproximadamente 1500 MW, com diâmetros variando entre 15 a 25 metros. O aumento do tamanho das turbinas mostra-se vantajoso tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental.

Deste modo, para um determinado lugar, quanto maior for a potência unitária, maior será a energia produzida, menores serão as áreas e o número de aerogeradores, o que provoca a diminuição do impacto visual.

As turbinas afastadas da terra são chamadas de *off-shore*. Estas são menos impactantes ao meio ambiente se comparadas com as turbinas em terra, pois seu tamanho e seu nível de ruído são mitigados pela grande distância das usinas até as edificações que estão em terra.

A Figura 1 mostrou o impressionante desenvolvimento do tamanho e da potência das turbinas eólicas. Entretanto, conforme se percebe a cada ano, não se pode inferir que está se chegando ao auge no tamanho dos aerogeradores, uma vez que a procura de novos projetos *off-shores* poderão levar a uma evolução tecnológica cada vez maior.

Atualmente, existe uma tendência a uniformizar o desenvolvimento tecnológico das turbinas. Se verificarmos a oferta comercial disponibilizada pelos fabricantes, é possível inferir que existe o predomínio de determinados projetos, quais sejam: as turbinas de eixo horizontal, os rotores de três pás e a colocação do rotor à frente da torre.



Figura 2 – Fazenda eólica *off-shore* de Raheenleagh da General Electric Company
Fonte: LAYTON, 2006.

A água apresenta menor rugosidade superficial se comparada com a terra. Logo, a velocidade média do vento é mais elevada na superfície da água se comparada com a terra. As instalações *off-shore* são mais caras porque suas torres são, na média, mais altas. Ademais, os valores das fundações são mais elevados, bem como é preciso ter cuidados especiais no momento da construção dos aerogeradores na superfície da água. É necessário proteger os equipamentos e os cabos de transporte de eletricidade, de forma a não elevar os custos.

Com o esgotamento das áreas *on-shore*, as instalações *off-shore* são uma boa alternativa para utilização da energia eólica em todo mundo, especialmente na Europa e nos EUA, apesar de apresentarem maior custo de transporte, instalação e manutenção.

Cabe ressaltar que no Brasil, na presente data, não existem projetos *off-shore*, pois ainda há diversos potenciais a serem explorados em terra no país. Entretanto, empreendedores já realizaram estudos para explorar essa modalidade de eólica no Brasil, e é bem provável que após o esgotamento dos principais potenciais *on-shore* e com a queda no custo dos equipamentos e dos sistemas de transmissão associados, tenhamos alguns projetos *off-shore* na costa brasileira.

Os primeiros projetos eólicos do Brasil *on-shore*, que visavam ao atendimento público, surgiram na ilha de Fernando de Noronha (PE) e no litoral do Ceará no final do século XX (Atlas de Energia da ANEEL, 2008, p. 94).

2.1.2 - Dados Sobre a Capacidade Instalada de Eólicas no Mundo

Verifica-se nos últimos anos um grande aumento da capacidade instalada de turbinas eólicas no mundo. A instalação de aerogeradores aumentou quase 30% de 2007 para 2008, mantendo essa ordem de grandeza até 2010. A Figura 3 mostra a evolução da capacidade instalada mundial de 2001 a 2010.

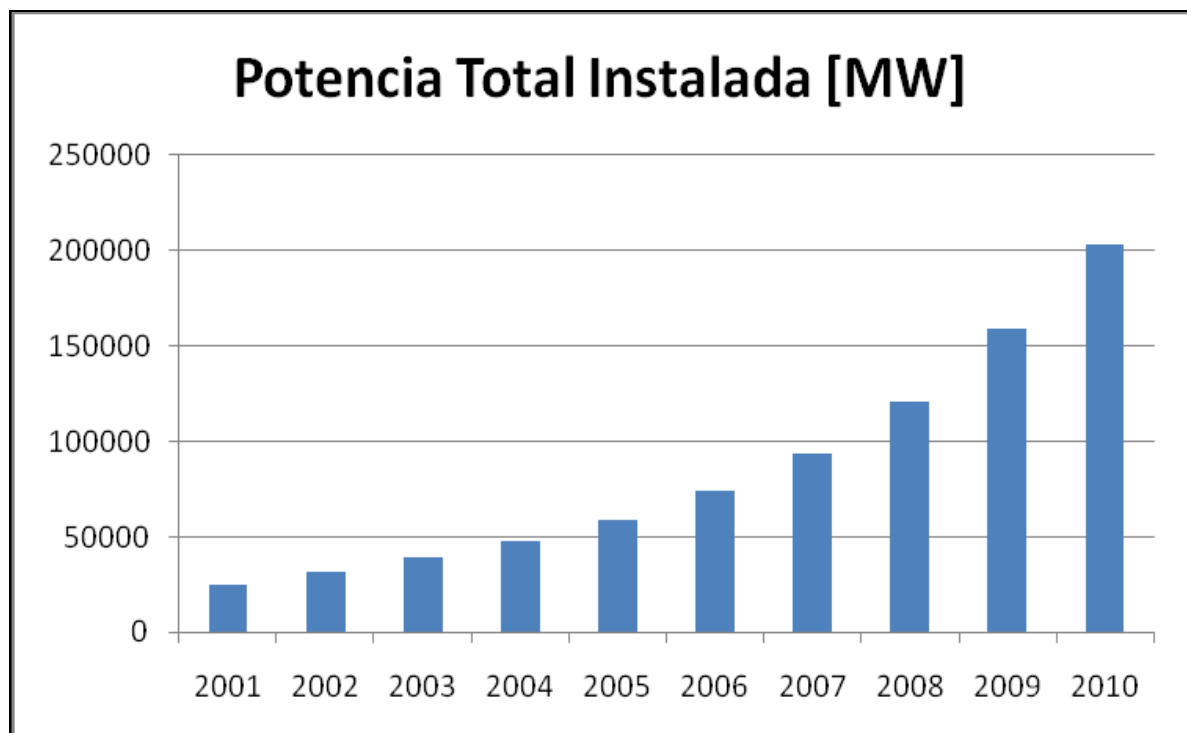


Figura 3 – Capacidade mundial instalada de usinas eolielétricas (2001-2010)
Fonte: GWEC, 2011.

Acredita-se que a situação financeira global (WWEA, 2009), principalmente nos países emergentes, irá crescer substancialmente em um futuro próximo. Além disso, mais países estarão dispostos a investir no desenvolvimento da tecnologia da produção de energia eólica e também em parques eólicos nos mais variados locais do mundo. Destaca-se o crescimento significativo nos últimos anos da China e dos Estados Unidos.

De acordo com os dados do sítio oficial da *World Wind Energy Association – WWEA*, mesmo com a crise mundial e com algumas limitações financeiras, a capacidade total instalada no mundo cresceu acima das expectativas do mercado, o que leva a crer que mais parques eólicos serão construídos nos próximos anos, fazendo com que a capacidade cresça exponencialmente, nos próximos anos, como mostra a Figura 4 a seguir.

Verifica-se que a capacidade mundial instalada de usinas eólicas tem a tendência de dobrar seus valores em cada período de três anos, pelos próximos nove anos.

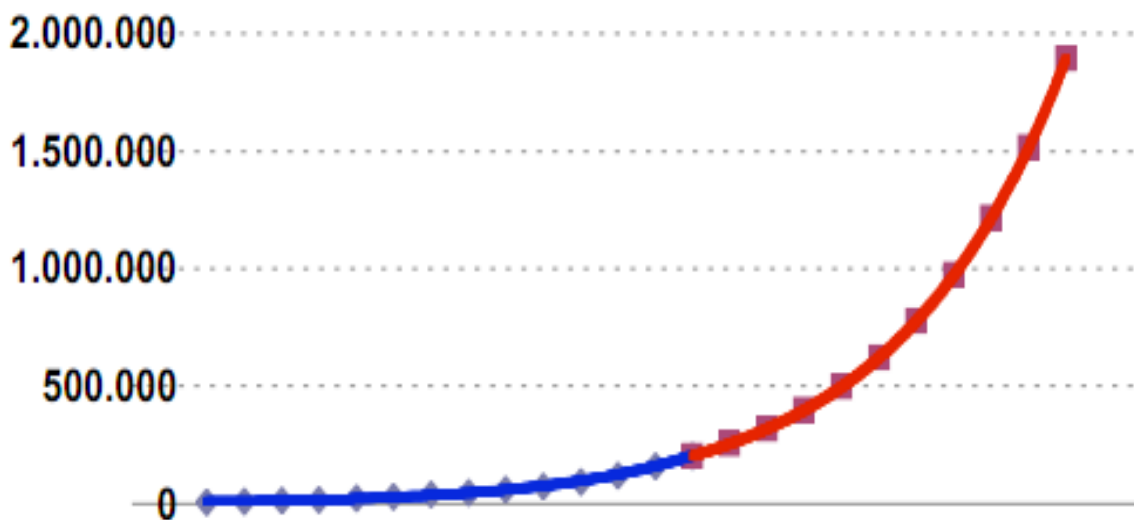


Figura 4 – Projeção da capacidade instalada até 2020 em MW
Fonte: WWEA, 2009.

O *Global Wind Energy Council (GWEC)* destaca que os Estados Unidos e a China registraram os maiores crescimentos na produção de energia eólica, no final de 2008, ano este em que a capacidade mundial de geração de eletricidade subiu para 120,8 GW, sendo que mais de 27GW entraram em funcionamento nesse mesmo ano.

Em 2008, os Estados Unidos eram o país com maior potência instalada do planeta. Em 2009, a China ultrapassou a Alemanha e se consolidou na 2ª posição mundial. A China dobrou sua capacidade instalada, somando pelo menos 13 GW de 2008 para 2009, superando os 25 GW no total.

Os EUA contaram em 2009 com um incremento de 10 GW, elevando a sua capacidade em 40% em apenas um ano, totalizando 35 GW, contra pouco mais de 25 GW tanto na China quanto na Alemanha, conforme demonstrado na Figura 5. Entretanto, este país europeu consegue obter um percentual maior da sua energia de origem eólica.

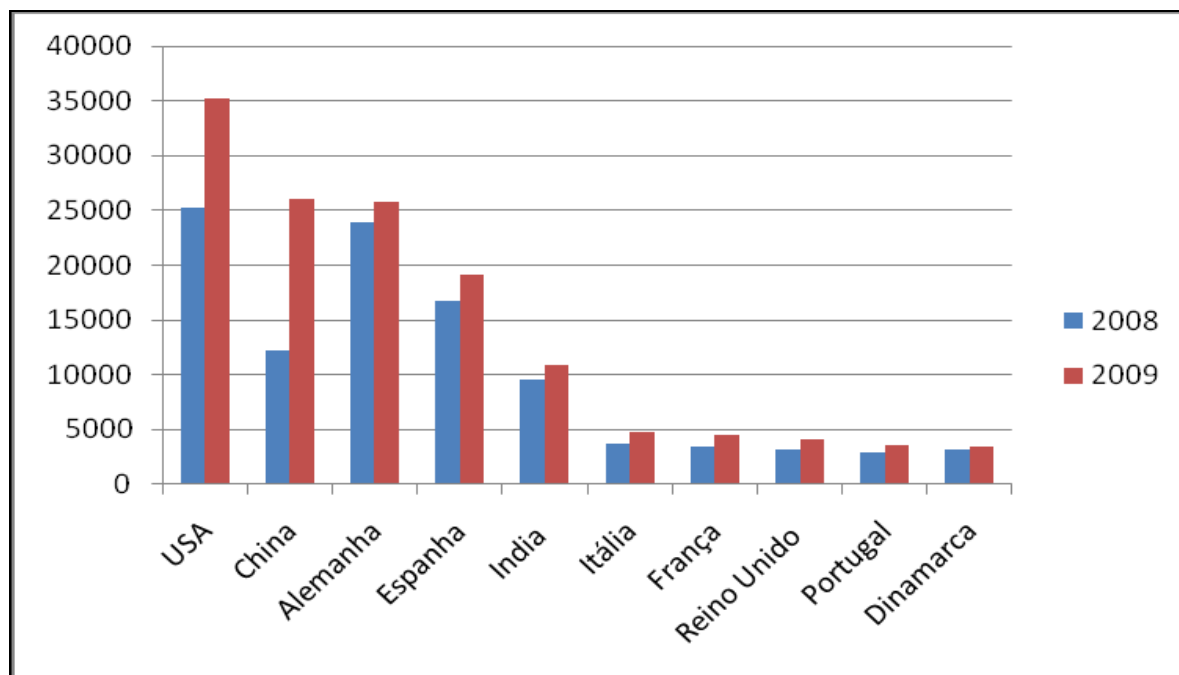


Figura 5 – Os dez países com a maior capacidade instalada em MW de usinas eólicas (2008 e 2009)
Fonte: GWEC, 2011.

Destaca-se que a China (GWEC, 2011) cresceu de forma significativa e superou os EUA no final de 2010, tornando-se o maior país de maior capacidade instalada de usinas eólicas do mundo. Em 31 de dezembro de 2010, a China possuía cerca de 42.287 MW instalados contra aproximadamente 40.180 MW dos EUA (2º colocado). Do 3º ao 8º lugar foram mantidas as posições absolutas se comparadas com o ano de 2009.

No final de 2010, a Alemanha se encontrava no 3º lugar, com aproximadamente 27.214 MW. A Espanha ocupava a 4ª posição, com cerca de 20.676 MW. A Índia estava na 5ª posição, com aproximadamente 13.065 MW. A Itália ocupava a 6ª posição, com aproximadamente 5.797 MW. A França se encontrava na 7ª posição, com cerca de 5.660 MW. O Reino Unido estava na 8ª posição, com aproximadamente 5.204 MW. O Canadá entrou no “top 10” da capacidade instalada mundial, ficando na 9ª posição, com aproximadamente 4.009 MW. Finalizando o ranking dos dez países de maior capacidade instalada de eólicas no mundo no ano de 2010, a Dinamarca aparece na 10ª colocação, com aproximadamente 3.752 MW. No final de 2010, o Brasil ocupava a 21ª posição, com pouco mais de 900 MW.

Na Figura 6 a seguir, verifica-se que o forte desenvolvimento da energia eólica na América do Norte e na Ásia se intensificou a partir de 2008.

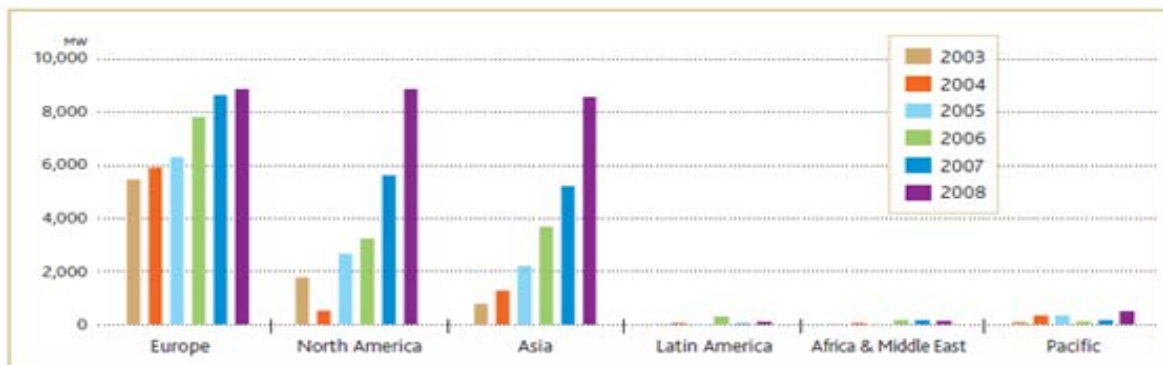


Figura 6 – Capacidade anual instalada de usinas eolielétricas por regiões do mundo

Fonte: GWEC, 2009 *apud* LOPES, 2009, p. 29.

Em 2009, a América Latina foi a região que mais cresceu no mundo em potência instalada, aumentando em torno de 113,3%. Um dado ainda mais significativo refere-se ao incremento do Brasil no referido ano, pois este país teve a maior taxa de crescimento, correspondendo a 78,5%, o que equivale a 600 MW de potência instalada a mais (WWEA, 2009). A tabela a seguir foi retirada do sítio eletrônico da ANEEL (www.aneel.gov.br), onde mostra a capacidade instalada do Brasil (mês de referência – maio de 2011). Verifica-se que a capacidade instalada de eólicas no país já superou os 900 MW e provavelmente dobrará este valor até 2013.

Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
Hidrelétricas abaixo de 1.000 kW	334	188.701	0,17
Usinas Eólicas	49	928.536	0,81
Pequenas Centrais Hidrelétricas	398	3.537.132	3,09
Usinas Solares	5	87	0
Usinas Hidrelétricas	176	77.426.314	67,74
Usinas Termelétricas	1.441	30.206.075	26,43
Usinas Nucleares	2	2.007.000	1,76
Total	2.405	113.748.829	100

Tabela 1 – Capacidade instalada por fonte de energia elétrica – Brasil – mai/2011

Fonte: ANEEL, 2011.

A geração de energia eólica deve continuar crescendo nos próximos anos no Brasil, pois diversos empreendedores possuem autorização do poder concedente (mais de 3.000 MW adicionais) para implantar e operar parques eólicos até o ano de 2013 (Banco de Informação da Geração da ANEEL, 2011, acesso em 12 de maio de 2011).

Ressalta-se que leilões de reserva e de fontes alternativas de energia elétrica foram realizados nos anos de 2009 e 2010 pelo governo federal, sinalizando o crescimento iminente das usinas eólicas na matriz energética brasileira.

Apesar de a geração eólica representar mais de 0,8% da capacidade instalada nacional, somente cerca de 0,3% de toda a energia elétrica produzida no SIN vem desta fonte de energia (ONS, 2011).

2.1.3 - Projeto e Funcionamento de Usinas Eólicas

A origem do recurso eólico está no sol que aquece determinada superfície da terra. O ar é um fluido que, em condições normais de temperatura e pressão, encontra-se na forma gasosa.

O ar que fica no raio de ação do sol recebe diferentes intensidades de calor. O ar mais quente fica na parte superior, pois ele é mais leve do que o ar mais frio, em função da diferença de densidade.

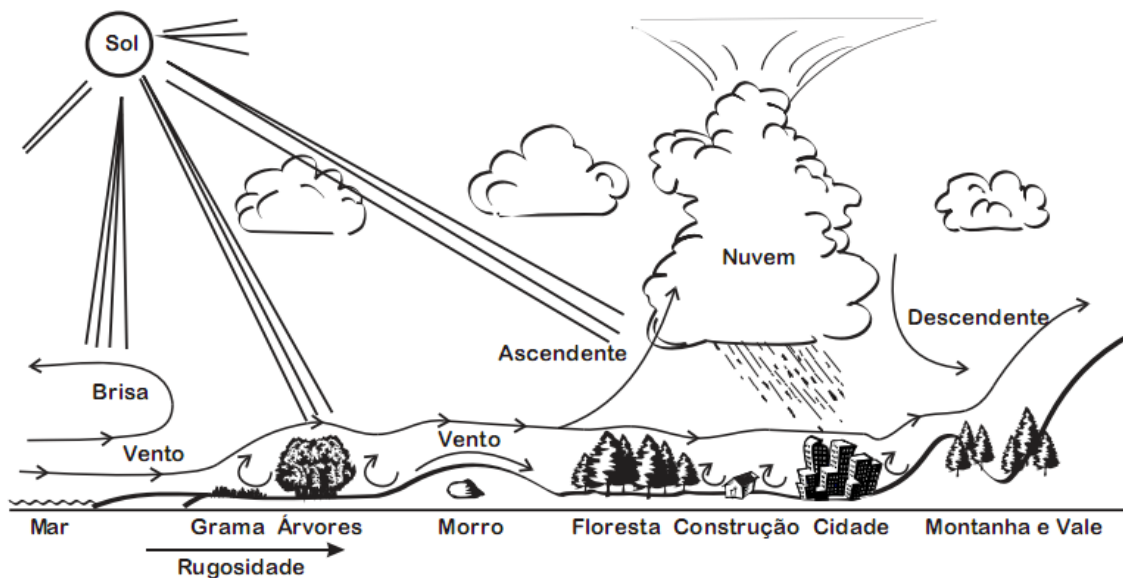


Figura 7 – Comportamento dos ventos em diferentes ambientes

Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998 *apud* DUTRA, 2009, p. 21.

As moléculas de ar em temperatura mais elevada (ar quente) fazem pressão nas moléculas de ar de temperatura mais baixa (ar frio). Quando as moléculas de ar que se encontram em temperaturas mais altas elevam sua altitude, as moléculas de ar mais frias se movem de imediato para preencher o espaço vazio deixado. Este ar que se movimentava rapidamente e preenche os espaços vazios forma o vento.

O vento é o “combustível” das turbinas eólicas. Elas, quando produzidas em escala comercial, possuem os seguintes componentes básicos: pás, eixo da turbina e gerador. Detalharemos a seguir cada um destes componentes. As pás do aerogerador, fazendo analogia com os barcos que não possuem motor, têm a mesma função das velas, pois capturam a energia cinética do vento, para que seu movimento transfira a energia ao rotor da turbina. O eixo da turbina se conecta ao cubo do rotor. Logo, quando o rotor está girando, o eixo tem a mesma rotação. Verifica-se aqui, pelos princípios da Física, que o rotor passa sua energia mecânica rotacional ao eixo, que, por sua vez, se conecta ao eixo de um gerador elétrico. Este gerador é um equipamento que utiliza os princípios da indução eletromagnética para produzir a eletricidade que será injetada nas linhas – condutores metálicos – que a transmitirão até os locais de consumo.

Assim sendo, de acordo com os princípios de conservação de energia da Física, a produção de energia elétrica, por meio dos recursos eólicos, é simplesmente o aproveitamento de energia de um meio para outro.



Figura 8 – Moinho de vento Pitstone (o mais antigo moinho de vento das Ilhas Britânicas)
Fonte: LAYTON, 2006.

A Figura 8 apresenta a ilustração de um antigo moinho de vento das Ilhas Britânicas, que, para entrar em movimento rotacional, necessariamente precisava esperar pela força do vento. Este fato não ocorre com as turbinas modernas que utilizam conceitos aerodinâmicos extremamente sofisticados para absorver a energia cinética do vento de forma eficiente.

As principais forças aerodinâmicas incidentes no rotor da turbina eólica são o empuxo (atua de forma perpendicular ao vento) e o arrasto (atua de forma paralela ao vento). Assim como ocorre nas asas dos aviões, a geometria das pás dos aerogeradores modernos se assemelha com um aerofólio, pois possuem ao mesmo tempo superfícies arredondadas e planas.

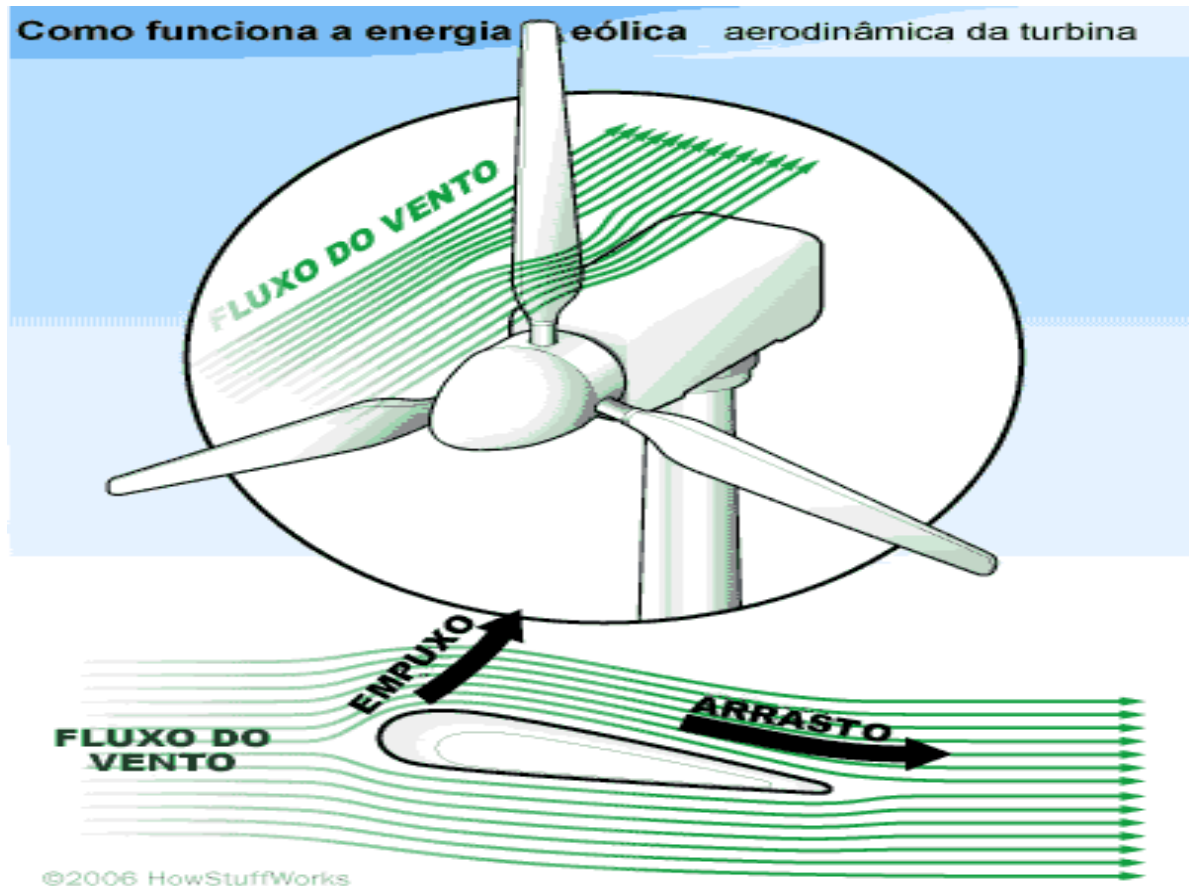


Figura 9 – Fluxo do Vento
Fonte: LAYTON, 2006.

Julia Layton, em seu artigo “Como Funciona a Energia Eólica”, simplificou da seguinte forma o funcionamento das forças aerodinâmicas nas turbinas eólicas: “O empuxo é um fenômeno bastante complexo e pode de fato exigir pós-graduação em matemática ou física para ser completamente entendido. Mas, simplificando, quando o vento se desloca sobre uma face arredondada e a favor da pá, ele precisa se mover mais rápido para atingir a outra extremidade da pá a tempo de encontrar o vento que se desloca ao longo da face plana e contra a pá (voltada na direção de onde sopra o vento). Como o ar que se move mais rápido tende a se elevar na atmosfera, a superfície curvada e contra o vento gera um bolsão de baixa pressão acima dela. A área de baixa pressão puxa a pá na direção a favor do vento,

um efeito conhecido como "empuxo". Na direção contra o vento da pá, o vento se move mais devagar e cria uma área de pressão mais elevada que empurra a pá, tentando diminuir sua velocidade. Como no desenho de uma asa de avião, uma alta relação de empuxo/arrasto é essencial ao projeto de uma pá de turbina eficiente. As pás da turbina são torcidas, de modo que possam sempre apresentar um ângulo que tire vantagem da relação ideal da força de empuxo/arrasto."

Existem dois tipos de tecnologias utilizadas atualmente para geração de energia elétrica por meio da força do vento: (i) Turbinas Eólicas de Eixo Vertical - TEEV e (ii) Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal - TEEH.

A TEEV possui eixo direcionado na vertical, ou seja, encontra-se perpendicular ao solo. Logo, a TEEV fica alinhada com o vento constantemente, o que não necessita de ajuste caso o vento altere sua direção de propagação.

Uma das grandes vantagens da TEEV refere-se ao fato de que todos os seus instrumentos se encontram ao nível do solo, tornando mais fácil sua construção, operação e manutenção. Entretanto, conforme detalharemos mais à frente, quanto menor é a altura dos aerogeradores, menor é a velocidade do vento devido à maior interferência do solo. Por isso, as TEEVs possuem uma menor eficiência se comparadas com as TEEHs.

Outra grande desvantagem da TEEV refere-se à impossibilidade de se mover sozinha. A TEEV necessita de impulso por meio de seus equipamentos elétricos para ir da posição de repouso até a posição de movimento rotacional. Diferentemente das TEEHs que utilizam uma torre de sustentação, as TEEVs, em regra, são sustentadas por cabos de amarração, de forma que seu rotor fique em elevação menor.

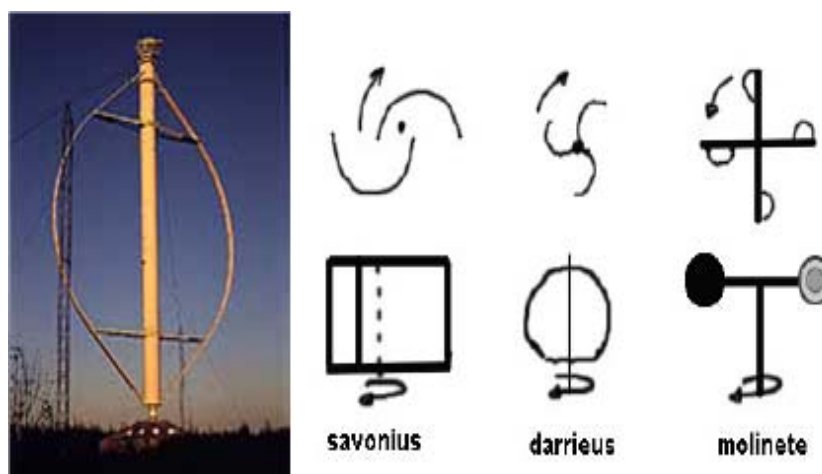


Figura 10 – Diferentes tipos de turbinas verticais
Fonte: LOPES, 2009, p. 13.

A TEEH possui eixo direcionado na horizontal, ou seja, encontra-se paralelo ao solo. Logo, a TEEH não fica alinhada ao vento constantemente, necessitando de sistemas de ajuste caso o vento altere sua direção de propagação. Estes sistemas de ajuste possuem motores elétricos e caixas de engrenagens que movimentam o rotor para todas as direções. O controlador eletrônico verifica a direção do vento e, em seguida, ajusta a turbina de forma a aproveitar da melhor forma possível a energia cinética contida no fluxo de vento existente.

Diferentemente das TEEVs que, em regra, são sustentadas por cabos de amarração, as TEEHs usam uma torre de sustentação para elevar os componentes da turbina a uma altura em que se encontram os ventos de maior velocidade. Ademais, as torres de sustentação permitem que as pás fiquem afastadas do solo (LAYTON, 2006).

Atualmente, para geração de eletricidade com viés comercial, as TEEHs são predominantes. Os principais fornecedores mundiais de aerogeradores praticamente só fabricam turbinas de eixo horizontal, em função, dentre outros, de sua maior eficiência. A Figura 11 mostra o desenho esquemático de uma turbina eólica de eixo horizontal.

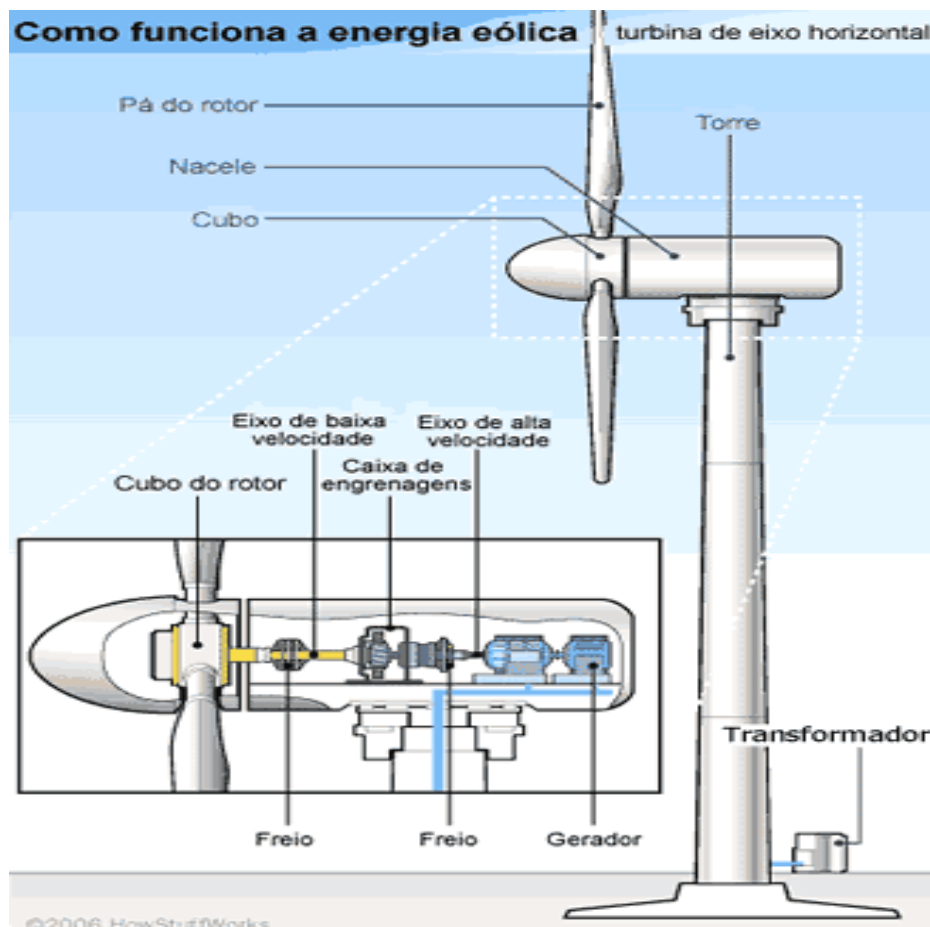


Figura 11 – Desenho esquemático de um aerogerador
Fonte: LAYTON, 2006.

Vejam os a seguir outro esquema ilustrativo, agora com mais detalhes, que mostra os principais componentes de um aerogerador.

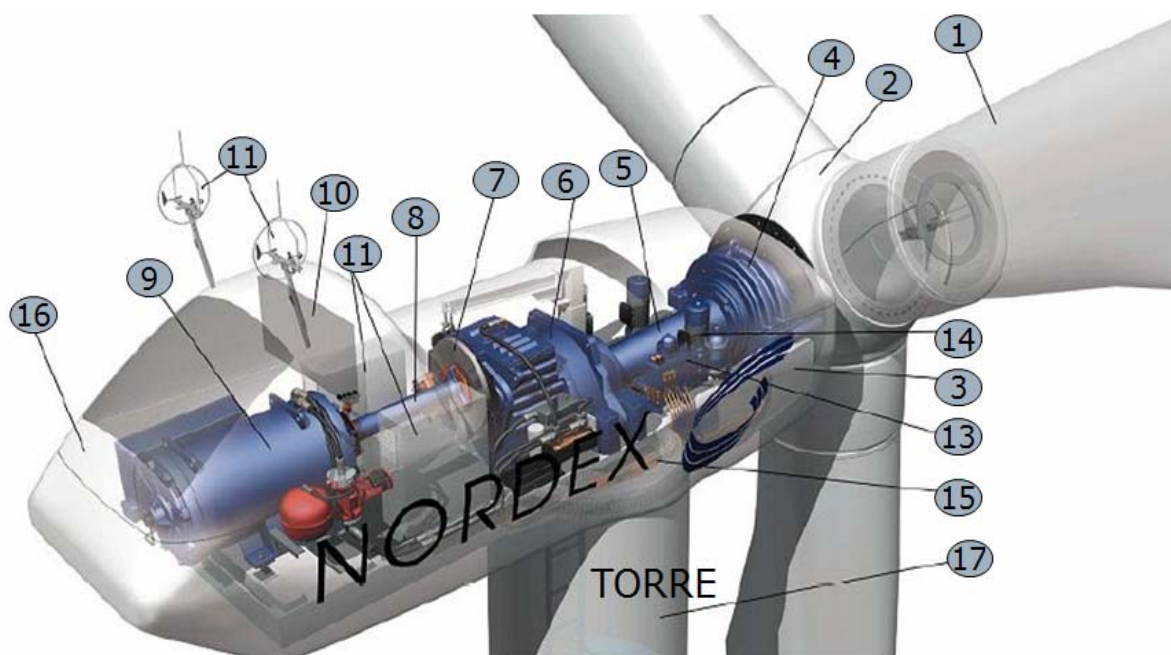


Figura 12 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal

Fonte: NORDEX, 2008 *apud* LOPES, 2009, p. 14.

Legenda:

- 1- pás do rotor;
- 2- cubo do rotor;
- 3- cabine (nacele);
- 4- mancal do rotor;
- 5- eixo do rotor;
- 6- multiplicador de velocidades (*gearbox*);
- 7- sistema de freio;
- 8- eixo do gerador;
- 9- gerador;
- 10- radiador de arrefecimento;
- 11- anemômetro e sensor de direção;
- 12- sistema de controle;
- 13- sistema hidráulico;
- 14- mecanismo de orientação direcional (*Yaw*);
- 15- mancal do mecanismo de orientação direcional;
- 16- cobertura da cabine; e,
- 17- torre.

Os projetos de parques eólicos devem prever os efeitos aerodinâmicos de uma turbina sobre as demais. Os aerogeradores não devem causar distúrbios entre si, tal como mostra o exemplo da Figura 13 abaixo.

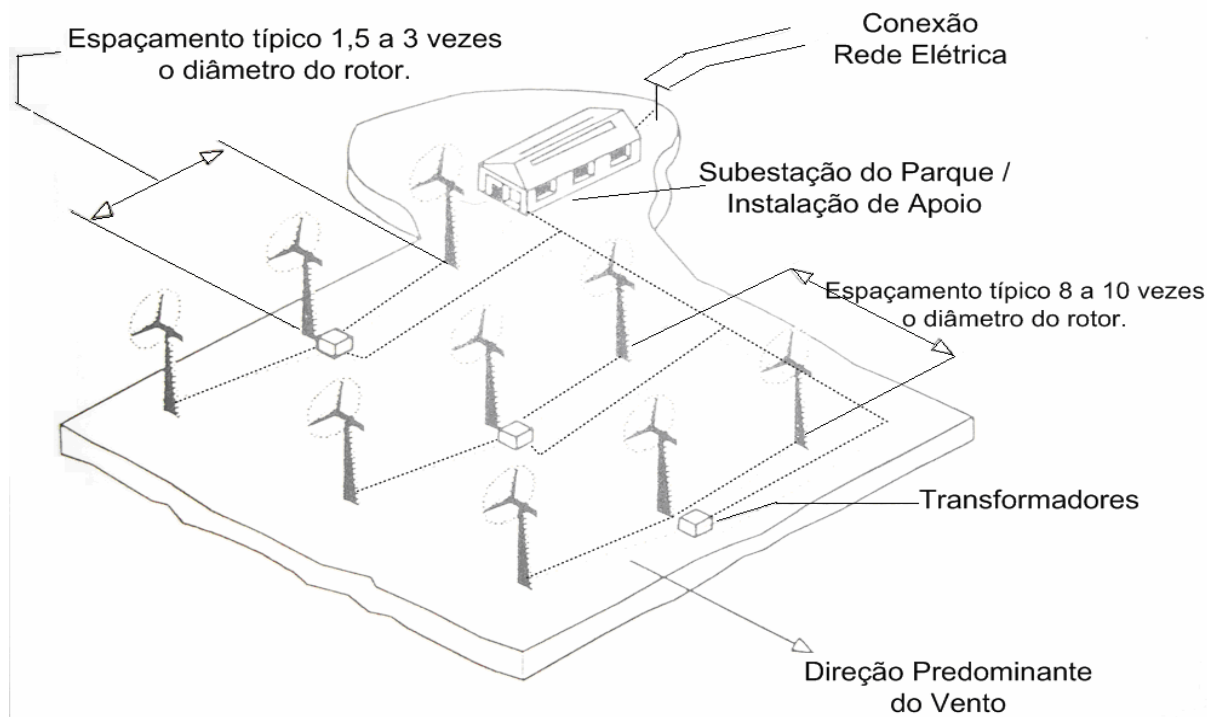


Figura 13 – Configuração geral de parque eólico
 Fonte: ESTANQUEIRO, 1997 *apud* SANTOS, 2006.

Quando o parque eólico possui uma quantidade grande de turbinas, as distâncias mínimas entre elas interferem no tamanho deste parque. Ademais, as velocidades de vento relativas a cada turbina podem apresentar grandes variações, pois é incomum que todas tenham, ao mesmo tempo, geração em sua potência nominal. É fundamental conhecer as características do local em que será construído determinado parque eólico. Conhecer as características do vento de determinada região (velocidade, relevo, sazonalidade e outros) são importantes no estudo de viabilidade técnico-econômica das fazendas eólicas. Para subsidiar o conhecimento das características da região, o Atlas Eólico torna-se o balizador para os estudos iniciais na definição dos projetos de usinas eólicas.

O vento é influenciado por vários fatores. Por isso, a região que receberá as turbinas eólicas deve ser avaliada minuciosamente. Devido ao caráter intermitente do vento, deve se escolher um razoável horizonte de tempo, de forma que as leituras dos dados de vento sejam consistentes. Da mesma forma que ocorre em um inventário hidrelétrico, a confiabilidade dos dados está diretamente relacionada com o tempo de obtenção de dados. Para determinar a sazonalidade da região, é fundamental pelo menos um ano completo de medição.

Desse modo, são feitas medições do regime de vento nos locais de interesse durante alguns anos – no Brasil, exige-se pelo menos três anos de medições para outorgas de empreendimentos eólicos –, são realizadas simulações em computador e, até mesmo, são utilizados modelos reduzidos em túneis de vento (para se determinar, por exemplo, a rugosidade do terreno) de maneira a formular a previsão mais correta possível.

Os equipamentos que fazem as referidas leituras são chamados de anemômetros. A partir destas leituras é que será possível encontrar a viabilidade técnico-econômica para implantação de um parque eólico.

A variação do regime de vento é uma característica intrínseca, não-controlável e de natureza estocástica. As características topográficas de determinada localidade influenciam consideravelmente o comportamento do vento, pois frequentemente ocorrem diferenças de velocidade, provocando a aceleração e a redução na velocidade do vento.

Além das diferenças de topografia e de rugosidade do solo, a velocidade do vento é influenciada também pela altura. Ademais, dependendo das características da região, a velocidade do vento sofre variações relevantes em curtas distâncias.

Portanto, os métodos utilizados para a avaliação de uma região devem considerar todos os parâmetros que interferem nas condições do vento. Os principais fatores de influência no regime de vento são: (i) variação da velocidade do vento em função da altura ou do perfil vertical de velocidade do vento; (ii) rugosidade do terreno, que leva em consideração a vegetação, tipo de solo e eventuais construções; e (iii) presença de obstáculos ao redor do parque eólico e o relevo da região, o qual pode impactar o regime de vento, causando aceleração ou desaceleração no recurso eólico.

Conforme informações coletadas em diversas medições, a partir dos mil metros de altura é que a rugosidade do terreno deixa de ter influência sobre o recurso eólico. Nas faixas de altura menores, o regime de vento é impactado pelo atrito com a superfície terrestre. Assim, percebe-se que quanto maior a rugosidade do terreno, maior é o impacto na diminuição da velocidade do vento. Uma região com diversas árvores altas ou uma cidade com edifícios altos influenciam bastante o vento. Entretanto, uma planície afeta muito pouco o recurso eólico. Por fim, a superfície do mar ou um lago tem uma influência praticamente nula sobre o regime de ventos (PETRY & MATTUELLA, 2010).

Conforme descrito anteriormente, as informações obtidas de torres anemométricas, instaladas justamente no local do futuro parque eólico, são analisadas com ferramentas estatísticas, a fim de mensurar as principais características do vento local, possibilitando a determinação, principalmente, do fator de capacidade esperado de um parque eólico.

O fator de capacidade de uma localidade é um dos principais itens que interferem na viabilidade econômica de um parque eólico. Outro fator relevante é a forma de equacionar as características de projeto das máquinas com as de vento da região. O fator de capacidade anual é definido como a relação da energia gerada no ano pela energia que poderia ser gerada se a usina operasse sempre em potência nominal. Sabe-se que nem sempre é possível operar as turbinas em potência nominal, já que a energia produzida depende da velocidade do vento.

A distribuição estatística mais usada nos estudos de caracterização do regime de vento é a distribuição de *Weibull*. Essa função é definida por dois fatores, o fator k , conhecido como fator de forma, e o fator c , conhecido como fator de escala. Assim, a função densidade de probabilidade de *Weibull* das velocidades do vento, V , é definida pela seguinte equação:

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

Já a função de distribuição acumulada é definida pela seguinte equação:

$$F(v) = 1 - e^{-\left[\left(\frac{v}{c} \right)^k \right]}, \text{ sendo } \mathbf{k}: \text{ fator de forma (dispersão) e } \mathbf{c}: \text{ fator de escala (m/s)}$$

A Figura 14 abaixo ilustra as representações das distribuições de *Weibull* para diferentes valores do fator de forma k , cujo eixo x representa a velocidade normalizada em função da média. Quando o fator de forma k é igual a 2, a distribuição é conhecida como de *Rayleigh*, dependendo apenas do fator de escala.

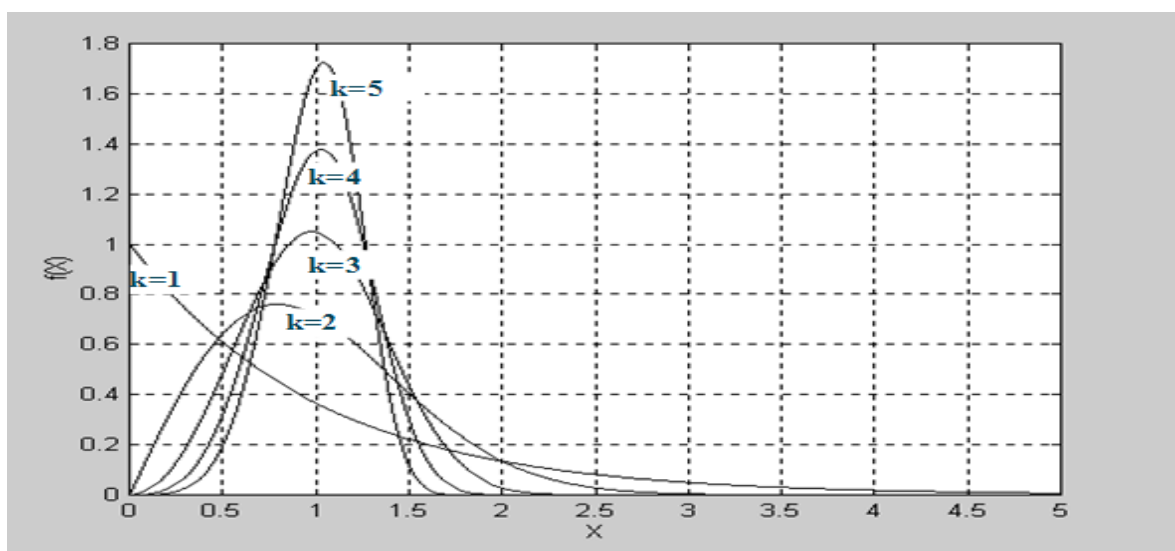


Figura 14 – Distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma
Fonte: PETRY e MATTUELLA, 2010

Conforme vimos anteriormente, a distribuição estatística de velocidade de vento determina aspectos importantes na determinação da viabilidade do projeto. Entretanto, temos outra variável relevante que é justamente a direção do vento. O vento não se mantém em uma mesma direção o tempo todo. Sabe-se que para cada direção, a distribuição da velocidade do vento é não é constante.

A distribuição dos ventos existentes em uma localidade é definida na “rosa de ventos”, em 16 setores distintos, na qual é possível observar a quantidade de ocorrências de velocidades. Ademais, é possível observar na “rosa de ventos” a quantidade de energia disponível no vento em cada sentido. Cabe ressaltar que cada setor pode também conter a diferenciação da percentagem de ocorrência em faixas de velocidade de vento, conforme observado na Figura 15 abaixo.

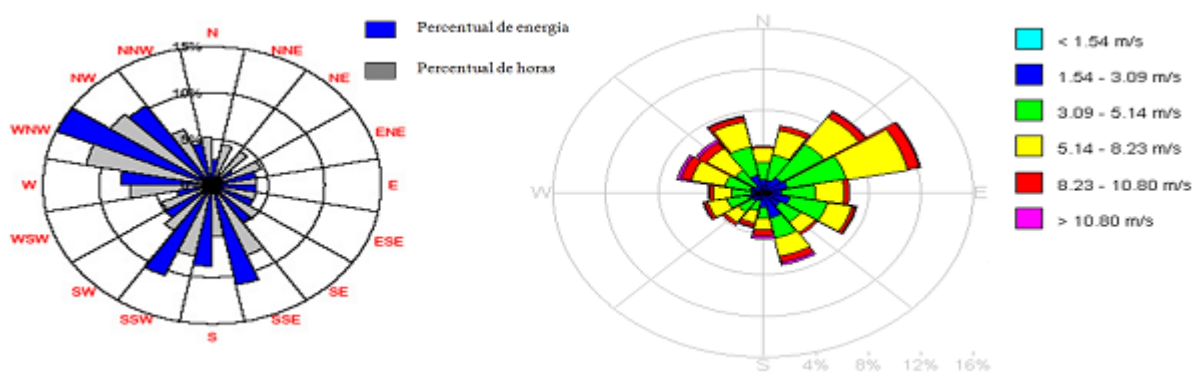


Figura 15 – Distribuição do sentido dos ventos
Fonte: PETRY e MATTUELLA, 2010.

Ressalta-se que o aerogerador possui um sistema de controle interno responsável pela segurança e pela otimização de seu funcionamento. As tecnologias contidas em cada aerogerador se diferenciam principalmente dos componentes de geração, o qual pode ser composto dos seguintes equipamentos: (i) por geradores assíncronos, também conhecidos como geradores de indução; ou (ii) por geradores síncronos (SANTOS, 2006).

Outro grande diferencial entre os aerogeradores comercializados pelos grandes fabricantes mundiais está na forma de regulação aerodinâmica que limita a potência a ser aproveitada do vento.

As principais formas de regulação de potência das turbinas eólicas são as seguintes: (i) regulação por perda aerodinâmica, conhecida como regulação *stall*; e (ii) regulação por ajuste do ângulo de passo das pás, conhecida como regulação *pitch*.

Independentemente da tecnologia empregada, o tipo de conversão de energia na turbina eólica ocorre de forma bastante similar. O rotor aerodinâmico converte a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional, por meio do torque aerodinâmico que faz girar o rotor.

Os equipamentos de transmissão mecânica permitem a correta junção entre o rotor aerodinâmico e o gerador elétrico, de forma que o torque do rotor seja transferido para o eixo do gerador que, por sua vez, converte a energia mecânica em energia elétrica.

O sistema de controle efetua o monitoramento da operação da turbina e, também, os processos de partida, de otimização e de parada da mesma. Finalmente, a subestação transformadora efetua a integração da central geradora eólica na rede elétrica em um nível de tensão compatível com as linhas de transmissão de energia.

Conforme comentado anteriormente, a interação entre o fluxo de vento e o rotor da TEEH resulta em um torque aerodinâmico, o qual é transmitido ao eixo de rotação da mesma e, em seguida, levado ao para o gerador elétrico. Entretanto, o rotor de uma turbina eólica é projetado levando em consideração o perfil aerodinâmico, de forma a se obter a máxima extração de energia cinética do vento, desde que esteja em conformidade com as características estruturais e elétricas da turbina eólica.

De acordo com os conceitos da Física, a energia cinética de uma massa de ar depende da sua velocidade (V). A energia cinética pode ser visualizada em função da potência (P_{vento}), a partir de uma determinada área (A) e de uma massa específica do ar (ρ), conforme a equação abaixo:

$$P_{\text{vento}} = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

Desta forma, pode-se observar que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da sua velocidade. Essa proporcionalidade é aproximada, pois em condições reais há um limite para a quantidade de energia que uma turbina eólica pode extrair de determinado regime de vento.

A limitação descrita acima é chamada de limite de Betz, que é de cerca de 59%. O significado mais preciso de limite de Betz indica que, mesmo para os melhores aproveitamentos eólicos (turbinas de 2 ou 3 pás de eixo horizontal), recupera-se apenas um máximo de 59% da energia do vento, significando que o rendimento máximo teórico de um parque eólico é 0,59.

O perfil vertical de velocidade de vento é fundamental na definição do projeto de uma turbina eólica. Vejamos o seguinte exemplo: considerando um aerogerador, cujo eixo está a 100 metros de altura e diâmetro da pá é de 90 metros, a velocidade do vento que atinge a extremidade superior da ponta da pá a 145 metros de altura é relativamente diferente da velocidade que atinge a extremidade inferior da ponta da pá a 55 metros de altura. Portanto, podemos inferir que as forças que atuam no rotor da turbina eólica são impactadas pelo perfil vertical de velocidade de vento.

Verifica-se pela Tabela 2 abaixo que, ao se dobrar o diâmetro do rotor, a geração de eletricidade, em alguns casos, aumenta mais que quatro vezes. Ademais, existem estudos que projetam a elevação de 12% na velocidade do vento quando se dobra a altura a ser localizado o rotor de uma TEEH (LAYTON, 2006). No entanto, em regiões de pequena velocidade do vento, um rotor de menor diâmetro produz proporcionalmente mais eletricidade do que um rotor maior, pois sua estrutura gasta menos energia do vento ao funcionar.

Tamanho do rotor e geração máxima de potência	
Diâmetro do rotor (metros)	Potência Nominal (kW)
10	25
17	100
27	225
33	300
40	500
44	600
48	750
54	1000
64	1500
72	2000
80	2500

Tabela 2 – Relação do diâmetro do rotor com a capacidade instalada do aerogerador
Fonte: LAYTON, 2006.

O aproveitamento da energia cinética do vento pelo rotor da turbina está relacionado ao fator chamado de coeficiente de potência. Este fator correlaciona a potência aproveitada do regime de vento pelo rotor com a potência total disponível no vento que atravessa a área do rotor da turbina.

O coeficiente de potência varia em função da velocidade de vento e da velocidade de rotação (SANTOS, 2006). Esta variação se relaciona integralmente com a regulação de potência da turbina, de forma a se encontrar a curva de potência da mesma. É possível encontrar a produção de energia de um aerogerador, a partir da curva de potência e das características do vento, desde que seja levada em consideração a confiabilidade estatística dos dados de vento.

Diante do exposto, infere-se que o coeficiente de potência é um dos principais fatores do projeto aerodinâmico do rotor de determinado parque eólico.

A Figura 16 a seguir mostra as curvas de potência características de turbinas eólicas de duas diferentes tecnologias de regulação de potência. Em (a), ilustra-se a curva de potência típica de uma turbina com tecnologia de regulação de potência por variação do ângulo de passo das pás (regulação por *pitch*) e em (b) encontra-se uma curva de potência típica de uma turbina com tecnologia de regulação de potência por perda aerodinâmica (regulação por *stall*).

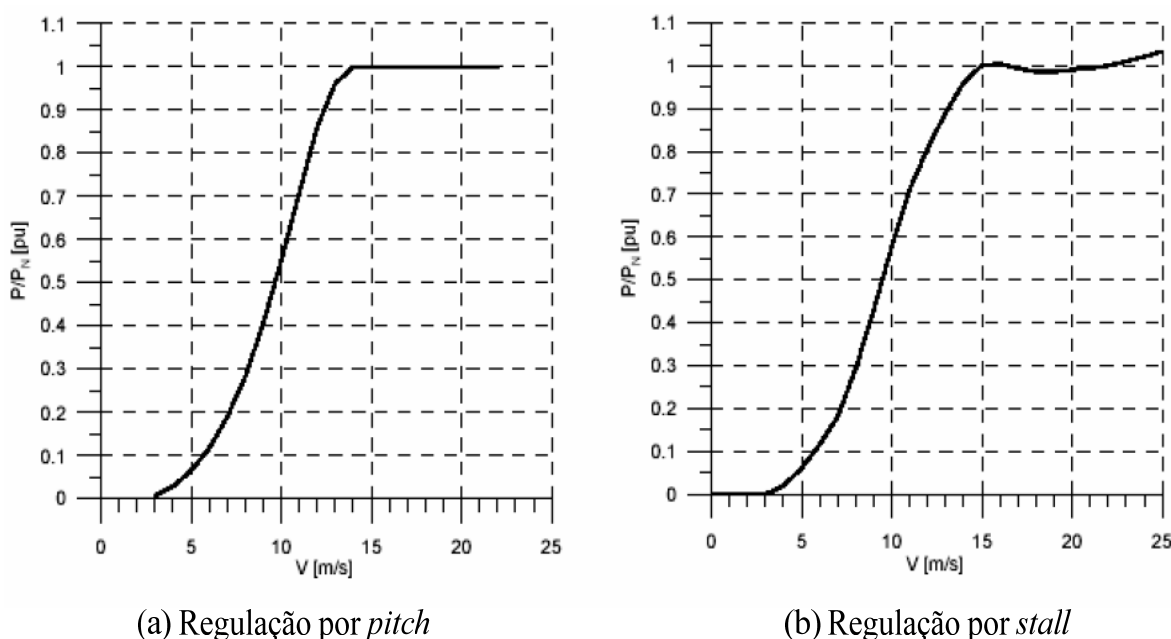


Figura 16 – Curvas de potência para turbinas eólicas com tecnologias de regulação de potência que utilizam (a) variação do ângulo de *pitch* e (b) *stall* ou perda aerodinâmica.

Fonte: ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003

Nas curvas de potências das turbinas é possível observar a existência de três zonas distintas. Na primeira zona, a turbina não consegue absorver a potência do recurso eólico quando ocorrem velocidades de vento mais baixas. Na segunda zona, em função de uma elevação da velocidade de vento, a turbina é capaz de absorver uma maior potência do recurso eólico, sendo neste caso a potência gerada crescente. Na terceira zona, verifica-se que, para

velocidades de vento bastante elevadas, a turbina eólica não consegue aumentar a extração de potência, ficando a potência produzida em torno da sua potência nominal, devido à atuação da regulação da potência (ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003).

A regulação da potência é fundamental para que a extração de energia do regime de vento seja compatível com as características do gerador elétrico e da estrutura física das turbinas eólicas.

Nas turbinas que possuem a tecnologia de regulação por *stall*, o ângulo de passo é constante e o perfil aerodinâmico das pás é projetado de forma que as perdas no aproveitamento da energia cinética do vento sejam maiores em faixas mais altas de velocidade, possibilitando que, em sua curva de potência, ocorram potências mais próximas da potência nominal.

Já para o caso de turbinas que possuem a tecnologia de regulação por *pitch*, o ângulo de passo da pá é controlável. Em outras palavras, o perfil aerodinâmico da pá pode ser ajustado, mantendo-se o controle sobre o coeficiente de potência da turbina, para que seja constante a potência gerada, caso ocorra um incremento na velocidade de vento em faixas mais elevadas, conforme se verifica na Figura 16.

Por fim, no tocante à tecnologia de regulação de potência, existem aerogeradores do tipo *active stall* que, na verdade, possuem instrumentos de variação do passo das pás que regulam o ângulo na direção oposta em relação ao *pitch* convencional.

A Figura 17 abaixo ilustra a diferença existente entre uma usina utilizada para fins residenciais e outra utilizada para comercialização de eletricidade.



Figura 17 – Turbina eólica residencial (esquerda) e turbina eólica em escala de geração pública (direita)
Fonte: LAYTON, 2006.

2.1.4 - Incentivos Governamentais e Custos Básicos

Os incentivos governamentais contribuem para a viabilidade econômica de um sistema de geração eólica em todo o mundo. No Brasil, alguns incentivos também estão sendo aplicados, como por exemplo, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, que reembolsa os proprietários de fontes alternativas de energia pela menor emissão de gases de efeito estufa, os descontos no imposto de renda e o benefício para a isenção de 5 anos no PIS/COFINS. Este último benefício é conhecido pelo REIDI (Regime Especial de Incentivos para desenvolvimento da Infra-Estrutura).

Assim como ocorre no Brasil, existem benefícios fiscais durante a construção das usinas eólicas em outros países. Por exemplo, o Estado de Maryland, nos EUA, oferece aos investidores crédito de 25% do custo de implantação de uma turbina eólica, caso o empreendimento atenda aos critérios ambientais definidos pelo governo (LAYTON, 2006).

Vejamos a seguir outros exemplos de benefícios governamentais nos EUA relacionados à energia eólica. Existem créditos para o imposto de produção, onde os empreendedores recebem um valor fixo por kWh durante os primeiros 10 anos de operação. Ademais, existem também créditos pela medição bidirecional (*net metering*), onde os empreendedores recebem um valor fixo para cada kWh que não é utilizado para consumo interno e injetado na rede externa.

Em vários estados norte-americanos, assim como em vários países da Europa Ocidental, os créditos recebidos pela medição bidirecional (*net metering*) estão bem regulamentados.

Os consumidores que possuem geração individual pagam o preço de varejo pela energia usada das redes das distribuidoras, e recebem o preço de atacado pela energia excedente que injetam na rede delas, ou seja, o mesmo valor pago pelas distribuidoras da energia proveniente dos geradores de grande porte.

Os créditos provenientes da utilização de fontes renováveis de energia (*feed-in tariffs*) se tornaram um importante benefício do mercado de energia elétrica em vários estados americanos. Exige-se das empresas uma quantidade mínima de cotas para adquirirem energia elétrica por meio de fontes renováveis. Um determinado agente, gerador de energia elétrica por meio de fonte de energia “limpa”, adquire créditos negociáveis para cada MWh que produz. Em seguida, este agente poderá negociar os referidos créditos com as grandes empresas energéticas americanas que necessitam cumprir a cota de energia renovável estabelecida pelo governo.

O custo de produção de energia por meio de usinas eólicas tem caído em todo o mundo, inclusive no Brasil. O principal fator que leva a essa diminuição de custo é o desenvolvimento tecnológico que os equipamentos das turbinas eólicas vêm sofrendo nos últimos anos, favorecendo inclusive a economia de escala.

No Brasil, a queda do custo de instalação da energia eólica está relacionada principalmente com a chegada de novos fabricantes. Os primeiros empreendimentos construídos no âmbito do PROINFA, entre 2005 e 2007, tiveram seu custo de instalação médio superior a R\$ 5.000/kW instalado. Com a instalação do 2º fabricante de equipamentos eólicos no Brasil (Impsa) em 2008, o custo de implantação das usinas eólicas estava em torno de R\$ 4.500/kW instalado. Por fim, após a chegada do 3º fabricante de equipamentos eólicos no Brasil (GE Wind) no final de 2009, o custo de implantação das usinas eólicas se reduziu para R\$ 4.000/kW instalado.

As notícias divulgadas recentemente na imprensa nacional permitem inferir que o custo de instalação das eólicas será ainda menor nos próximos anos, com a chegada iminente de três novos fabricantes no país, possibilitando maior concorrência entre eles.

Vejamos a Tabela 3 abaixo que compara o custo de produção entre várias fontes de energia elétrica nos EUA em 2006. Assim como ocorre no Brasil, as hidrelétricas e as nucleares nos EUA têm o custo de produção mais baixo entre todas as fontes de geração de energia elétrica.

Comparação de custos da energia nos EUA	
Tipo de recurso	Custo médio (centavos de US\$ por kWh)
Hidrelétrica	2-5
Nuclear	3-4
Carvão	4-5
Gás natural	4-5
Vento	4-10
Biomassa	8-12
Célula combustível a hidrogênio	10-15
Solar	15-32

Tabela 3 – Custo da energia gerada nos EUA em centavos de US\$ por kWh
 Fonte: AWEA *apud* LAYTON, 2006.

A energia eólica custava nos EUA cerca de US\$ 0,30/kWh na década de 80. Em 2006, seu custo era bem menor (US\$ 0,03 a 0,05/kWh) em regiões com regime de vento adequado.

A construção de aerogeradores para pequenos centros de consumo é cada vez mais comum em todo o mundo. Além de contribuírem para a redução de gases de efeito estufa, o custo de implantação de pequenos aerogeradores tem ficado cada vez menor. O aumento da vida útil destes equipamentos também tem viabilizado sua compra. Vejamos o seguinte exemplo: um aerogerador residencial ou empresarial, de potência instalada entre 1 kW e 100 kW, custava nos EUA, em 2006, entre US\$ 5 mil a US\$ 80 mil (LAYTON, 2006).

Ademais, um aerogerador de escala comercial de 1,8 MW de potência instalada custava em 2006 nos EUA até US\$ 1,5 milhão. Cabe ressaltar que este valor não contempla o terreno, as linhas de transmissão e outros custos associados à infra-estrutura da fazenda eólica.

O custo médio de um parque eólico, que fornece energia no atacado nos EUA, está em torno de US\$ 1.000/kW instalado, pois sete aerogeradores de 1,8 MW, mais toda a infra-estrutura associada a este parque eólico, totalizam aproximadamente US\$ 12,6 milhões. No Brasil, o custo é ligeiramente superior ao dobro do valor apresentado nos EUA. Logo, o país precisa e tem espaço para reduzir o custo de implantação desta fonte de energia³.

2.1.5 - Dados Gerais de Geração de Energia e Complementaridade das Eólicas com as Fontes Hidráulicas

O *Battelle Pacific Northwest Laboratory*, órgão de ciência e tecnologia do *Department of Energy (DoE)* dos EUA, fez no início da década passada a previsão de que a energia eólica em seu país suprirá aproximadamente 20% do consumo de eletricidade. É possível inferir que os EUA não deverão atingir a meta supracitada até 2020. Chega-se a esta conclusão se confrontarmos o ritmo atual de crescimento da capacidade instalada de usinas eolielétricas com o consumo americano de energia elétrica. Outrossim, o consumo de combustíveis fósseis nos EUA para alimentar as usinas termelétricas ainda é bastante elevado.

Em uma estimativa mais conservadora, a AWEA projetou recentemente que, nos próximos dez anos, a energia eólica suprirá cerca de 6% de toda a eletricidade nos EUA. A participação porcentual dessa fonte na potência total do parque gerador norte-americano está atrás daquelas de outros países desenvolvidos, apesar de os Estados Unidos possuírem atualmente a 2ª maior capacidade instalada de energia eólica do mundo, em megawatts.

³ Dados obtidos, pelo pesquisador, nas fichas técnicas dos empreendimentos eólicos, que constam nos processos administrativos da ANEEL.

A Dinamarca, que atualmente é a líder mundial em aproveitamento de energia renovável, possui mais de 20% de sua geração de eletricidade vinda de eólicas. A Alemanha utiliza cerca de 8% de sua geração por meio de eólicas. Outro importante país da Europa, a Espanha, tem mais de 10% de sua geração de energia elétrica obtida por meio de usinas eolioelétricas.

Vejamos agora os dados de energia eólica no Brasil. Atualmente, o país supre com parques eólicos 0,3% do mercado consumidor de energia elétrica. A Lei nº 10.438/02 fixa que o atendimento de 10% do consumo anual de energia elétrica no país deverá ser alcançado até 2022, por meio de eólicas, PCHs e Biomassa.

O potencial eólico brasileiro é de 143,5 GW, segundo o Atlas de Energia Elétrica da ANEEL. Este potencial para a geração de energia eólica é de cerca de dez hidrelétricas de Itaipu. Outrossim, o referido potencial é superior à capacidade instalada atual brasileira, conforme demonstrado na Tabela 1 desta dissertação.

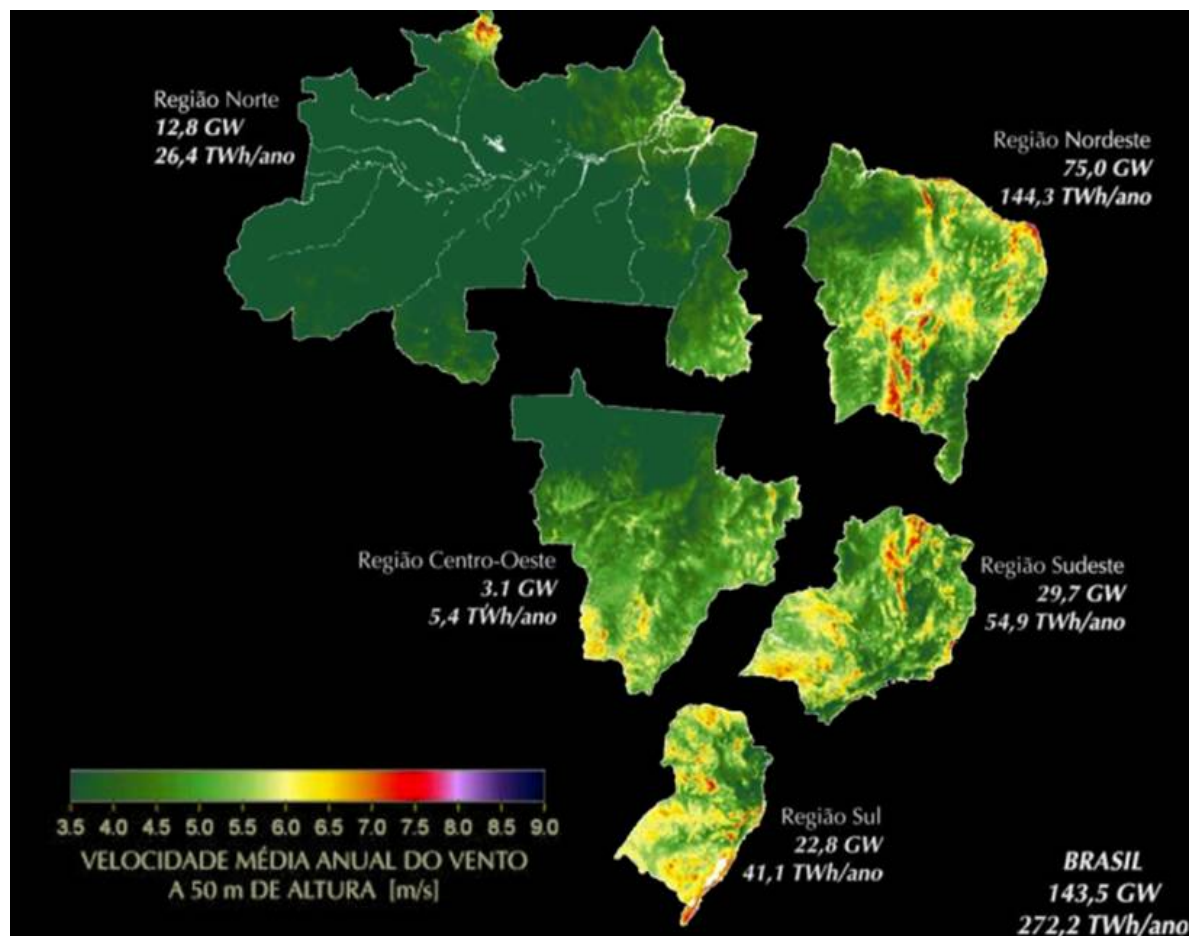


Figura 18 – Potencial eólico do Brasil

Fonte: Atlas de Energia Elétrica da ANEEL, 2008, p. 81.

Destaca-se que o Nordeste é a região de maior potencial eólico, representando pouco mais de 50% de todo o país. Este estudo considerou aerogeradores limitados a 50 metros de altura. Se o referido estudo considerasse a instalação de aerogeradores a cerca de 80 metros - tamanho aproximado dos que estão em construção atualmente no país - o potencial eólico do Brasil cresce aproximadamente 50%. Aerogeradores ainda mais altos elevariam este potencial para o dobro do valor informado na Figura 18. Quanto mais alto se instala uma turbina eólica, maior é o seu potencial, pois se reduzem os problemas com relevo e rugosidade do terreno.

É fundamental a diversificação das fontes energéticas na matriz brasileira como forma de mitigar os riscos de falta de abastecimento. A Figura 19 ilustra uma relação interessante: conforme verificado nos últimos anos na região Nordeste do Brasil, existe uma complementaridade entre as vazões observadas no rio São Francisco e a geração eólica verificada. De fato, ao analisar os dados dos últimos 80 anos das vazões do rio São Francisco e comparando com o regime de vento de várias cidades litorâneas do Rio Grande do Norte e do Ceará, confirma esta complementaridade. Portanto, se tivermos uma quantidade razoável de usinas eólicas na região Nordeste brasileira, e conforme dados do ONS, a operação do sistema elétrico brasileiro ficaria menos dependente do “Velho Chico”.

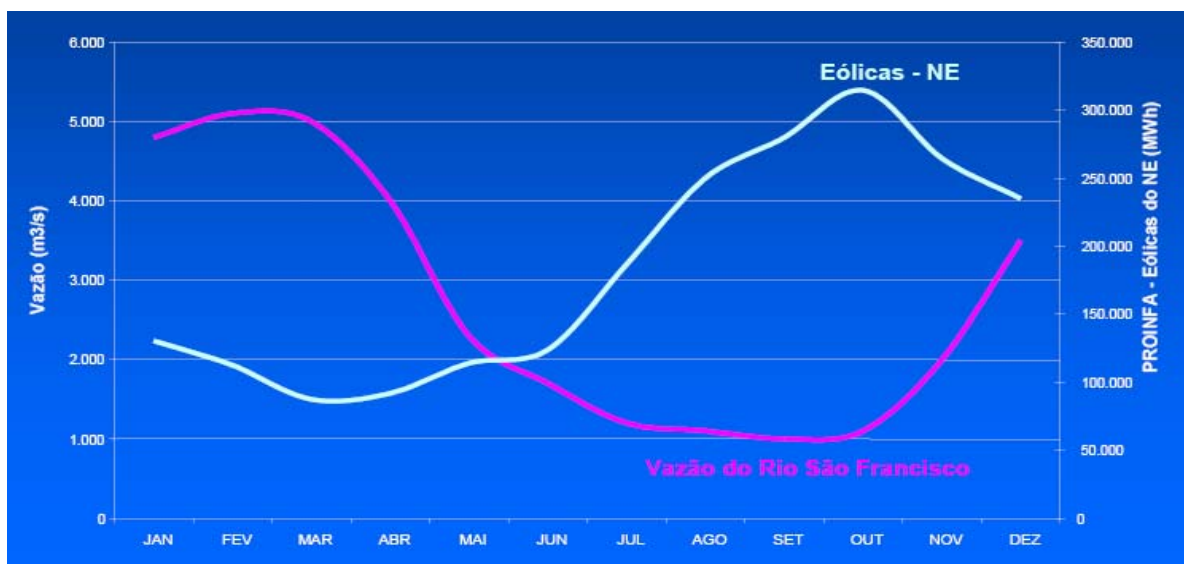


Figura 19 – Papel complementar das eólicas na geração de energia
Fonte: ELETROBRAS, 2008.

Cabe ressaltar que o rio São Francisco é conhecido como o rio da integração nacional. Ou seja, ele é utilizado para diversos fins (usos múltiplos). A própria utilização do rio São Francisco pelo setor elétrico sempre respeita uma série de restrições operativas, como por exemplo, a obrigação de se deixar uma vazão mínima afluente nos períodos mais secos.

O rio São Francisco é o principal supridor de energia elétrica da região Nordeste. Entretanto, o potencial hidrelétrico remanescente econômica e ambientalmente viável dessa região encontra-se próximo do seu esgotamento.

De acordo com a EPE (2011, p. 86), o crescimento do consumo de energia elétrica no Nordeste está estimado em 5% a.a. para o período 2010-2020. Desse modo, projeta-se para 2020 um consumo de 96.814 GWh no subsistema Nordeste. Atualmente, a demanda de energia elétrica do Nordeste só é plenamente atendida pela capacidade de importação de outras regiões, notadamente do Subsistema Norte, bem como do Subsistema Sudeste. Entre as principais alternativas que estão sendo tomadas e as que ainda serão empreendidas para elevar a disponibilidade de energia elétrica no Nordeste, encontram-se as seguintes:

- elevação da capacidade de importação de energia elétrica de outras regiões, através da construção de novas linhas de transmissão, reforçando a integração do Subsistema Nordeste ao Sistema Interligado Nacional (SIN);
- construção de termelétricas movidas a gás natural, carvão mineral, derivados de petróleo e combustível nuclear (ciclo do urânio);
- aproveitamento das fontes renováveis de energia, principalmente as usinas eólicas; e,
- construção de novas usinas hidrelétricas nas bacias do Parnaíba.

Dado o iminente esgotamento do potencial hidrelétrico dos rios nordestinos, entende-se que a fonte eólica apresenta-se como uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia na região Nordeste, contribuindo para a diminuição da necessidade de importação de energia de outras regiões.

Os reservatórios da região Nordeste durante boa parte do 2º semestre de 2010 ficaram abaixo de 40% de sua capacidade (ONS, 2011). Em algumas reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, no período de setembro a novembro do ano passado, chegou a se discutir o acionamento das termelétricas a óleo. Alguns especialistas do setor chegaram a defender a utilização constante destas termelétricas. Entretanto, o CMSE definiu, após ouvir as premissas do ONS, que não seria necessário o acionamento das usinas em questão (MME, 2010).

Após a operação eficiente do ONS, verificou-se que estas termelétricas não foram despachadas continuamente. O ONS compensou a não utilização das termelétricas a óleo – extremamente caras, custo acima de R\$ 300,00/MWh – com outras termelétricas mais baratas em outras regiões do país, aproveitando-se da interligação do SIN. O intercâmbio (transferência de energia entre diferentes submercados) entre a região Norte e Nordeste e a

região Sudeste e Nordeste foi bem utilizado, contribuindo para o não acionamento das termelétricas a óleo diesel e óleo combustível.

2.1.6 - Aspectos Ambientais – Vantagens e Desvantagens da Energia Eólica

Vejamos agora as vantagens ambientais da utilização da energia eólica. É amplamente difundido que a energia eólica é uma das formas mais limpas de produção de eletricidade, pois não emite diretamente poluentes que possuem gases de efeito estufa. Estes gases são emitidos, por exemplo, na produção de eletricidade por meio de usinas termelétricas, a partir da queima de combustíveis fósseis.

Portanto, a energia eólica constitui-se em uma tecnologia que contribui para as reduções nas emissões de CO₂ em todo o planeta. O setor energético mundial ainda deverá emitir uma boa quantidade de gases de efeito estufa até 2020. Se a população mundial quiser evitar grandes impactos das condições climáticas, a participação de fontes alternativas de energia na matriz energética deve ser cada vez maior em todo o mundo.

A AWEA desenvolveu diversas estatísticas para analisar as emissões de usinas eolioelétricas e compará-las com as termelétricas, com base nos dados recolhidos pela *Energy Information Administration* (EIA) do DoE.

Vejamos abaixo o comparativo das emissões diretas de dióxido de carbono (CO₂), o principal gás responsável pelo efeito estufa e pelo aquecimento global, para as usinas termelétricas e para as usinas eolioelétricas.

Fonte de Energia	Emissão Direta de CO ₂ (kg) por kWh
Termelétrica a Carvão	0,97
Termelétrica a Gás Natural	0,52
Termelétrica a Óleo Diesel	0,74
Usina Eolioelétrica	0,00

Tabela 4 – Comparativo de emissões diretas entre as eólicas e as termelétricas
Fonte: AWEA, 2008.

Verifica-se na Tabela 4 que as usinas eolioelétricas apresentam diversas vantagens sobre as fontes convencionais de energia elétrica movidas a combustíveis fósseis, no tocante ao decréscimo da concentração de CO₂ durante seu funcionamento, ou seja, possibilitam a diminuição de emissão de gases de efeito estufa.

A preocupação da população mundial com a quantidade de emissões dos gases de efeito estufa aumentou nos últimos anos. Diversos programas foram elaborados em todo o planeta, em busca da eficiência energética. Outrossim, houve o esforço da sociedade no intuito de equacionar a redução das referidas emissões.

A celebração do Protocolo de Kyoto é um exemplo deste esforço, pois é um tratado internacional que possui compromissos rigorosos para a diminuição da emissão dos gases de efeito estufa.

Os impactos ambientais futuros que as emissões de gases de efeito estufa podem causar no planeta provocou, por parte de vários países do mundo, a necessidade crescente de utilização de fontes limpas de energia, das quais a energia eólica faz parte.

Analisando a Tabela 5, verifica-se a existência de quatro tecnologias com menor produção de emissões diretas e indiretas, quais sejam: nucleares, solares, hidrelétricas e eolioelétricas.

Apesar de possuírem a menor taxa de emissões de CO₂ por kWh, as hidrelétricas, como todas as fontes de energia, têm restrições ambientais. Uma delas é o desgaste da vegetação que se encontra dentro dos reservatórios, que produz uma quantidade significativa gás metano (CH₄), um dos gases de efeito estufa, cinquenta vezes mais poluente que o CO₂.

Fonte de Energia	Emissão Direta e Indireta de CO₂ (kg) por kWh
Termelétrica a Carvão	0,97
Termelétrica a Óleo Diesel	0,74
Termelétrica a Gás Natural Ciclo Aberto	0,61
Termelétrica a Gás Natural Ciclo Combinado	0,52
Usina Nuclear	0,02
Usina Solar	0,05
Usina Hidrelétrica	0,01
Usina Eolioelétrica	0,03

Tabela 5 – Emissões diretas e indiretas de CO₂ das fontes de energia elétrica

Fonte: LOPES, 2009, p. 9.

É indiscutível que a energia eólica apresenta benefícios ambientais significativos do ponto de vista da emissão de gases causadores de efeito estufa. Entretanto, existem outros aspectos ligados à preservação do ambiente que devem ser considerados.

Vejamos agora as desvantagens ambientais da utilização da energia eólica. O impacto visual dos aerogeradores é relacionado ao gosto de cada indivíduo e, por isso, é subjetivo.

Existem pessoas que definem os aerogeradores como grandes ícones da energia renovável e da energia limpa, sendo estes bastante aceitáveis. Entretanto, existem indivíduos que defendem os aerogeradores como indesejavelmente intrusivos. Ressalta-se que as torres das linhas de transmissão de eletricidade também provocam impactos visuais, apesar de não existirem grandes debates sobre o tema em questão. Não se discute que a alteração de sombreamento de um aerogerador em rotação provoca variações significativas de intensidade luminosa em determinada região de influência, acarretando uma impressão visual incomoda.

As usinas eólicas podem afetar a fauna existente dependendo de sua localização geográfica, sendo que, quanto mais próximas se encontrarem de áreas de nidificação, de alimentação, de repouso ou de migração de aves, maior será a probabilidade de danos causados ao meio ambiente. Os danos provocados nas aves podem vir do impacto destas com os aerogeradores. Ademais, pode ocorrer a perda de habitat com a construção destes aerogeradores. A mortalidade das aves relaciona-se à presença de relevantes zonas de corredores migratórios, bem como a consideráveis zonas costeiras. Estes fatos foram estudados pelos órgãos ambientais que forçam os empreendedores a mitigar tal impacto (AVES DE RAPINA DO BRASIL, 2010).

Quanto ao nível de ruído, as usinas eólicas produzem impacto ambiental sonoro, a partir do movimento rotacional de suas pás. Entretanto, nos últimos anos, com o desenvolvimento tecnológico e com as novas exigências da legislação dos países que utilizam esta fonte, ocorreu uma melhora considerável em busca da diminuição dos níveis de ruído produzido pelas turbinas eólicas. Esse ruído é estudado pelos projetistas, considerando os seguintes aspectos: (i) verificação do ambiente sonoro existente na área ao redor do parque, na fase anterior à construção; (ii) previsão acústica do ruído ao redor do parque durante a operação da usina eólica.

A análise do ruído é impactada pela localização geográfica, pelas características topográficas dos terrenos e pelos valores de potência das diferentes turbinas. A localização e a orografia⁴ da região a serem instaladas as turbinas eólicas determinarão a propagação acústica e o estabelecimento dos campos sonoros nos receptores que porventura existirem. Ressalta-se que a potência dos aerogeradores também determina o nível de emissão sonora.

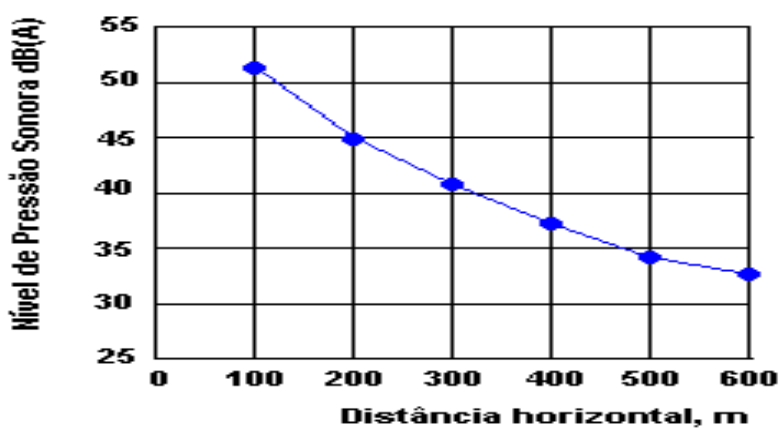
O ruído dos aerogeradores vem da ação mecânica, por meio do contato entre os equipamentos, e da ação aerodinâmica, por meio do vento. A caixa de engrenagens é o equipamento principal que provoca o ruído mecânico, na qual a rotação das pás do gerador é

⁴ Descrição das montanhas (fronteiras, altura etc.) por meio de instrumento técnico adequado (Dicionário Houaiss da Língua Portuguesa online, UOL, 2011).

multiplicada. O conjunto de engrenagens opera a mais de 1.000 rpm. A vibração da caixa multiplicadora se propaga para as paredes da nacela, nas quais está fixada. A torre também pode contribuir para o ruído por meio dos contatos desta com a cabine.

A tecnologia tradicional contempla aerogeradores que precisam de uma grande rotação para sua operação contínua, provocando elevado ruído. Existe a necessidade de apresentar um sistema de engrenagens para multiplicar a rotação necessária no aerogerador, em função da baixa rotação da hélice comparada à rotação do aerogerador. Entretanto, há outro tipo empregado em usinas eólicas, que consiste em gerador elétrico multipolo ligado diretamente ao eixo das pás. Esse sistema elimina as engrenagens para multiplicação de velocidade, apresentando outra grande vantagem, uma vez que este gerador funciona também especialmente em baixas rotações. Portanto, as turbinas que empregam o sistema multipolo de geração de energia elétrica são consideravelmente mais silenciosas, já que não possuem a principal fonte de ruído existente nos sistemas tradicionais.

A Figura 20 ilustra o nível de ruído das turbinas eólicas em função da distância. Verifica-se que o som emitido pelos aerogeradores apresenta valores entre 33 e 52 dB. Portanto, as usinas eólicas são barulhentas na maioria dos casos estudados. Os ruídos oriundos das turbinas eólicas decrescem de 52 dB (100 metros de distância da turbina) para 33 dB a uma distância de 600 m das mesmas.



Nível da Potência Sonora: 100 dB(A)

Altura do Cubo: 65 m

Figura 20 – Nível de ruído em função da distância

Fonte: *Verein Deutscher Ingenieure*, Norma VDI 2714, 2008 *apud* LOPES, 2009, p. 10.

Segundo dados da Organização Mundial de Saúde – OMS, os efeitos fisiológicos sobre o sistema auditivo do indivíduo humano e o prejuízo em suas funções orgânicas são provocados a partir dos 65 dB. Recomenda-se que o nível de ruído seja limitado a 40 dB.

Ressalta-se que o ruído de 45 dB é provocado a uma distância dos aerogeradores de aproximadamente 200 metros, que é a distância mínima exigida pela legislação europeia entre aerogeradores e edificações. São exemplos do nível de ruído de 50 dB: tráfego na cidade (exemplo: caminhão) ou operação de máquinas elétricas.

Os estudos ambientais são convergentes no tocante à existência de impactos causados sobre as aves serem considerados negativos, como por exemplo, a colisão direta de aves nas usinas eólicas.

O desenvolvimento das usinas eólicas deve ter prioritariamente o apoio da opinião pública, de forma que sua operação possa ocorrer da melhor forma possível, em conformidade com a legislação em vigor. Quando a comunidade local passa a conhecer melhor toda a tecnologia eólica por meio de campanhas de publicidade e de audiências públicas, os índices de aceitação dessa comunidade aumentam de forma considerável.

Diante do exposto, apesar das desvantagens aqui apresentadas, não se discute que os benefícios ambientais das usinas eólicas são bem relevantes, o que torna esta fonte de energia como uma das mais viáveis, em termos ambientais, entre as fontes de energia tradicionais.

2.2 - USINAS EÓLICAS NO CONTEXTO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E DAS POLÍTICAS GOVERNAMENTAIS

2.2.1 - Condições de Financiamento e Variáveis Macroeconômicas

As condições de financiamento fixadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES foram atualizadas em 2010, pouco antes do leilão de reserva e de fontes alternativas de energia elétrica realizado em agosto do ano passado.

A amortização do financiamento para as fontes alternativas de energia foi aumentada para 16 anos. O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida é de 1,20, se a TIR real for maior que 8%. Caso contrário, este índice fica em 1,30. O empréstimo do BNDES é lastreado pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). A remuneração básica do banco é de 0,9% a.a. com uma taxa de risco variando de 0,46% a.a. a 3,57% a.a. Portanto, a remuneração total do BNDES varia de 1,36% a.a. a 4,47% a.a. Por fim, o esse banco arca com até 80% das variáveis passíveis de financiamento, excluindo, porém, produtos importados e compra de terreno.

Portanto, verifica-se que estas condições do BNDES são extremamente vantajosas. Estas variáveis podem ser melhor ilustradas nas tabelas a seguir, o que demonstra a prioridade dada às usinas eólicas por este agente de fomento.

Prazo de Carência	Até 6 meses após início da operação comercial
Juros na Carência	Capitalizados
Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	$\geq 1,3$ ou $\geq 1,2$
Apoio do BNDES	80% dos itens financiáveis
Exposição Máxima do BNDES	75% do ativo total do projeto
Custo Operação Direta:	TJLP + 0,9% a.a. + Taxa de Risco de Crédito
Custo Operação Indireta:	TJLP + 0,9% a.a. + 0,5% a.a. + Remuneração do Agente Financeiro

Tabela 6 – Condições de financiamento para projetos no setor elétrico
Fonte: BNDES, 2010.

Conforme dados dos últimos três anos de sua carteira de projetos do setor elétrico, o BNDES está sendo altamente demandado pelos agentes de usinas eólicas. A grande preocupação desses empreendedores refere-se ao financiamento dos aerogeradores. O BNDES não faz o financiamento de equipamentos importados. Assim, podem receber o financiamento deste banco apenas as empresas Wobben, Impsa e GE Wind, pois já estão instaladas no Brasil. Esta última companhia abriu uma montadora de equipamentos no país, no final de 2009, para se enquadrar nos requisitos do BNDES (JORNAL DA ENERGIA, 2010).

O BNDES exige das companhias que desejam optar pelas linhas do Finame⁵ a instalação de uma fábrica no país e um índice de nacionalização de 60% dos equipamentos. Entretanto, o banco pode até liberar uma companhia que apresente índice de nacionalização de 40% desde que apresente um cronograma para atingir o valor de 60%. Nesse caso, o banco também financia até 80% do total que poderia ser coberto pelo empréstimo. Cabe ressaltar que outros fornecedores se instalarão em breve no Brasil, o que deve provocar uma maior utilização das linhas do Finame e de outras linhas de financiamento dos agentes de fomento.

Em janeiro de 2011, o BNDES e o Banco do Nordeste do Brasil – BNB aprovaram o financiamento para empreendimentos que participaram do leilão de energia de reserva realizado em dezembro de 2009 (ABEEÓLICA, 2011).

⁵ Agência Especial de Financiamento Industrial – Finame, do BNDES, também chamado produto BNDES Finame ou, simplesmente, Finame.

O financiamento total aprovado foi de R\$ 904,6 milhões para a construção de 14 usinas eólicas localizadas no estado da Bahia. O valor corresponde a aproximadamente 77% do valor total de investimento, cuja previsão é da ordem de R\$ 1,17 bilhão. A empresa GE Wind será a fornecedora de equipamentos para estes empreendimentos, com aerogeradores de potência instalada unitária de 1.600 kW. Os empreendimentos a serem implantados receberão a receita bruta anual da ordem de R\$ 168,3 milhões, considerando-se um preço médio superior a R\$ 151/MW, pois deve ser considerado o reajuste do IPCA sobre o preço de venda definido no leilão de R\$ 145,81/MWh (CCEE, 2011).

Segmentos	Prazo de Amortização (anos)	BNDES Participa- ção (%)	Contrato	Spread Básico (% a.a.)
Hidrelétricas	20 - UHEs acima de 1.000MW e 16 para UHEs de 30MW a 1.000 MW	80	100% TJLP	0,9
UTES (Gás & Cogeração)	14	80	100% TJLP	0,9
UTES (Carvão & Óleo)	14	60 (+20)	50% TJLP 50% TJ-462	1,8
Fontes Alternativas (PCHs, Eólica, Biomassa, Solar)	16	80	100% TJLP	0,9
Transmissão	14	70	100% TJLP	1,3
Distribuição	6	60 (+20)	50% TJLP 50% TJ-462	1,3

Tabela 7 – Financiamento do BNDES para projetos no setor elétrico (TJ-462 = 100% TJLP + 1% a.a)
Fonte: BNDES, 2010.

Nove empreendimentos eólicos obtiveram, em janeiro de 2011, aprovação do BNDES de recursos financeiros de R\$588,9 milhões. Este valor é cerca de 74% do total previsto a ser investido nos referidos empreendimentos. O financiamento foi aprovado com taxa de juros de 1,92% + TJLP + *spread* básico de 0,9%. Os agentes têm até dois anos de carência para pagar os juros e o principal, além de 16 anos de prazo de amortização. Estas usinas totalizam 175,5 MW de capacidade instalada, com 89,3 MW médios contratados.

Outras 5 usinas eólicas com potência de 99,2 MW e 43 MW médios foram financiadas em janeiro de 2011 pelo BNB, cujo valor aprovado foi de R\$315,7 milhões. Destes recursos, R\$ 132 milhões são referentes à linha PSI-FINAME e R\$183,7 milhões referentes à linha FNE Verde, representando cerca de 80% dos investimentos previstos para os referidos empreendimentos. Conforme dados do BNB, a linha PSI-FINAME tem taxa de juros de 5,5% a.a., com carência de até dois anos e prazo de amortização de oito anos. Já a linha FNE Verde possui taxa de juros de 9,5% a.a., com bônus de adimplência de 25%, já que as usinas serão construídas em região do semi-árido nordestino. Com este desconto, a taxa efetiva de juros pode ser reduzida para cerca de 7,13% a.a. A linha FNE Verde possui carência total de até dois anos e prazo de amortização de 18 anos. Portanto, verifica-se que as condições de financiamento aos agentes de usinas eólicas no semi-árido nordestino são bastante atrativas.

De acordo com informações do Ministério da Fazenda (Conselho Fazendário), o ano de 2010 foi marcado pela prorrogação do prazo de isenção do ICMS para componentes de aerogeradores (naceles e torres), conforme publicação em 16 de dezembro de 2010 no Diário Oficial da União (DOU). Ademais, o benefício em questão foi estendido também para as pás dos rotores dos aerogeradores de energia eólica, conforme a redação a seguir (ABEEOLICA, 2011):

“Informe de que foi publicado no DOU de hoje (16.12.2010) o Convênio ICMS nº 187/2010, estendendo o benefício da isenção do ICMS às operações com pá de motor ou turbina eólica (NCM 8412.90.90). Até então, o benefício estava restrito aos aerogeradores (NCM 8502.31.00) e às torres (NCM 7308.20.00).”

Vários governos estaduais também tomaram a iniciativa de reduzir os impostos da cadeia de equipamentos de usinas eólicas. Pode-se citar o caso do governo do estado de São Paulo, no qual foi assinado Decreto que concede o diferimento do ICMS nas operações com insumos utilizados na fabricação de equipamentos para geração de energia eólica. Esta regra desonera a cadeia de produção dessas máquinas no Estado. O governo paulista também isentou de ICMS o transporte de mercadoria destinada à exportação. Ressalta-se que na exportação não há incidência do imposto, mas, este é cobrado sobre a prestação do serviço de transporte da fábrica até o local de embarque para o exterior. Como a referida operação passou a ser desonerada, ocorreu a redução dos custos das mercadorias exportadas.

Vamos mostrar a seguir que os estados mais beneficiados com incentivos, tanto dos governantes estaduais como do governo federal, pertencem à região Nordeste do Brasil. Cabe ressaltar que o sucesso das eólicas no Nordeste não está associado apenas ao potencial da região, mas aos benefícios de obtenção de crédito, além de reduções e isenções de tributos.

Os empreendimentos de infra-estrutura, dos quais as eólicas fazem parte, possuem benefícios fiscais quando estão em área de jurisdição da SUDENE - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, como por exemplo, a diminuição de 75% no imposto de renda em 10 anos, bem como o desconto, no prazo de 12 meses, contado a partir da aquisição, dos créditos de PIS (Programa de Integração Social) e da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) não-cumulativos (SUDENE, 2011).

Quanto aos benefícios estaduais da região Nordeste, podemos ressaltar o caso do Rio Grande do Norte, que possui alíquota zero de IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), bem como tem a isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas operações com equipamentos e componentes até dezembro de 2012. O referido estado também possui condições especiais de crédito via Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE), ao contrário do Rio Grande do Sul, que não possui financiamento incentivado. A comparação entre os dois estados é válida, pois ambos têm um grande potencial eólico.

A Tabela 8 apresenta os valores do Risco País do Brasil, que interfere na taxa de risco de crédito, bem como apresenta os valores do câmbio, que interfere no custo dos equipamentos.

Data	Comercial VENDA / VARIÇÃO %		Ptax VENDA / VARIÇÃO %		Euro x Dólar VENDA	Euro x Real VENDA	Risco País PONTOS	Risco País VARIÇÃO %
01/01/2011								Sábado
02/01/2011								Domingo
03/01/2011	1,6510	-0,95%	1,6510	-0,91%	1,3385	2,2114	175	-5,91%
04/01/2011	1,6640	0,78%	1,6556	0,27%	1,3321	2,2054	167	-4,57%
04/01/2011	1,6750	0,66%	1,6705	0,90%	1,3172	2,2014	161	-3,59%
06/01/2011	1,6880	0,77%	1,6857	0,91%	1,3007	2,1926	162	0,62%
07/01/2011	1,6860	-0,12%	1,6861	0,02%	1,2930	2,1801	168	3,70%
08/01/2011								Sábado
09/01/2011								Domingo
10/01/2011	1,6880	0,12%	1,6912	0,30%	1,2946	2,1894	171	1,78%
11/01/2011	1,6870	-0,06%	1,6887	-0,14%	1,2969	2,1899	168	-1,75%
12/01/2011	1,6770	-0,59%	1,6773	-0,67%	1,3129	2,2021	164	-2,38%
13/01/2011	1,6690	-0,47%	1,6701	-0,43%	1,3368	2,2326	168	2,44%
14/01/2011	1,6850	0,95%	1,6843	0,85%	1,3346	2,2479	170	1,19%
15/01/2011								Sábado
16/01/2011								Domingo

Tabela 8 – Variáveis Macroeconômicas

Fonte: PORTAL BRASIL, 2011.

Ptax é a taxa de câmbio calculada ao final de cada dia pelo Banco Central do Brasil. Consiste na taxa média de todos os negócios com dólares realizados naquela data no mercado interbancário de câmbio com liquidação em D2 (dia útil mais dois dias úteis).

As variáveis macroeconômicas e os parâmetros de financiamento celebrados junto ao BNDES citados neste capítulo foram utilizados na montagem do fluxo de caixa da presente dissertação, visando a encontrar a taxa interna de retorno média dos projetos eólicos que participaram dos últimos leilões.

2.2.2 - Fatores de Risco

Os principais riscos envolvidos em investimentos de infraestrutura no Brasil são:

- ambientais;
- riscos sistêmicos;
- operacionais;
- patrimoniais e de responsabilidade civil;
- regulamentação;
- risco Brasil;
- cambial;
- retração dos mercados financeiros;
- redução do fluxo de investimentos no país;
- indisponibilidade de fontes de recursos;
- inflação;
- falhas na cadeia de suprimentos;
- desempenho;
- legais e judiciais; e,
- políticos.

Vejamos a seguir medidas a serem adotadas para mitigar alguns dos riscos acima citados:

I) Mitigação de Riscos Sistêmicos

- capacidade financeira consistente dos sócios do empreendimento;
- mecanismo de “*hedge*”;
- taxa de juros fixa de longo prazo; e,
- contratos de “*take-or-pay*”.

II) Mitigação de Riscos Operacionais

- histórico e capacidade tecnológica dos construtores e dos operadores;
- contratos de fornecimento de insumos, com cláusulas de penalidade para o não atendimento das obrigações;
- contrato de empreitada global (EPC);
- garantias empregadas na fase de implantação (*performance*); e,
- avanços constantes em tecnologia.

III) Mitigação de Riscos Ambientais, Patrimônio e Responsabilidade Civil

- mecanismos compensatórios de emissão de poluentes; e,
- seguros sobre o patrimônio, lucros cessantes e responsabilidade civil.

2.3 - PROINFA X LEILÕES DE ENERGIA

Vejamos abaixo as principais características dos contratos no âmbito do PROINFA, da contratação no mercado livre e nos leilões de fontes alternativas e de reserva.

I) PROINFA:

- contratos de longo prazo;
- preços regulados pelo MME, cujo preço é corrigido pelo IGP-M; e,
- baixo risco.

II) Mercado Livre:

- preços livremente negociados;
- contratos de curto, de médio e de longo prazos, definidos de acordo com a necessidade das partes contratantes; e,
- médio risco ou alto risco, dependendo da característica de cada contrato.

III) Leilão de Energia Nova (ACR) e Leilão de Energia de Reserva (ACR):

- contratos de longo prazo;
- premissas passadas pelo MME, cujos preços do leilão são corrigidos pelo IPCA; e,
- baixo risco.

Conforme discutido anteriormente, a utilização da fonte eólica para a geração de energia elétrica no Brasil ainda é incipiente, fazendo com que o país seja o 21º maior produtor mundial de energia a partir da fonte eólica (GWEC, 2011). Apesar de a utilização da fonte de geração eólica no Brasil estar ainda em um patamar tímido, esse cenário tende a mudar nos próximos anos, em virtude do sucesso obtido nos últimos leilões: o 3º Leilão de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3) realizados nos dias 25 e 26 de agosto de 2010.

O Leilão de Reserva teve a contratação de 528,2 MW de potência nominal, cuja garantia física foi de 266,8 MW. O 2º Leilão de Fontes Alternativas teve a contratação de 1.584,60 MW de potência nominal, com garantia física de 695,0 MW. A média dos preços contratados no Leilão de Reserva foi de R\$ 122,69/MWh enquanto o do Leilão de Fontes Alternativas teve a média de preços no valor de R\$ 134,10/MWh (CCEE, 2011).

Desse modo, pode-se inferir que o Brasil tem um mercado promissor para o desenvolvimento da indústria de geração de energia a partir da fonte eólica, existindo uma perspectiva de grandes investimentos, especialmente na Região Nordeste do país, que concentra as condições mais favoráveis no tocante à implantação de usinas eolielétricas.

As tarifas praticadas no âmbito do PROINFA são corrigidas pelo IGP-M. Comparando com os valores obtidos nos últimos leilões, temos que o preço da energia para as usinas de biomassa estão próximos aos do PROINFA. Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, o valor da energia gerada por esta fonte no PROINFA está acima dos valores do último leilão, aproximadamente R\$ 175/MWh contra R\$ 145/MWh (CCEE, 2010; Eletrobras, 2010).

Já para as fontes eólicas, o PROINFA se torna oneroso para a população brasileira. O valor da energia proveniente de fontes eólicas do PROINFA supera os R\$ 280/MWh. O leilão realizado no final de 2009 (exclusivamente de eólicas) apresentou um valor médio menor que R\$ 150/MWh (correção pelo IPCA, conforme a regra deste leilão). Outrossim, os leilões realizados no ano de 2010 para esta fonte de energia apresentaram valores em torno de R\$ 130/MWh (correção pelo IPCA, conforme a regra deste leilão).

Assim sendo, não restam dúvidas que as condições estabelecidas pelo PROINFA não devem mais ser oferecidas aos empreendedores, pois geram um maior impacto na tarifa dos consumidores de energia elétrica. A impossibilidade de contemplação das receitas oriundas do crédito de carbono também não foi muito bem aceita pelos empreendedores. Estes créditos foram apropriados à Eletrobras. Ademais, a obrigação de se cumprir um grau mínimo de nacionalização acabou incrementando substancialmente a tarifa das eólicas no âmbito do PROINFA. Essa obrigação foi precificada pelos empreendedores.

O custo dos equipamentos principais ficou mais do que o dobro dos valores médios praticados no exterior, pois na época da implantação deste programa existia apenas um fabricante no país – a Wobben. Cabe ressaltar que este mesmo fabricante, quando instalou há pouco mais de 10 anos suas próprias eólicas no Ceará, o custo de instalação foi compatível com os preços praticados no exterior (ANEEL, 1999). Ou seja, pouco acima de US\$ 1.000/kW instalado. O segundo fabricante de equipamentos eólicos a se instalar no Brasil foi a Impsa no ano de 2008.

As questões explicadas acima foram decisivas para a definição da elevada tarifa das eólicas no âmbito do PROINFA. Vejamos agora alguns fatos que ocorreram depois da criação do PROINFA.

A partir da promulgação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sucessivos estudos foram realizados pelo governo federal. Os valores do PROINFA para eólicas foram se revelando exagerados. Ressalta-se que o preço teto do leilão de reserva de 2009, R\$ 189,00/MWh, foi bem inferior ao estipulado pelo PROINFA.

O elevado preço praticado no âmbito do PROINFA para as eólicas criou a falsa expectativa no setor elétrico, durante alguns anos, de que a energia proveniente desta fonte só seria viável no Brasil a partir de valores bem superiores a R\$ 200,00/MWh. Quando foi definido o preço teto de R\$ 189,00/MWh no leilão de reserva de 2009, vários agentes de projetos eólicos deram declarações à imprensa informando que seria inviável participar deste leilão. Entretanto, conforme já demonstrado nesta dissertação, o leilão foi um sucesso.

Além dos estudos para o caso em questão terem melhorado bastante com o passar do tempo, o governo teve um grande trunfo nos leilões de 2009: a participação de empresas estatais e de fundos de pensão de estatais na composição acionária de Sociedades de Propósito Específico – SPEs, o que levou o preço do leilão para níveis significativamente abaixo do preço teto. Quando as estatais participam, a TIR, por estratégia empresarial de suas administrações e de seus conselhos – que o governo nomeia e dos quais faz parte –, pode ser ligeiramente inferior aos dos projetos privados. Entretanto, o VPL almejado pelas Estatais é sempre positivo, o que significa que investimentos em projetos eólicos são viáveis, considerando taxas de desconto compatíveis com o custo de oportunidade.

3 - ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

3.1 - PRINCIPAIS DADOS NA MONTAGEM DO FLUXO DE CAIXA

Neste capítulo veremos as principais variáveis (receitas e despesas) que compõem um fluxo de caixa de empreendimentos de geração de energia elétrica.

A conjuntura econômica, o quadro político, o risco do país ou do negócio, a quantidade e a qualidade do crédito, a estabilidade da legislação e da regulação específica, a presença de subsídios e incentivos fiscais e a existência de política de longo prazo são aspectos fundamentais que devem ser considerados quando da análise para o investimento em determinado negócio e, de alguma forma, mensurados no fluxo de caixa a ser desenvolvido. Por isso, o conhecimento das condições de contratação junto ao agente financeiro é fundamental para a análise da viabilidade do projeto.

3.1.1 Receitas

Para estimar a receita esperada de determinado empreendimento, é preciso conhecer sua energia assegurada, com as devidas certificações, em MWh/ano e, em seguida, multiplicar pelo preço resultante nos últimos leilões ou que conste nos contratos de compra e venda do mercado livre. Também é necessário saber se há possibilidade de receitas adicionais, tais como a permissão para comercializar créditos de carbono (no caso das eólicas).

É fundamental, ainda, saber qual o Fator de Capacidade⁶ característico de cada empreendimento e da tecnologia a ser utilizada.

3.1.2 – Despesas

A seguir serão detalhadas as principais despesas existentes para a construção de empreendimentos de geração de energia elétrica.

- a) custo dos equipamentos, taxas de juros do financiamento bancário, alavancagem, custo de capital, prazos de pagamento, condições de carência, depreciação e outros custos relacionados;
- b) custo da montagem das unidades geradoras e conexões à rede elétrica (no caso de *turn-key*, o custo da montagem pode ser somado ao dos geradores dentro de um mesmo financiamento);
- c) operação e manutenção - O&M - dado geralmente em R\$/turbina/ano ou R\$/ano para o sistema de conexão (subestações e linhas de transmissão);
- d) despesas ambientais, R\$/MW/ano ou simplesmente em R\$/ano;
- e) impostos (IRPJ, CSLL, PIS/COFINS), tarifas de transmissão (TUST) e taxas diversas (ANEEL, ONS e CCEE);
- f) seguro operacional: pode ser aplicado contra paralisações devidas a defeitos ou reposição de equipamentos. Geralmente seu custo é dado em função do ativo fixo ou da receita fixa;
- g) prêmio ao proprietário do projeto básico, em valores anualizados. É muito comum que o proprietário do projeto seja um sócio cotista, principalmente em grandes projetos;

⁶ O Fator de capacidade de uma usina de geração de energia elétrica, pela definição da IEEE Std 762-2005 (R2002) – Final Draft, é obtido pela razão entre a geração efetiva líquida (*Net Actual Generation*), que é a energia que foi gerada por uma unidade em um dado período de tempo, e a máxima geração líquida (*Net Maximum Generation*), que é a energia que poderia ter sido produzida por uma unidade em um dado período de tempo se operasse continuamente em sua capacidade máxima.

h) arrendamento/aquisição do terreno: o valor do arrendamento é dado em função de um preço fixo anual ou em percentual do faturamento;

i) despesas administrativas diversas: são as despesas correntes, como por exemplo, pessoal de apoio, material de expediente, água, telefone, internet e outros;

j) compensação financeira no caso das hidrelétricas que celebraram contrato de concessão: percentual da receita fixado em lei que o concessionário é obrigado a pagar ao município e unidades da federação, como forma de compensação por outras atividades econômicas e por arrecadação tributária que deixaram de ocorrer na área de terra desapropriada pelo reservatório do empreendimento;

k) contribuições de pesquisa e desenvolvimento: percentual da receita fixado em lei para ser obrigatoriamente investido em estudo e desenvolvimento tecnológico; e,

l) outros.

3.2 - ANÁLISE DOS RESULTADOS E COMPARATIVO COM OUTRAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA

3.2.1 - Informações Gerais

Esta seção foi destinada à análise dos resultados do fluxo de caixa das usinas eólicas, tomando como base o resultado dos últimos leilões de energia de reserva e de fontes alternativas realizados nos anos de 2009 e 2010. Fizemos uma comparação destes resultados com o fluxo de caixa das duas maiores fontes de produção de energia elétrica do Brasil: as hidrelétricas e as termelétricas convencionais em ciclo combinado.

Foi calculado o valor da TIR de três projetos, um eólicoelétrico, um hidrelétrico e um termelétrico, tomando como base:

- os dados de financiamento disponibilizados pelo BNDES, sendo respeitada todas as premissas, inclusive o índice de cobertura e as taxas de juros;

- os valores do custo de implantação, de operação e de manutenção disponibilizados por fichas técnicas e relatórios mensais de progresso de obra da ANEEL;
- os valores finais das receitas a serem pagas aos vendedores dos leilões de energia disponibilizadas pela CCEE;
- as despesas operacionais, incluindo os gastos administrativos, impostos e taxas a partir dos dados da ANEEL e do Ministério da Fazenda; e,
- as receitas alternativas (no caso de eólicas, os créditos de carbono) e a compensação financeira no caso das hidrelétricas que celebraram Contrato de Concessão.

Foram considerados, ainda, benefícios fiscais, como por exemplo, o REIDI e o desconto de 75% no imposto de renda, nos primeiros 10 anos, para todas as fontes de energia pesquisadas.

Para todas as fontes, foi utilizado como índice de perdas elétricas e consumo interno a taxa de 5%. O fator de indisponibilidade médio para as unidades geradoras foi estimado em 2,5%. Cabe ressaltar que o valor da garantia física estimado nos fluxos de caixa refere-se à média dos últimos leilões de energia, respeitando-se as particularidades de cada fonte. O fluxo de caixa das hidrelétricas possui 30 anos de operação. Já o fluxo das eólicas tem 20 anos de operação. O fluxo de caixa das termelétricas convencionais tem 25 anos de operação. Estes valores foram assim definidos em função do prazo da contratação da energia no ambiente regulado (hidrelétricas e eólicas) e pela vida útil dos equipamentos (termelétricas).

Tanto nas eólicas como nas termelétricas o prazo total de elaboração do projeto, obra e carência do financiamento foi estimado em 4 anos. Este prazo nas hidrelétricas sobe para 6 anos, pois sua construção leva, em média, 2 anos a mais se comparada com as outras fontes.

Foi utilizada a opção de contabilização pelo lucro real quando esta opção foi mais vantajosa. Entretanto, observou-se que a contabilização pelo lucro presumido foi vantajosa na maioria dos anos, conforme observado no fluxo de caixa desenvolvido nesta dissertação.

Destaca-se que o custo de operação e manutenção das termelétricas convencionais de grande porte são superiores às outras fontes pesquisadas em função da utilização de combustível não renovável (gás natural). Em compensação, destaca-se também que o custo de instalação, por kW, das termelétricas convencionais são bem inferiores aos das eólicas e hidrelétricas de grande porte.

Considerando que tanto as eólicas como as hidrelétricas geram na “base”, e que as termelétricas, por possuírem um custo de O&M muito maior, só são despachadas pelo ONS, como regra geral, por ordem de mérito de custo, a quantidade de energia elétrica gerada pelas termelétricas, caso sejam seguidas as premissas dos leilões fixadas pela EPE, é bem inferior se comparado com as outras fontes pesquisadas.

Ademais, a própria EPE, quando do cálculo do ICB, não utiliza a geração fora da ordem de mérito das termelétricas para a remuneração do investimento, em função da sua imprevisibilidade. Estes fatores aqui descritos dificultam uma maior comparação das termelétricas que participaram nos últimos leilões com as eólicas e as hidrelétricas.

Assim sendo, o fluxo de caixa de uma termelétrica convencional utilizado neste trabalho partiu da premissa de que 100% da energia é vendida no mercado livre e que sua operação ocorre de forma contínua, em potência firme de acordo com a garantia física, com o preço de combustível compatível com os valores fixados no Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT e com prazo compatível com sua vida útil.

Para o cálculo do VPL foi utilizada a taxa de desconto de 12% a.a. Esta taxa é usualmente utilizada pelo mercado e bem próxima da taxa básica média da economia (taxa selic) dos últimos meses. Para o cálculo da TIR, as receitas mensais foram agrupadas em anuais, de forma a tornar mais didática a visualização do fluxo de caixa. Por não alterar tanto a TIR, não foi considerada a revenda do ativo, ao final do contrato de venda de energia, apesar da existência de mercado secundário de equipamentos eletromecânicos de empreendimentos de geração de energia elétrica. O reajuste anual, conforme dados dos últimos leilões, foi pelo IPCA estimado de 4,5% a.a.

3.2.2 - Resultados e Comentários Gerais

Utilizando as diretrizes do item 3.2.1, bem como os demais dados referentes às particularidades de cada fonte, encontrou-se a TIR e o VPL para os projetos eolioelétricos, termelétricos e hidrelétricos. Conforme já citado, a taxa utilizada para o cálculo do VPL foi de 12% a.a. (custo de oportunidade).

Cabe ressaltar que a montagem do fluxo de caixa utilizou uma eólica de 30 MW, cujo custo de instalação foi estimado em R\$ 120.000.000,00. A utilização deste limite de potência injetada no sistema acarreta benefício na TUST. Destaca-se que a instalação de usinas eólicas possui mais flexibilidade de instalação que as hidrelétricas.

Logo, colocando todas as receitas e despesas ao longo de 20 anos (prazo de contratação da energia), obteve-se uma TIR em torno de 15,1% a.a. (TIR esperada). Já o Valor do VPL foi aproximadamente R\$ 11.700.000,00.

Se considerarmos 10 parques eólicos idênticos, de 30 MW cada, totalizando 300 MW de potência instalada, o VPL seria aproximadamente R\$ 117.000.000,00. Este artifício é importante para compararmos com o VPL das termelétricas e das hidrelétricas, ambas de 300 MW.

Portanto, como principal objetivo desta dissertação, verifica-se que as usinas eólicas são viáveis economicamente na atual conjuntura do setor elétrico – políticas setoriais, variáveis macroeconômicas e políticas de fomento vigentes. Como forma de compararmos os resultados acima citados com as duas fontes de energia elétrica mais tradicionais do Brasil, e, conforme já citado anteriormente, elaborou-se um fluxo de caixa também para as hidrelétricas e para as termelétricas. Os resultados são apresentados e discutidos nos parágrafos seguintes.

Na montagem do fluxo de caixa de uma termelétrica de 300 MW em ciclo combinado (maior rendimento), o custo de instalação foi estimado em R\$ 510.000.000,00. Assumindo um prazo de 25 anos (venda de energia no mercado livre e prazo compatível com a vida útil dos equipamentos), obteve-se uma TIR em torno de 14,4% a.a. Já o VPL foi aproximadamente R\$ 42.000.000,00.

Na montagem do fluxo de caixa de uma hidrelétrica de 300 MW, o custo de instalação foi estimado em R\$ 1.200.000.000,00. Utilizando um prazo de 30 anos (prazo de contratação da energia), obteve-se uma TIR em torno de 16,2% a.a. Já o VPL foi aproximadamente R\$ 265.000.000,00.

Portanto, apesar de possuir a tarifa mais baixa de contratação de energia e de possuir elevado custo de implantação, as hidrelétricas de grande porte continuam sendo, na média, os projetos mais rentáveis aos investidores (maior VPL e maior TIR) em geração de energia elétrica no Brasil. O VPL nas hidrelétricas foi cerca de 6,3 vezes superior ao das termelétricas e pouco mais do que o dobro do valor das eólicas.

São vários os motivos que levam a esta conclusão, dos quais podemos citar o maior prazo de contratação de energia, o maior fator de capacidade (mais energia gerada e, por isso, maior previsão de receita) e o menor custo relativo de operação e manutenção. Estes dados só comprovam que o país, no intuito de atender à demanda de energia elétrica por projetos estruturantes, precisa de hidrelétricas de grande porte, inclusive se quiser buscar o atendimento ao conceito de modicidade tarifária.

O Brasil tem vocação natural para construir hidrelétricas de grande porte. Por isso, a expansão da oferta de energia do país deve ter seu planejamento principalmente baseado nesta fonte, até que os inventários estejam esgotados. O país dispõe de aproximadamente 30% dos rios aproveitados, conforme dados da ANEEL.

Entretanto, como complementaridade às hidrelétricas, as usinas eólicas, por serem viáveis do ponto de vista econômico e ambiental, têm sido uma excelente alternativa para a expansão da geração de energia elétrica do Brasil.

São vários os fatores que tornam as eólicas cada vez mais viáveis economicamente. Podemos citar: (i) queda no preço dos equipamentos; (ii) melhoria do fator de capacidade; e (iii) aumento no prazo para contratação de energia em função do aumento da vida útil dos equipamentos.

As termelétricas a gás em ciclo combinado apresentaram valor da TIR pouco abaixo das eólicas. Além disso, o valor do VPL foi o menor entre as três fontes pesquisadas (admitindo-se a mesma potência instalada para os três projetos), mesmo tendo o custo de instalação mais baixo se comparado com as hidrelétricas e eólicas. Estes valores encontrados nas termelétricas convencionais são causados por vários motivos, dos quais podemos citar o elevado custo de manutenção e operação por causa do preço do combustível e condições menos favoráveis dos agentes de fomento.

Conforme dados divulgados pelo BNDES, as termelétricas movidas a óleo diesel, combustível ou carvão têm taxa de juros ainda maiores se comparadas com as térmicas convencionais. Ademais, o custo do combustível, de usinas movidas a óleo diesel é maior que o de usinas movidas a gás. Estes fatos implicam VPL e TIR menores para as usinas movidas a diesel do que os calculados para as termelétricas convencionais movidas a gás natural.

Ressalta-se que o modelo utilizado nesta dissertação considerou a operação das termelétricas movidas a gás em forma contínua, com o preço do combustível fixados no PPT e a venda de energia no mercado livre. Conforme demonstrado na introdução e na seção 2.1.5 desta dissertação, não podemos esquecer que as termelétricas exercem papel fundamental na matriz elétrica brasileira e, por isso, devem continuar fazendo parte da expansão da oferta de energia em nosso país, mesmo que apresente menor atratividade.

O conceito de diversificação na expansão da oferta de energia também se adapta perfeitamente a esta fonte de energia. Nos anos em que ocorre uma hidrologia não favorável (quantidade de chuva abaixo do esperado), as termelétricas são despachadas em maior escala, até que o nível dos reservatórios das hidrelétricas atinja um nível satisfatório.

Deve ser mencionado que as termelétricas também são acionadas pelo ONS quando existem restrições de operação em determinadas linhas de transmissão ou subestações, sempre priorizando a segurança energética.

Além disso, observamos que problemas enfrentados pelo país em anos anteriores, no tocante à falta de gás natural, são menos prováveis de acontecer nos próximos anos, pois novas descobertas de gás estão acontecendo com frequência no solo e na costa brasileira.

Desde o ano de 2010, o país, além do gás vindo da Bolívia, conta com importação de Gás Natural Liquefeito – GNL de diversos países. Outrossim, em 2010 houve a interligação dos gasodutos das regiões Nordeste e Sudeste (GASENE), possibilitando uma maior flexibilidade no transporte deste insumo.

3.2.3 - Análise de Sensibilidade do Fluxo de Caixa das Eólicas

Esta seção fez uma análise de sensibilidade do fluxo de caixa das usinas eólicas. Cabe ressaltar novamente que os dados de entrada deste fluxo consideraram os valores médios dos últimos leilões de energia de reserva e de fontes alternativas realizados nos anos de 2009 e 2010. É fundamental uma análise onde se alteram os parâmetros utilizados de tal forma que possamos ver qual seria a rentabilidade de projetos que apresentassem: (i) dados de geração de energia abaixo do estimado, (ii) custo de instalação abaixo do estimado, (iii) taxa de juros do financiamento bancário abaixo da estimada e (iv) preço abaixo da média do último leilão de fontes alternativas.

Verifica-se que alguns destes fatores contribuem na remuneração do investimento e outros reduzem a TIR. A escolha dos itens (ii), (iii) e (iv) acima foi motivada pela tendência que tem se observado nos últimos anos. A escolha do item (i) para a análise de sensibilidade é que este apresenta o maior nível de risco e incerteza dos projetos eólicos. Os percentuais adotados nesta análise são meramente especulativos apesar de refletirem a tendência futura esperada pelo mercado.

a) dados de geração de energia abaixo do estimado

A análise deste item é de fundamental importância, pois é nele que se encontra o principal fator de risco dos projetos eólicos. Conforme dados recentes da CCEE e do ONS,

algumas eólicas já em operação apresentaram valores de geração de energia abaixo do esperado. Como são usinas que estão no âmbito do PROINFA, a receita do empreendimento, no médio prazo, é diretamente afetada pela quantidade de energia gerada. Observa-se a existência de usinas eólicas gerando entre 10% abaixo ou 10% acima do esperado no horizonte de um ano (ONS, 2010). Entretanto, valores fora deste intervalo são menos prováveis de acontecer em um horizonte de 20 anos. Por isso, fez-se uma redução de 10% (pior cenário possível) na quantidade de energia esperada do projeto eólico de 30 MW, para avaliarmos o quanto este fato impacta na TIR dos projetos eólicos.

Considerando esta redução de 10% na quantidade de energia a ser entregue e mantendo todas as outras variáveis constantes, o novo fluxo de caixa apresenta TIR de aproximadamente 12,2% a.a. e VPL pouco superior à R\$ 840.000,00, para uma taxa de desconto de 12% a.a. Cabe ressaltar que foi necessário fazer o ajuste no índice de cobertura para respeitar as condições de financiamento do BNDES.

b) custo dos equipamentos eólicos abaixo do estimado

Constata-se pelos dados apresentados nesta dissertação, que o preço dos equipamentos de usinas eólicas no Brasil tem caído de forma significativa nos últimos anos. Conforme dados de suas fichas técnicas, as primeiras usinas do PROINFA (2005 e 2007) tiveram seu custo de instalação médio superior a R\$ 5.000/kW instalado. Com a chegada do 2º fabricante de equipamentos eólicos no Brasil em 2008, o custo de instalação das usinas eólicas ficou em torno de R\$ 4.500/kW instalado. Por fim, com a chegada do 3º fabricante de equipamentos eólicos no Brasil no final de 2009, o custo de instalação das usinas eólicas está em torno de R\$ 4.000/kW instalado. Verifica-se então uma taxa decrescente de aproximadamente 5% a.a.

Como relatado anteriormente, o motivo principal para essa queda de preços é a instalação de novas fábricas no país, gerando maior concorrência entre os fornecedores de equipamentos. A crise mundial que impactou principalmente o mercado europeu e a mitigação do cumprimento do grau de nacionalização de equipamentos e serviços, que havia no PROINFA, também contribuiu para essa queda. É possível que quando os agentes comercializarem energia no próximo leilão, a ser realizado a partir do 2º semestre de 2011, o custo de instalação dos empreendimentos eólicos esteja pelo menos 5% menor.

Considerando uma redução de 5% no custo da instalação de usinas eólicas de 30 MW e, mantendo todos os outros fatores constantes, o novo fluxo de caixa apresenta TIR de aproximadamente 16,7% a.a. (rentabilidade superior a de alguns projetos hidrelétricos) e VPL

pouco superior à R\$ 16.300.000,00, para uma taxa de desconto de 12% a.a. Fez-se o ajuste no índice de cobertura para respeitar as condições de financiamento do BNDES.

c) taxa de juros do financiamento bancário abaixo da estimada

Repara-se nos últimos anos que a taxa de juros total cobrada pelos agentes de fomento aos empreendimentos do setor elétrico tem diminuído, passando de aproximadamente 10% no ano 2008 (antes dos leilões de reserva de eólicas realizado em 2009), para aproximadamente 9%, em 2010, em função dos fatores descritos nas seções 2.2 e 2.3 desta dissertação. A diminuição do Risco Brasil, o fortalecimento do Real, o crescimento da economia brasileira, a melhoria da avaliação de risco das empresas e a diminuição da TJLP, da remuneração do agente de fomento ou do spread bancário são fatores que contribuem para o decréscimo da taxa de juros final a ser cobrada aos investidores em projetos de infra-estrutura no Brasil.

Especula-se que nos leilões a serem realizados nos próximos anos, a taxa de juros final a ser cobrada pelo BNDES para os investimentos em infra-estrutura seja pelo menos 0,5% menor do que a praticada atualmente, caso seja mantida a mesma taxa de decréscimo dos últimos anos.

Considerando uma redução de 0,5% a.a. na taxa de juros final a ser financiada pelos agentes de fomento em empreendimentos eólicos de 30 MW, bem como mantendo todos os outros fatores constantes, o novo fluxo de caixa apresenta TIR de aproximadamente 15,8% a.a. e VPL de aproximadamente R\$ 13.700.000,00, para uma taxa de desconto de 12% a.a. Fez-se o ajuste no índice de cobertura para respeitar as condições de financiamento do BNDES.

d) preço abaixo da média do último leilão de fontes alternativas

Conforme já mencionado, verifica-se que o preço selecionado dos projetos eólicos tem diminuído a cada novo leilão que se realiza (CCEE, 2010). Existe um indicativo de que, mantidas as regras gerais dos últimos leilões, poderão existir novas quedas de preço, até que eles se estabilizem ao longo do tempo.

Vários fatores motivam esta queda, dos quais podemos citar: (i) maior quantidade de investidores a habilitarem projetos, incluindo a participação crescente de empresas estatais ou fundos de pensão de estatais; (ii) custo decrescente nos equipamentos; e (iii) aumento do fator de capacidade dos projetos dos parques eólicos.

Considerando uma redução de 5% na tarifa a ser paga aos agentes de empreendimentos eólicos de 30 MW e mantendo todos os outros fatores constantes, o novo fluxo de caixa apresenta TIR de aproximadamente 13,6% a.a. e VPL pouco inferior à R\$ 6.500.000,00, para uma taxa de desconto de 12% a.a. Cabe ressaltar que foi necessário fazer o ajuste no índice de cobertura para respeitar as condições de financiamento do BNDES.

e) combinação dos fatores dos itens anteriores.

Vejamos agora se todos os fatores mencionados nos itens anteriores acontecessem simultaneamente. Esta análise de robustez indica a projeção da TIR e do VPL de um projeto eólico para os próximos anos, caso as regras gerais do edital e as políticas setoriais se mantenham praticamente inalteradas, considerando também que o parque eólico irá gerar energia cerca de 10 % abaixo dos parâmetros de projeto. O ajuste no índice de cobertura (alteração do valor a ser financiado e do *equity*) é necessário para respeitar as condições de financiamento do BNDES.

Mantidas as condições fixadas no parágrafo anterior aos agentes de empreendimentos eólicos de 30 MW e considerando todas as alterações dos itens anteriores simultaneamente, o novo fluxo de caixa, para o prazo de contratação de energia de 20 anos, apresenta TIR de aproximadamente 12,7 % (TIR mínima provável) a.a. e VPL em torno de R\$ 2.500.000,00, para uma taxa de desconto de 12 % a.a.

4 - ASPECTOS RELACIONADOS À RENTABILIDADE DAS USINAS EOLIOELÉTRICAS, TERMELÉTRICAS E HIDRELÉTRICAS

A construção do fluxo de caixa das fontes eólicas, termelétricas e hidrelétricas permitiu obter a sensibilidade no tocante às principais variáveis que interferem na rentabilidade destes projetos. Reitera-se que as hidrelétricas, as termelétricas e as eólicas são fontes de energia viáveis economicamente, considerando as premissas atuais definidas pelos governos.

Dentre as fontes alternativas de energia, as usinas eolioelétricas são as mais viáveis, conforme resultados do último leilão de fontes alternativas realizado em 2010. Entretanto, alguns aspectos serão levantados de tal forma que a viabilidade econômica da usina eolioelétrica aconteça de modo estável, e não apenas devido a uma conjuntura atual do país.

Um detalhe verificado no tocante às usinas termelétricas refere-se ao elevado custo do combustível utilizado para a geração de energia elétrica. No caso da usina estimada na presente dissertação, os custos de operação e manutenção, nos quais o combustível está inserido, equivalem a mais de 60% da receita bruta do empreendimento.

Cabe ressaltar que as premissas utilizadas no presente trabalho consideraram uma usina gerando com regularidade – ‘na base’ –, e conforme sua garantia física, pagando o preço do PPT pelo gás natural, ou seja, preço já subsidiado em cerca de 50% se comparado com os preços médios pagos pelos consumidores industriais.

Se analisarmos os dados de uma termelétrica a gás selecionada no último leilão desta fonte de energia, verifica-se que para ter a mesma rentabilidade do projeto termelétrico estimado nesta dissertação, é necessário uma geração máxima de 8% do tempo do contrato em sua garantia física. Em outras palavras, essa quantidade de energia gerada é 12,5 vezes menor que o projeto termelétrico hipotético considerado nesta dissertação.

Diante do exposto, verifica-se que as termelétricas estimadas neste trabalho só apresentaram viabilidade econômica porque o custo do combustível utilizado foi o do PPT (combustível subsidiado). Caso fosse utilizado o preço médio praticado no mercado, esta fonte de energia apresentaria VPL negativo.

É por este motivo que muitos especialistas do setor elétrico entendem que a relação custo/benefício das termelétricas contempladas no último leilão prejudica os consumidores cativos de energia elétrica, pois se repassa à tarifa um valor elevado, sendo que a energia efetivamente gerada é muito pequena. Evidentemente, se a termelétrica contemplada no leilão gerar durante curtos períodos, o custo de implantação, de manutenção e de operação dessa usina será diluído em uma quantidade menor de MWh gerados, ou seja, equivale a dizer que se está contratando uma usina com uma tarifa sabidamente alta.

Apesar disso, o ONS prevê uma crescente utilização da energia gerada pelas termelétricas a gás para os próximos anos, já que a construção de hidrelétricas de reservatório de acumulação é cada vez mais rara no país, em função dos impactos ambientais associados.

Um dos maiores problemas atuais existentes no planejamento da expansão do setor elétrico nacional refere-se ao descasamento entre a transmissão e geração de energia elétrica, o que impacta na rentabilidade dos projetos. Em outras palavras, é extremamente prejudicial a todos os agentes (sociedade, governo e investidores) que empreendimentos de geração de energia elétrica estejam com suas obras prontas ou na iminência de serem concluídas, mas não tenham como escoar a energia, dado que o sistema de transmissão definitivo a ser utilizado não está concluído.

Existem alguns casos que ilustram essa situação, como por exemplo, a UTE Porto do Pecém, a UHE Dardanelos, a UHE Jirau, a UHE Santo Antônio e algumas eólicas da região Nordeste que foram contempladas no leilão de fontes alternativas de 2010. É prejudicial que, nestes casos, os agentes só passem a auferir receita quando o sistema de transmissão provisório ou definitivo esteja comissionado e disponível para o sistema elétrico.

4.1 - RECOMENDAÇÕES DE MELHORIAS A SEREM ADOTADAS NAS DIRETRIZES GOVERNAMENTAIS DE USINAS EÓLICAS

O avanço tecnológico permite melhorar o rendimento e aumentar a vida útil dos equipamentos de geração de energia elétrica. Este entendimento se aplica às usinas eólicas. Quando maior o prazo de contratação da energia, baseado no aumento da vida útil de seus equipamentos, maior será a rentabilidade dos projetos eólicos. Portanto, sugere-se que, no médio prazo, os leilões de energia eólica tenham contratos de energia com durações ligeiramente superiores aos atuais.

O principal aspecto que trará ganhos aos investidores de eólicas é a vinda de mais fabricantes ao país, o que acarretaria maior concorrência e queda nos preços dos equipamentos, mesmo que a tarifa paga nos últimos leilões caia um pouco (aspecto positivo aos consumidores de energia) e, depois, se estabilize no médio prazo. A análise de sensibilidade do presente trabalho mostra que aumentaria bastante a rentabilidade de projetos eólicos com a queda no custo dos equipamentos. O Brasil tem potencial para receber pelo menos 10 fabricantes de equipamentos eólicos. Atualmente, existem três, estando outros três (Gamesa, Alstom e Suzlon) na iminência de se instalarem no país (Canal Energia, 2010).

Para que novos fabricantes se instalem, benefícios fiscais devem ser promovidos, assim como ocorre em outros setores da economia e em outros países. Para termos uma matriz energética predominantemente limpa, é fundamental a existência de incentivos às fontes alternativas de energia, e consequentemente, à toda cadeia produtiva. Os benefícios fiscais devem ser permanentemente mantidos, até porque a carga tributária no Brasil é elevada se comparada com outros países.

Por fim, sugere-se que o prazo de pagamento do financiamento bancário junto aos agentes de fomento seja elevado para pelo menos 20 anos para todas as fontes alternativas de energia elétrica, das quais as usinas eolielétricas fazem parte. A construção do fluxo de caixa permitiu ver que este fator contribui consideravelmente na rentabilidade dos projetos eólicos.

5 - CONCLUSÕES

O fluxo de caixa montado nesta dissertação para as fontes eólicas (usinas de 30 MW, cujo custo de instalação foi estimado em R\$ 120.000.000,00) apresentou uma TIR de aproximadamente de 15,1% a.a. Já o VPL foi pouco superior à R\$ 11.700.000,00, para uma taxa de desconto de 12% a.a. Diante de todo o exposto e levando em conta o principal objetivo desta dissertação, verificou-se que as usinas eólicas são viáveis economicamente na atual conjuntura do setor elétrico (considerando as políticas setoriais, as variáveis macroeconômicas e as políticas de fomento vigentes). A análise de sensibilidade apresentada nesta dissertação considerou uma significativa geração de energia abaixo do esperado e, mesmo assim, o projeto eólico mostrou-se viável economicamente.

A energia elétrica proveniente da utilização dos ventos vem apresentando crescimento expressivo da sua capacidade de geração nos últimos anos, especialmente na China (país líder mundial em GW instalados) e nos EUA. A Europa continua sendo a líder continental.

No Brasil, apesar de a utilização da energia eólica ainda ser pequena (atualmente o 21º colocado no ranking mundial), espera-se um enorme crescimento desta fonte para os próximos anos, aproveitado melhor o potencial eólico observado no território brasileiro, bem como provocando a diversificação da matriz energética do país, evitando a dependência ainda maior de chuvas para abastecerem as hidrelétricas ou dos combustíveis fósseis que suprem as usinas termelétricas.

Observando o Atlas de Energia Elétrica, a região Nordeste apresenta cerca da metade do potencial eólico brasileiro. A maior parte das outorgas de eólicas emitidas pelo governo federal concentra-se na região Nordeste.

Conforme demonstrado nesta dissertação, para se preservar a água dos reservatórios em períodos de baixo regime hidrológico, as usinas eólicas se apresentam como uma boa alternativa de complementar às usinas hidrelétricas. Existe uma complementaridade do regime de vento de várias cidades litorâneas do Rio Grande do Norte e do Ceará com as vazões verificadas no rio São Francisco. Portanto, se a costa litorânea da região Nordeste tiver uma quantidade razoável de usinas eólicas, a operação do sistema elétrico brasileiro ficaria menos dependente do “Velho Chico”, também conhecido como rio da integração nacional, por ser utilizado em diversos outros setores da economia brasileira.

O aumento na quantidade de fabricantes de equipamentos eólicos no país acarretará mais concorrência entre eles em busca de maior participação no mercado. Esta maior

competição provoca uma tendência de queda dos preços dos equipamentos utilizados para implantação das usinas eólicas. Por isso e por outros motivos demonstrados nesta dissertação, é provável que o preço médio relacionado à energia eólica diminua ainda mais nos próximos leilões. Com a entrada iminente de mais três fabricantes no Brasil (o dobro da quantidade atual), teremos inclusive benefícios para os consumidores de energia elétrica, com a possível queda adicional do valor da tarifa do leilão.

Deve ser realçado que a produção de eletricidade por meio de usinas eólicas se apresenta como uma alternativa viável, tanto em termos econômicos quanto ambientais. As usinas eólicas são as mais competitivas, se considerarmos apenas o rol de empreendimentos pertencentes ao grupo das fontes alternativas de energia.

O 2º Leilão de Fontes Alternativas e o 3º Leilão de Reserva ocorridos em agosto de 2010 foram dois grandes leilões de energia elétrica que tiveram a participação de empreendimentos eólicas. Pode-se afirmar que nos referidos leilões que a energia eólica foi a fonte que selecionou a maior quantidade de projetos e a maior quantidade de MW médios (garantia física).

Cerca de 90% do montante de energia contratado no 2º Leilão de Fontes Alternativas foi obtido das eólicas. Das 89 usinas participantes dos supracitados certames, 70 eram eólicas. O restante do leilão foi contemplado por empreendimentos termelétricos de biomassa e por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

O sucesso ocorrido nos últimos leilões que tiveram a participação de usinas eólicas fomentou o debate sobre a viabilidade econômica desta fonte de energia no país. O Brasil é favorecido em termos de regime de ventos, pois sua velocidade é cerca de duas vezes superior à média mundial, conforme verificado no Atlas de Energia Elétrica. Além disso, em boa parte dos casos, a velocidade costuma ser ainda maior em períodos secos.

O uso do recurso eólico para a geração de energia elétrica será mais intenso no Brasil, conforme informações recentes divulgadas pelo governo federal. O MME já planeja novos leilões para os próximos semestres. Nesse cenário, diversas oportunidades de investimento deverão surgir, bem como os agentes de fomento deverão participar de forma consistente no financiamento de boa parte dos empreendimentos eólicos.

O grande desafio do governo federal será transformar os fatores positivos da conjuntura atual em fatores definitivamente estáveis. Devem ser priorizadas as políticas de longo prazo, de forma a criar um ambiente mais seguro aos investidores e fabricantes de equipamentos eólicos. As sugestões fixadas nesta dissertação possibilitam ganhos para todos os agentes do setor, inclusive para os investidores e consumidores de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. ABEEÓLICA continua otimista e aposta em contratação de até 2 mil MW. Matéria disponibilizada no dia 09 de setembro de 2009 em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19294>>. Acesso em: 12 maio 2010.

_____ Renova Energia garante mais de R\$ 900 milhões em financiamento para parques eólicos. Matéria disponibilizada no dia 05 de janeiro de 2011 em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19632>>. Acesso em: 10 jan. 2011.

_____ Programa Confaz. Matéria disponibilizada no dia 21 de dezembro de 2010 em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19629>>. Acesso em: 10 jan. 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia versão 2008, 3ª edição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=659>>. Acesso em: 02 mar. 2011.

_____ Banco de Informação da Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 12 maio 2011.

_____ Audiência Pública sobre Valores Normativos. Custo de Instalação de Usinas Eólicas na Década de 90 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia.../1999/ap002/aneel_3.rtf>. Acesso em: 10 jan. 2011.

_____ Nota Técnica nº 067/2010-SRT/ANEEL, de 15 de julho de 2010, que dispõe Estabelecimento de critérios e premissas para a montagem da base de dados do programa Nodal para cálculo de longo prazo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, em atendimento as disposições da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007, para os novos empreendimentos de geração de energia elétrica partícipes do Leilão nº 05 de Energia de Reserva de 2010 (LER de Eólica, Biomassa e PCH) e do Leilão nº 07/2010 de Fontes Alternativas de energia (PCH, Biomassa e Eólica).

_____ Resolução Homologatória nº 1.101, de 17 de dezembro de 2010, que estabelece as quotas de custeio e as de energia elétrica, para o ano de 2011, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 22 dez. 2010.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil. Apresentação da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM. Rio de Janeiro, 2010.

AVES DE RAPINA DO BRASIL. Aves de Rapina e as Usinas Eólicas. Matéria disponibilizada no dia 14 de abril de 2010 em: < http://www.avesderapinabrasil.com/materias/avesderapina_usinaseolicas.htm. Acesso em: 14 nov. 2010.

AWEA – *American Wind Energy Association*. Emissão de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: < <http://www.awea.org>>. Acesso em: 14 nov. 2010.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 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 nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 29 abr. 2002.

_____ Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 16 mar. 2004.

_____ Decreto nº 5.025, de 30 de março de 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. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 31 mar. 2004.

_____ Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 30 jul. 2004 – Edição Extra.

_____ Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 17 jan. 2008.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Condições de Financiamento para Projetos de Infraestrutura. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/index.html>. Acesso em: 25 jan. 2011.

CAMARGO, Ivan. Notas de Aula do Professor da disciplina de Energia Elétrica 1 do Mestrado em Regulação e Gestão de Negócios (REGEN). UnB, 2009.

CANAL ENERGIA. Brasil poderá contar com 10 fabricantes de equipamentos. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/secoes/Principais_Noticias.asp?data=02/09/2010> . Acesso em: 10 dez. 2010.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões de Energia. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 14 nov. 2010.

CEPEL ELETROBRAS. Potencial eólico do Brasil. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas_introducao.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2010.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos – Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 2009.

DUTRA, Ricardo Marques. Energia Eólica – Princípios e Tecnologia. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, Rio De Janeiro, 2009.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Plano Anual do PROINFA - PAP 2011. Rio de Janeiro.

_____ Leilão de Energia Proveniente de Geração Eólica. Complementaridade com as Hidrelétricas. XX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife, 2009.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 408 p.

_____ Demanda de Energia – 10 anos (Informe à Imprensa). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110222_2.pdf>. Acesso em: 25 fev 2011.

_____ Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos. Nota Técnica DEA 03/11. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20110222_1.pdf>. Acesso em: 25 fev 2011.

EWEA – *European Wind Energy Association. Wind Energy: the facts. Part I – Technology.* Bruxelas: EWEA, 2009. 568 p.

FILHO, Nelson Casarotto e KOPITTKE, Bruno Hartmut. *Análise de Investimentos*, 8ª edição, Editora Atlas S.A. São Paulo, 1998.

GOLDEMBERG, José. *Energia e Meio Ambiente no Brasil.* Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. São Paulo, 2006.

GWEC – *Global Wind Energy Council.* Dados da Capacidade Instalada Mundial de Empreendimentos Eolielétricos. Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?>

id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=279&tx_ttnews[backPid]=4&cHash=ada99bb3b6>.

Acesso em: 04 fev. 2011.

HUNT, Sally and Graham Shuttleworth. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons, 1996.

JORNAL DA ENERGIA. GE anuncia mais 400MW em contratos de turbinas eólicas no Brasil. Matéria publicada em 06 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=5217>. Acesso em: 22 Dez. 2010.

LAYTON, Julia. Como Funciona a Energia Eólica. Traduzido por *HowStuffWorks* Brasil, 2006. Disponível em: <<http://ambiente.hsw.uol.com.br/energia-eolica.htm>>. Acesso em: 14 nov. 2010.

LOPES, Alexandre Morais. Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal. Dissertação de Mestrado da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP. Porto, 2009.

MARCONDES, C. Leilão da Aneel consagra energia eólica como viável. O Globo. Notícia publicada em agosto de 2010. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/mat/2010/08/27/leilao-da-aneel-consagra-energia-eolica-como-viavel-917495354.asp>>. Acesso em: 01 set. 2010.

MME – Ministério de Minas e Energia. Atas do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html>. Acesso em: 15 Jan. 2011.

_____ Portaria MME nº 366, de 30 de setembro de 2009, que aprova a sistemática para o Leilão para contratação de energia de reserva, de que trata o art. 1º, inciso II, da Portaria MME nº 147, de 30 de março de 2009, específico de fonte eólica, promovido pela ANEEL, direta ou indiretamente, em 2009. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 1º out. 2010.

_____ Portaria MME nº 565, de 11 de junho de 2010, que aprova as diretrizes para o Leilão de energia proveniente de fontes alternativas de geração, de que trata a Portaria MME nº 555, de 31 de maio de 2010, a ser realizado pela ANEEL. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 14 jun. 2010.

MOLLY, J.P. Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil. DEWI Magazin Nr. 25, DEWI Wilhelmshaven, 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Tendência é gerar mais térmicas”. Matéria publicada em 11 de janeiro de 2011. Disponível em: <<http://www.clipnaweb.com.br/ons/consulta/materia.asp?mat=225651>>. Acesso em: 15 Jan. 2011.

_____ Histórico da geração de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 04 Fev. 2011.

_____ Histórico da Energia Armazenada. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 15 Jan. 2011.

PAULA, Cláudio Paiva. Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada. Tese de Doutorado do Programa de Interunidades de Pós Graduação EP, FEA, IEE e IF da USP. São Paulo, 2004.

PETRY, Adriane P. e MATTUELLA, Jussara L. Módulo II do Curso de Introdução à Energia Eólica. Sindicato dos Engenheiros - SENGE/RS, Porto Alegre, 2010.

PORTAL BRASIL. Variáveis Macroeconômicas (Dólar, Euro e Risco País). Disponível em: <http://www.portalbrasil.net/2011/economia/dolar_riscopais_janeiro.htm>. Acesso em: 18 jan. 2011.

RECEITA FEDERAL. Legislação Tributária de Pessoa Jurídica. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br>>. Acesso em: 20 Jan. 2011.

RESENDE, José Guilherme de Lara. Notas de Aula do Professor da disciplina Finanças Para Reguladores do Mestrado em Regulação e Gestão de Negócios (REGEN). UnB, 2010.

ROSA, Victor Hugo da Silva. Energia Elétrica Renovável em Pequenas Comunidades no Brasil: em Busca de um Modelo Sustentável. Tese de Doutorado do Centro de Desenvolvimento Sustentável da UnB. Brasília, 2007.

ROSAS, P.A.C. & ESTANQUEIRO, A.I. Guia de Projeto elétrico de Centrais Eólicas. “Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica”, Vol. 1, Recife, 2003.

SANTOS, W.L. “Um controle supervisor de centrais eólicas para solucionar problemas de integração elétrica”, Recife, 2006, 88p (Dissertação de Mestrado – UFPE).

SILVA, N.F. Fontes de Energias Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: o caso da Energia Eólica. Tese de doutorado em Ciências em Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste. Aspectos Relacionados ao FNDE. Disponível em: <<http://www.sudene.gov.br/site/menu.php?cod=173&idioma=ptbr&hotsite=0>>. Acesso em: 04 jan. 2011.

_____ Incentivos Fiscais – Redução de IRPJ para Novos Empreendimentos. Disponível em: <<http://www.sudene.gov.br/site/extra.php?cod=89&idioma=ptbr>>. Acesso em: 04 jan. 2011.

WCED – *World Commission on Environment and Development*. Conceito de Desenvolvimento Sustentável. Relatório “Nosso Futuro Comum”, também conhecido como “Relatório Brundtland”, 1991.

WWEA – *World Wind Energy Association (Org)*. *World Wide Energy Report 2009*. Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf>. Acesso em: 12 dez. 2010.

ANEXOS

Anexo 1 – Dados do Fluxo de Caixa de Usinas Eólioelétricas

Principais Dados do Fluxo de Caixa das Usinas Eólioelétricas	Valor
Potência Instalada	30 MW
Custo de Instalação	R\$ 4.000/kW
Preço Médio	R\$ 131,40/MWh
Taxa de Juros do Financiamento	8,92% a.a.
Inflação	4,5% a.a.
Fator de Capacidade	0,488
Garantia Física (% da Potência Instalada)	45,2%
Receita com MDL por Mês	R\$ 57.352,00
Taxa Interna de Retorno	15,1%
Valor Presente Líquido (12% de Taxa de Desconto)	R\$ 11.700.000,00

Anexo 2 – Dados do Fluxo de Caixa de Usinas Termelétricas

Principais Dados do Fluxo de Caixa das Usinas Termelétricas	Valor
Potência Instalada	300 MW
Custo de Instalação	US\$ 1.000/kW
Valor Médio do Dólar	US\$ 1,00 = R\$ 1,70
Preço Médio	R\$ 140,00/MWh
Taxa de Juros do Financiamento	8,92% a.a.
Inflação	4,5% a.a.
Fator de Capacidade	0,90
Garantia Física (% da Potência Instalada)	57,8%
<i>Heat Rate</i>	7.231 Btu/kWh
Custo do Combustível (Padrão PPT) com Impostos e Transporte	US\$ 7,32/10 ⁶ Btu
Taxa Interna de Retorno	14,4%
Valor Presente Líquido (12% de Taxa de Desconto)	R\$ 42.000.000,00

Anexo 3 – Dados do Fluxo de Caixa de Usinas Hidrelétricas

Principais Dados do Fluxo de Caixa das Usinas Hidrelétricas	Valor
Potência Instalada	300 MW
Custo de Instalação	R\$ 4.000/kW
Preço Médio (70% no ACR e 30 % no ACL)	R\$ 112,00/MWh
Taxa de Juros do Financiamento	8,92% a.a.
Inflação	4,5% a.a.
Fator de Capacidade	0,648
Garantia Física (% da Potência Instalada)	60,0 %
Taxa Interna de Retorno	16,2%
Valor Presente Líquido (12% de taxa de desconto)	R\$ 265.000.000,00

Anexo 4 – Comparação dos Resultados das Três Fontes Pesquisadas

Fonte	Investimento (R\$/kW)	Prazo (anos)	Tarifa (R\$/MWh)	Garantia Física	TIR	Taxa de Desconto	VPL (R\$)
Eólica de 30 MW	4.000	20	131,4	45,2%	15,1%	12%	11.700.000,00
10 Eólicas de 30 MW	4.000	20	131,4	45,2%	15,1%	12%	117.000.000,00
Termelétrica de 300 MW	1.700	25	140,0	57,8%	14,4%	12%	42.000.000,00
Hidrelétrica de 300 MW	4.000	30	112,0	60,0%	16,2%	12%	265.000.000,00

Anexo 5 – Resultados após Análise de Sensibilidade do Fluxo de Caixa das Eólicas

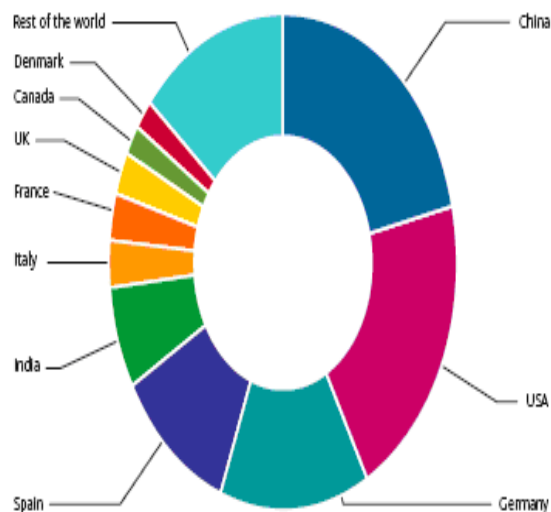
Eólica de 30 MW	TIR	Taxa de Desconto	VPL (R\$)
a) Situação Básica	15,1%	12%	11.700.000,00
b) Geração de Energia 10% abaixo do esperado	12,2%	12%	840.000,00
c) Custo dos Equipamentos 5% abaixo do esperado	16,7%	12%	16.300.000,00
d) Taxa de Juros do Financiamento 0,5% abaixo do esperado	15,8%	12%	13.700.000,00
e) Preço 5% abaixo se comparado com o valor médio do último leilão	13,6%	12%	6.500.000,00
f) combinação simultânea dos itens b), c), d) e e) acima citados	12,7%	12%	2.500.000,00

Anexo 6 – Evolução dos Parâmetros de Projetos de Empreendimentos Eolielétricos nos EUA
Fonte: DoE (dos EUA).

Status da Tecnologia	1980	1997	Após 2000
Custo [US\$/kWh]	0,35 – 0,40	0,05 – 0,07	< 0,04
Custo de Capital [US\$/kWh]	2.000 – 3.000	500 - 800	< 500
Vida Útil [anos]	5 - 7	25 -30	> 30
Fator de Capacidade (média) [%]	15	25 - 30	> 30
Disponibilidade	50 – 65	95	> 95
Faixa de Potência [kW]	50 –150	300 – 1.000	500 – 2.000

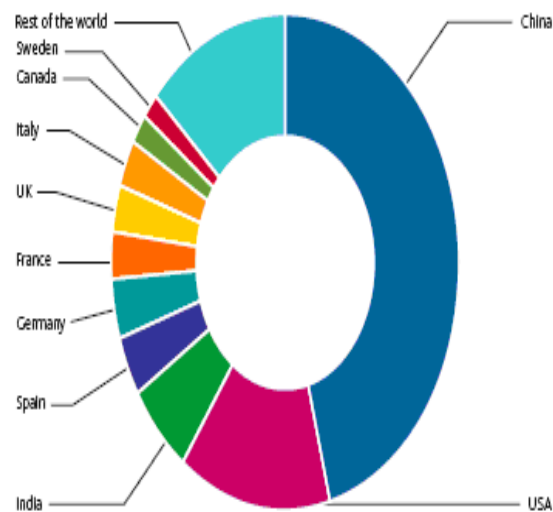
Anexo 7 – Dados da Capacidade Instalada Mundial das Usinas Eólioelétricas
 Fonte: GWEC, 2011.

TOP 10 CUMULATIVE CAPACITY DEC 2010



Country	MW	%
China	42,287	21.8
USA	40,180	20.7
Germany	27,214	14.0
Spain	20,676	10.6
India	13,065	6.7
Italy	5,797	3.0
France	5,660	2.9
UK	5,204	2.7
Canada	4,009	2.1
Denmark	3,752	1.9
Rest of the world	26,546	13.7
Total TOP 10	167,844	86.3
World Total	194,390	100

TOP 10 NEW INSTALLED CAPACITY JAN-DEC 2010



Country	MW	%
China	16,500	46.1
USA	5,115	14.3
India	2,139	6.0
Spain	1,516	4.2
Germany	1,493	4.2
France	1,086	3.0
UK	962	2.7
Italy	948	2.6
Canada	690	1.9
Sweden	603	1.7
Rest of the world	4,750	13.3
Total TOP 10	31,052	86.3
World Total	35,802	100