



**Caroline da Silva Pantoja**

**Teoria das Opções Reais: Uma  
Abordagem em Energia Eólica**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia de Produção do  
Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. José Paulo Teixeira

Rio de Janeiro

Abril de 2013



**Caroline da Silva Pantoja**

## **Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem em Energia Eólica**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. José Paulo Teixeira**

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

**Prof. Marco Antonio Guimarães Dias**

Petróleo Brasileiro – Rio de Janeiro

**Prof. Marta Corrêa Dalbem**

Universidade do Grande Rio

**Prof. Fabio Rodrigo Siqueira Batista**

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

**Prof. José Eugenio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 26 de abril de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem a autorização da universidade, da autora e do orientador.

### **Caroline da Silva Pantoja**

Graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense (2004). Trabalhou como economista na ELETROBRAS (2006) e na PETROBRAS (2007 – 2008). Atualmente, é economista do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

#### Ficha Catalográfica

Pantoja, Caroline da Silva

Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem em Energia Eólica/ Caroline da Silva Pantoja; orientador: José Paulo Teixeira. – Rio de Janeiro PUC, Departamento de Engenharia Industrial, 2013.

139 f.: il. ; 29,7 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Energia eólica. 3. Setor elétrico brasileiro. 4. Teoria das Opções Reais. 5. Simulação Monte Carlo. 6. Comercialização de energia. I. Teixeira, José Paulo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

A Deus e aos meus pais, sem os quais nada seria possível.

## Agradecimentos

Aos meus pais, Domingas e Luiz, pelo apoio incondicional. Deixo registrado aqui todo meu amor, admiração, respeito e gratidão, pois o que tenho de melhor devo integralmente a vocês;

Aos meus irmãos Alexandre e Álvaro pela amizade e parceria sempre, vocês são realmente especiais em minha vida;

A toda minha família, em especial minha sobrinha Ana Clara e minha avó Diolcina, pela torcida e carinho;

Aos irmãos que a vida me apresentou, meus Amigos, por todo incentivo, companheirismo, paciência e, principalmente, por todos os momentos inesquecíveis que tive e que ainda irei compartilhar com vocês;

Ao meu orientador Professor José Paulo Teixeira pela parceria, disponibilidade e ensinamentos para realização do trabalho;

Ao Professor Marco Antonio Guimarães Dias por contribuir bastante na realização da dissertação e pela generosidade em transmitir seus conhecimentos;

À Professora Marta Corrêa Dalbem pelas sugestões que levaram a ideia central desta dissertação e por todos os ensinamentos compartilhados;

Aos colegas do BNDES pela generosidade na troca de conhecimento dos principais assuntos abordados neste trabalho;

Aos professores que participaram da Comissão examinadora;

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Industrial pela ajuda e conhecimento transmitido.

## Resumo

Pantoja, Caroline da Silva; Teixeira, José Paulo (Orientador). **Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem em Energia Eólica**. Rio de Janeiro, 2013. 139p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por diversas mudanças. A reforma iniciada em 1993 implicou na alteração da característica do setor de ser até então majoritariamente estatal. As alterações no SEB nos anos de 2003 e 2004 implementaram os chamados Ambientes de Contratação Regulado e Livre, respectivamente ACR e ACL. Recentemente, mais mudanças estruturais marcaram o SEB com a nova Lei de nº 12.783/13, que trata da renovação das concessões do setor. Neste contexto, destacam-se os empreendimentos eólicos e seu aumento de participação na matriz elétrica brasileira. A matriz elétrica brasileira permanece majoritariamente hídrica, contudo o segmento eólico tem se destacado nos leilões de energia, apresentando com frequência preços mais competitivos que projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e térmicas movidas à biomassa. Desta forma, dada a importância crescente da fonte eólica de energia, o presente trabalho propõe a aplicação de um modelo de avaliação de uma planta eólica em condições de incerteza, com a utilização da Teoria das Opções Reais. A flexibilidade abordada no trabalho em tela foi incorporada na escolha do mecanismo de venda da energia gerada. Neste sentido, considerou-se que o montante de energia não negociado no ACR (através de Leilões regulados) poderá ter a opção de ser negociado em contratos bilaterais no ACL ou liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Os resultados indicaram um aumento no valor do projeto com a inclusão desta flexibilidade.

## Palavras-chave

Energia eólica; Setor elétrico brasileiro; Teoria das Opções Reais; Simulação Monte Carlo; Comercialização de energia.

## Abstract

Pantoja, Caroline da Silva; Teixeira, José Paulo (Advisor). **Real Option Theory: An Approach to Wind Power**. Rio de Janeiro, 2013. 139p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The Brazilian Electric Power Industry (SEB) has been going through many changes. The reform begun in 1993 resulted in a modification on characteristics of this sector that was mainly controlled by the government until that time. The changes in SEB occurred in 2003 and 2004 resulted in the creation of the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL). Recently, new modifications happened in this sector with the law number 12.783/13, which regulates the Renovation of Concessions in the sector. In this context, it can be highlighted the wind power projects and their increasing participation in Brazilian electricity generation matrix. The Brazilian electricity generation matrix is still concentrated in hydroelectrical generation. However, wind power plants have been standing out in the last auctions, with more competitive prices than Small Hydro Power (PCH) and biomass projects. Therefore, considering the increasing importance of wind power source, this work proposes the application of an investment model under uncertainty for evaluating a wind power plant using the Real Option Theory. The flexibility used in this work refers to the choice of the mechanism for selling the generated energy. In this sense, it was assumed that the amount of generated energy which wouldn't be contracted in the ACR could have the possibility of being negotiated in contracts in the ACL or it would be sold in the short-term market through the Differences Settlement Price (PLD). Results indicate an increase in the project value with the inclusion of this flexibility.

## Keywords

Wind Power; Brazilian Electric Power Industry; Real Option Theory; Monte Carlo Method; Energy Selling.

# Sumário

1. Introdução	16
2. Teoria das Opções Reais	18
2.1. Teoria tradicional para análise de projetos	19
2.2. Opções financeiras	23
2.3. Modelo Black-Sholes-Merton	25
2.4. Tipo de Opções Reais	29
2.5. Métodos de Soluções de Opções Reais	30
2.6. Processos estocásticos	33
2.6.1. Processo de Markov	34
2.6.2. Processo de Wiener	34
2.6.3. Processo Generalizado de Wiener	35
2.6.4. Processo de Itô	36
2.6.5 Movimento Geométrico Browniano (MGB)	36
2.6.6. Processo de Reversão à Média	40
2.6.7. Processo de Poisson	44
3. Energia eólica e panorama mundial	46
3.1. A energia eólica	46
3.2. Componentes dos aerogeradores e tecnologias	51
3.3. Panorama no mundo	60
3.3.1. China	65
3.3.2. Estados Unidos	67
3.3.3. Alemanha	68
3.3.4. Espanha	70
3.3.5. Índia	71
4. Evolução do segmento eólico brasileiro	73
4.1. Histórico do setor elétrico no Brasil	73
4.1.1. Renovação das concessões	77
4.2. Panorama no Brasil	79
4.3. Indústria eólica no Brasil	85
4.4. Leilões de energia no Brasil e evoluções do segmento eólico brasileiro	88
5. Estudo de caso: projeto eólico	94
5.1. Regras dos leilões de energia no Brasil	94
5.2. 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010	98
5.2.1. Regras 2º LFA – CCEAR por disponibilidade eólica	98
5.3. Fluxo de Caixa: premissas	103



5.4. Simulações dos ventos	107
5.5. Preços de Energia no modelo	109
5.5.1. Preço de liquidação de diferenças	111
5.5.1.1. Modelagem PLD	115
5.5.2. Preço contrato bilateral no Ambiente de Contratação Livre - Modelagem	121
5.6. Projeto eólico com a aplicação de opções reais	124
6. Conclusão	132
6.1. Trabalhos futuros	136
7. Referências bibliográficas	137

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Representação gráfica de um MGB com <i>drift</i> positivo	37
Figura 2.2 – Representação gráfica de um processo de reversão à média com tendência de queda de preços	41
Figura 3.1 – Escala de decibéis	48
Figura 3.2 – Turbinas de eixo horizontal, multipás, uma pá, duas e três	52
Figura 3.3 – Turbinas de eixo vertical	52
Figura 3.4 – Principais componentes e subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal	53
Figura 3.5 – Detalhes de um aerogerador no interior da nacele	54
Figura 3.6 – Tipos de torres: (A) Torre estaiada, (B) Torre treliçada e (C) Torre tubular	56
Figura 3.7 – Estrutura de custos de aerogeradores de vários projetos	57
Figura 3.8 – Evolução do aerogeradores em capacidade instalada e diâmetro do rotor	59
Figura 3.9 – Capacidade instalada no mundo	60
Figura 3.10 – Ranking top 10 capacidade instalada acumulada até 2011 e em 2011	61
Figura 3.11 – Financiamento de projetos realizados por bancos de desenvolvimento (por segmento)	63
Figura 3.12 – Top 10 fabricantes mundiais de aerogeradores	64
Figura 3.13 – Reposicionamento da cadeia de fornecedores globais de eólica	65
Figura 3.14 – Evolução da capacidade instalada de eólica na China	66
Figura 3.15 – Evolução da capacidade instalada nos Estados Unidos	68

Figura 3.16 – Evolução da capacidade instalada de eólica na Alemanha (2001 – 2011)	69
Figura 3.17 – Evolução da capacidade instalada de eólica na Espanha (2001 – 2011)	70
Figura 3.18 – Evolução da capacidade instalada de eólica na Índia (2001 – 2011)	71
Figura 4.1 – Evolução da capacidade instalada de eólica n Brasil (2005 – 2011)	81
Figura 4.2 – Potencial eólico distribuído por regiões brasileiras	82
Figura 4.3 – Complementariedade da fonte hídrica e eólica	83
Figura 4.4 – Participação dos fornecedores no PROINFA e Leilões de 2009 e 2010	88
Figura 4.5 – Evolução dos preços eólicos n Brasil	89
Figura 5.1 – Exemplos do mecanismo de ressarcimento no quadriênio	102
Figura 5.2 – Curva de desempenho / potência calculada e garantida pelo fornecedor da turbina	108
Figura 5.3 – Exemplo de simulação da série sintética de ventos e dos VPLs do parque eólico	109
Figura 5.4 – Contabilização da energia disponível no sistema	111
Figura 5.5 – Histórico do PLD nos últimos 6 anos	114
Figura 5.6 – Estrutura básica de um algoritmo genético	116
Figura 5.7 – Evolução preço CMO de set/00 até dez/05	123
Figura 5.8 – Distribuição dos valores presentes (VP) do projeto com a opção de <i>switch</i>	129
Figura 5.9 – Distribuição dos valores presentes (VP) do projeto com a opção de <i>switch</i> ( <i>spot</i> x ACL com penalidade)	130
Figura 5.10 – Valor Presente Médio do Projeto: sensibilidade à volatilidade do preço no ACL	130
Figura 5.11: Valor Presente Médio do projeto: sensibilidade à Taxa Ajustada ao Risco do PLD.	131

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Comparação opção financeira versus opção real	25
Tabela 2.2 – Métodos de soluções de opções reais	30
Tabela 3.1 – Causa de morte de aves	50
Tabela 3.2 – Capacidade instalada por regiões acumulada até 2011	62
Tabela 4.1 – Resumo de mudanças no Setor Elétrico	76
Tabela 4.2 – Benefício para o ACR do Regime de Cotas	79
Tabela 4.3 – Empreendimentos elétricos em operação no Brasil	80
Tabela 4.4 – Projetos no âmbito do PROINFA	84
Tabela 4.5 – Fabricantes de naceles / turbinas, pás e torres	87
Tabela 4.6 – Evolução do custo de instalação e fatores de capacidade médio	90
Tabela 4.7 – Panorama das eólicas no Brasil por estados	91
Tabela 4.8 – Ranking das empresas por MW instalado	92
Tabela 5.1 – Diferença dos leilões de energia de reserva	96
Tabela 5.2 – Diferença dos Leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas	97
Tabela 5.3 – Datas de início e término dos quadriênios	100
Tabela 5.4 – Principais premissas adotadas para elaboração do fluxo de caixa determinístico	103
Tabela 5.5 – Fluxo de caixa projetado	105
Tabela 5.6 – VP determinístico	106
Tabela 5.7 – Resultado dos parâmetros do processo de reversão à média indicadas pelo algoritmo genético	119
Tabela 5.8 – Estatística descritiva do CMO (Junho/03 a Dez/05)	124
Tabela 5.9 – Resumo de premissas para simulações neutras ao risco	128

## **Símbolos, Acrônimos e Abreviaturas**

ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CCEAR – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CER – Contrato de Energia de Reserva  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CMPC – Custo Médio Ponderado de capital  
EBITDA – Earning Before Interest Taxes, Depreciation and Amortization  
EDP – Equação Diferencial Parcial  
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GW – Giga Watt  
GWEC – Global Wind Energy Council  
GWh – Giga Watt-hora  
kW – Kilo Watt  
kWh – Kilo Watt-hora  
LER – Leilão de Energia de Reserva  
LFA – Leilão de Fontes Alternativas  
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica  
MCP – Mercado de Curto Prazo  
MGB – Movimento Geométrico Browniano  
MMC – Método (ou Simulação) de Monte Carlo  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MRM – Movimento de Reversão à Média  
MW – Mega Watt  
MWh – Mega watt-hora  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
OR – Opção Real

PCH – Pequenas centrais Hidrelétricas

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PPA – Power Purchase Agreement

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado nacional

SMC – Simulação Monte Carlo

TIR – Taxa Interna de Retorno

TOR – Teoria da Opções Reais

TWh – Tera Watt-hora

Var – Value at Var – Value at Risk

VP – Valor Presente

VPL – Valor presente Líquido

W - Watt

Wh – Watt-hora

WACC – Weighted Average Cost of Capital

*Quero, um dia, poder dizer às pessoas  
que nada foi em vão... que vale a pena  
se doar às amizades às pessoas, que a  
vida é bela sim, e que eu sempre dei o  
melhor de mim... e que valeu a pena.*

Adriana Britto, *Certezas*

## Introdução

A energia eólica vem apresentando um aumento de sua participação no mundo, a capacidade instalada total no final de 2011, conforme Relatório de 2011 (Global Wind 2011 Report) publicado pela Global Wind Energy Council (GWEC) era de 237.669 MW. No Brasil, embora a matriz elétrica seja predominantemente hidráulica, a participação deste segmento vem se intensificando. Nos leilões recentes de compra e venda de energia elétrica, os empreendimentos eólicos figuraram-se vencedores e se mostraram mais competitivos em termos de preço do que, por exemplo, os projetos à biomassa ou mesmo projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

O aumento significativo de participação no setor elétrico implica em novas oportunidades de investimento. Tais oportunidades exigem a análise de viabilidade por parte dos empreendedores e a captura do valor destas, o que por vezes os métodos tradicionais de avaliação não são capazes de fazer. O presente trabalho tem o objetivo de capturar o valor da flexibilidade, através da Teoria das Opções Reais (TOR), que projetos desta natureza podem apresentar.

A presente dissertação apresentará, dentre outros aspectos, a análise de uma opção de venda de energia produzida por uma planta eólica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou liquidação da mesma no Mercado de Curto Prazo (MCP), trata-se, portanto, de uma opção de *switch*/troca.

Neste sentido, considerou-se que o gerador venderá a maior parte de sua energia no ACR (Ambiente de Contratação Regulada), ambiente este onde não foram consideradas opções. O montante não negociado no ACR, o gerador poderá vender no ACL em contratos bilaterais de 1 ano ou ao PLD. Para isto, montou-se uma sequência de 20 opções europeias.

Os resultados obtidos visam auxiliar a tomada de decisão de empreendedores, com o intuito de tentar capturar o impacto no valor do projeto na presença de tal flexibilidade.



Esta dissertação foi organizada em 7 capítulos. O presente capítulo pretende informar o objetivo principal do trabalho em tela.

O segundo capítulo abordará a Teoria das Opções Reais, onde serão apresentadas as discussões envolvendo a Teoria Tradicional para Análise de Projetos, os tipos de opções e o arcabouço teórico que envolve a metodologia da Teoria das Opções Reais.

O terceiro capítulo apresentará a energia eólica e seu panorama no mundo. O intuito deste capítulo é elucidar as questões técnicas da energia eólica, como por exemplo, os componentes dos aerogeradores, as tecnologias existentes. Por fim, o capítulo procura mostrar o panorama do setor eólico no mundo, com destaque para os países que mais se destacam neste segmento: China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia.

O quarto capítulo trará a evolução do segmento eólico brasileiro. Primeiramente, ilustrando o histórico do setor elétrico no Brasil para em seguida analisar a inserção desta fonte no contexto brasileiro.

No quinto capítulo será apresentado o estudo de caso de uma planta eólica na presença de uma opção de *switch* (*mix* de contratos de venda com a flexibilidade na venda de parte de sua energia). O capítulo começa dando um panorama sobre os leilões no Brasil e tratará, em mais detalhe, o leilão específico considerado para o estudo de caso. Em seguida, são apresentadas as premissas do fluxo de caixa, a modelagem e os processos estocásticos considerados. Por fim o impacto no valor do projeto.

O sexto capítulo trará as conclusões e sugestões para futuros trabalhos a serem desenvolvidos no assunto.

Por fim, no sétimo capítulo serão apresentadas as referências bibliográficas.

## Teoria das Opções Reais

Uma Opção Real (OR) é um direito e não obrigação, para tomada de decisão, a um custo pré-determinado chamado preço de exercício, por um período de tempo para o exercício da opção. No caso mais simples de analogia com opções financeiras, o valor da opção real depende de seis variáveis básicas, a saber: o valor do ativo base, o preço de exercício, o tempo de expiração da opção, o desvio padrão do valor do ativo base, a taxa livre de risco ao longo da vida da opção e a taxa percentual de distribuição de dividendos (fluxos de caixa do projeto) que podem ser pagos pelo ativo base. (Copeland e Antikarov, 2003).

Os métodos mais tradicionais para avaliação de projetos são os mais utilizados, com destaque para o método do VPL (Valor Presente Líquido, ou Net Present Value) e da TIR (Taxa Interna de Retorno). Neste sentido, a Teoria das Opções Reais se mostra como uma metodologia mais moderna para aplicação em análise de projetos e decisões sob incerteza. Esta Teoria complementa as ferramentas corporativas de análise econômica de projetos já utilizadas.

Segundo Titman e Martin (2008), a teoria das opções reais auxilia na análise de um projeto toda vez que se verificam duas condições: (1) um ambiente de incerteza; e (2) o administrador pode responder às mudanças de cenários alterando a trajetória pela qual investimento é implementado, o que significa flexibilidade gerencial. Dixit & Pindyck (1994) mencionam uma terceira condição, irreversibilidade do investimento. Ou seja, é útil se pensar em opções reais, quando se tem escolhas (opções) que podem ser feitas antes de um investimento ser implementado e/ou escolhas (opções) que estão disponíveis quando o projeto já está em operação.

São diversos os tipos de incertezas, tais como incertezas econômicas, correlacionadas aos movimentos gerais da economia (modelada com processos

estocásticos). Existem também as incertezas técnicas e estratégicas, esta última relacionada à ação de outras empresas<sup>1</sup>.

No que tange ao segmento eólico, segundo Dalbem (2010) a incerteza de um projeto eólico é proveniente basicamente do comportamento dos ventos, risco este específico de cada projeto. Além disso, outra incerteza citada é uma possível alteração da política de contratação de energia eólica.

Sendo assim, neste capítulo serão abordados os temas que envolvem o arcabouço teórico das OR e que servirão de base para aplicação no estudo de uma planta eólica no capítulo 5 da presente dissertação.

## 2.1

### Teoria Tradicional para Análise de Projetos

O método do VPL (Valor Presente Líquido, ou Net Present Value) e a TIR (Taxa Interna de Retorno) são os mais utilizados para avaliação de projetos. O VPL é calculado descontando os fluxos de caixa esperados à uma taxa ajustada ao risco de mercado do projeto.

Desta forma, conforme Dixit e Pindyck (1994), como regra simples usualmente seguem-se os seguintes passos: 1) Calcula-se o valor presente da sequência esperada de fluxos de caixa que o projeto irá gerar; 2) Calcula-se o valor presente do fluxo de despesas (custos, gastos) requeridos para a implantação do projeto; e 3) Por último, determina-se a diferença entre os dois valores presentes, conforme fórmula abaixo no caso discreto<sup>2</sup>:

$$VPL = \frac{\sum FC_t}{(1+k)^t} - \frac{\sum I_t}{(1+k)^t} \quad (1)$$

<sup>1</sup> Acessado em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/ind2272.html>: Notas de aula do Prof. Marco Antonio Guimarães Dias

<sup>2</sup> No caso de tempo contínuo utiliza-se integral no lugar de somatório e é usado  $e^{-kt}$  no lugar de  $(1+k)^{-t}$ .

Onde:

$FC_t$  representa o fluxo de caixa no t-ésimo período;

$I_t$  representa o investimento no t-ésimo período; e

$k$  é o custo do capital

Como regra de decisão teremos: faça o projeto se o VPL for positivo e se o VPL for negativo não faça o projeto. O objetivo na utilização do VPL é achar alternativas de investimentos que valham mais do que custam aos seus patrocinadores. No caso em que houver dois projetos mutuamente exclusivos, em geral escolhe-se o de maior VPL.

A TIR por sua vez tem como objetivo encontrar uma taxa intrínseca de rendimento, ou seja, é a taxa de retorno do projeto (Samanez, 2007). Sendo assim, a TIR será a taxa que torna o VPL nulo, conforme expressão abaixo:

$$VPL = \frac{\sum FC_t}{(1 + TIR)^t} - \frac{\sum I_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

Como regra de decisão geral teremos que se a TIR for maior que  $k$  o projeto será economicamente viável. A TIR apresenta algumas limitações e contradições, como, por exemplo, quando há projetos mutuamente exclusivos de escalas diferentes. Um exemplo em que a utilização da TIR pode apresentar limitações é no caso de projetos que tenham mais de uma inversão de sinal (fluxos positivos e negativos de forma alternada). Neste caso, haverá o problema das múltiplas taxas internas de retorno.

Segundo Copeland e Antikarov (2003) é possível estimar o valor de um projeto tomando seus fluxos de caixa livres esperados e descontando eles pelo CMPC (Custo Médio Ponderado de Capital), sendo este a taxa ajustada ao risco. Ou de outra forma, ajustar ao risco o fluxo de caixa e descontá-lo pela taxa livre de risco. O resultado deve ser o mesmo.

O CMPC ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) é a média ponderada dos custos das diversas fontes que financiam um ativo, ou seja, parte da ideia que o projeto é financiado simultaneamente com capital próprio e de terceiros, ou seja, o CMPC é a média ponderada do custo do capital próprio e de terceiros. Considera-se para fins de cálculo o custo do capital próprio depois do imposto de renda, uma vez que é permitido deduzir os juros para se obter um benefício fiscal. A Fórmula do CMPC é dada a seguir:

$$\text{CMPC} = k_D(1 - \gamma) \frac{D}{D + E} + k_E \frac{E}{D + E} \quad (3)$$

Onde:

$k_D$  é o custo de capital de terceiros;

$\gamma$  é alíquota de imposto;

$k_E$  é o custo do capital próprio;

$D$  é a dívida; e

$E$  é o capital próprio.

A outra forma de estimar o valor de um projeto segundo Copeland e Antikarov (2003), está baseada na ideia da certeza equivalente (método da neutralidade ao risco). Como citado anteriormente, seria ajustar ao risco o fluxo de caixa e descontá-lo pela taxa livre de risco, ajustando assim o numerador e não o denominador como na abordagem do CMPC. Os autores utilizam como base a abordagem do CAPM, reorganizando as equações do beta do CAPM e do valor presente chegam a seguinte fórmula<sup>3</sup>:

$$\text{VP} = \frac{E[FC] - \lambda_m \text{COV}[FC, R_m]}{1 + r_f} \quad (4)$$

---

<sup>3</sup> Copeland e Antikarov (2003), capítulo 3, p.72

Onde:

$E[FC]$ : fluxo de caixa esperado;

$\lambda_m = \frac{E[R_m] - r_f}{VAR[R_m]}$ : o preço de mercado do risco;

$COV[FC, R_m]$ : covariância entre o fluxo de caixa e retorno do mercado  $R_m$ ; e

$r_f$ : taxa livre de risco.

O CAPM por sua vez é dado pela soma da taxa livre de risco  $r_f$  mais um prêmio de risco dado por  $\beta(\bar{R}_m - r_f)$ . Num mercado em equilíbrio, risco e retorno são ligados. Desta forma, temos que a taxa ajustada ao risco será o retorno esperado (ou exigido) pelos investidores para assumir o risco de um ativo. Quanto maior o risco sistemático (não diversificável), maior o retorno exigido pelo investidor (Dias, 2011)<sup>4</sup>. A fórmula do CAPM é dada a seguir:

$$k = r_f + \beta(\bar{R}_m - r_f) \quad (5)$$

Onde:

$k$  é a taxa ajustada ao risco;

$\beta$  é a covariância entre o retorno do mercado e o ativo dividido pela variância do mercado.

Como dito anteriormente, as abordagens tradicionais de avaliação de projetos, como o VPL, não capturam possíveis flexibilidades gerenciais que possam existir no projeto. Contudo, entender o arcabouço teórico da teoria tradicional é importante, uma vez que ambos utilizam fluxos de caixa descontados a valor presente e ambos utilizam o custo de oportunidade do capital (Copeland e

---

<sup>4</sup> Acessado em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/ind2272.html>: Versão anterior das notas de aula do Prof. Marco Antônio Guimarães Dias

Antikarov, 2003). Sendo assim, a diferença fundamental está na presença da flexibilidade na abordagem das OR.

Trigeorgis (1996) afirma que o método do VPL, em geral ignora ou não captura de forma apropriada as flexibilidades gerenciais. Desta forma, este método presume que as escolhas gerenciais se limitam à decisão inicial.

## 2.2

### Opções Financeiras

Ross et al. (2002) afirmam que um derivativo é um instrumento financeiro cujos resultados e valores derivam, ou dependem de um ativo primitivo ou objeto (ativo base). São exemplos de derivativos, os contratos a termo, futuro, *swaps* e também as opções financeiras.

Há ainda ativos contingentes, que se diferenciam dos derivativos por serem mais abrangentes, ou seja, são ativos que dependem de qualquer variável ativo ou não, por exemplo, índice de inflação. Mas atualmente, o termo derivativo tem sido usado mesmo quando a variável básica não é um ativo (Dias, 2011).

As opções financeiras por sua vez dão o direito de comprar (opção de compra - *call*) ou vender (opção de venda - *put*) um ativo  $S$ , por um certo preço  $K$  (preço de exercício) até uma certa data  $T$  (data de vencimento da opção). Neste sentido, destaque-se a diferença entre a opção europeia e a americana. A opção europeia só pode ser exercida na data de seu vencimento, enquanto a opção americana pode ser exercida a qualquer momento, até a data de vencimento (Ross, et al., 2002). Sendo assim, a opção é um direito, e não uma obrigação, sendo que o detentor da mesma a exercerá de forma racional somente se for favorável ao exercício.

Segundo Blank (2008), de forma geral, nos mercados de ações, o valor de uma opção  $F_t$  escrita sobre a ação  $S_t$  será função de:

$$F_t = u(S_t, r_f, X, T, \sigma, \delta) \quad (6)$$

Onde:

$S_t$  é o valor do ativo no tempo  $t$ ;

$r_f$  é a taxa livre de risco;

$X$  é o preço de exercício da opção;

$T$  é o vencimento da opção;

$\sigma$  é a volatilidade dos retornos do ativo; e

$\delta$  é a taxa de dividendos do ativo  $S$ .

Na data de expiração a opção de compra só deve ser exercida se  $S > X$  (valor do ativo básico maior que o preço de exercício), ou seja, ela está *in the money* (caso contrário ela está *out of money*), o valor da opção na expiração será então  $F_T = \text{Máximo}[S_T - X, 0]$ . Por sua vez, a opção de venda, na expiração só deve ser exercida se  $S < X$  (*in the money*), o valor da opção na data de expiração será  $F_T = \text{Máximo}[X - S_T, 0]$ . Quando  $S = X$ , então é dito que a opção está *at the money* (Hull, 2008).

Antes da expiração, a opção de compra tem valor positivo, ainda que  $S < X$ , isto acontece devido à incerteza do valor de  $S$  na data de vencimento, ou seja, o valor positivo advém da possibilidade da opção se tornar valiosa.

Para opções europeias de compra ( $c$ ) e venda ( $p$ ), com mesmo preço de exercício e com mesma expiração e preço inicial  $S_0$ , vale a equação de paridade *put e call* abaixo (Hull, 2008):

$$c - p = S_0 e^{-\delta T} - X e^{-r_f T} \quad (7)$$

Ao comparar as opções financeiras com as opções reais, há que se destacar que nas opções reais, os ativos básicos são do tipo não financeiros. Desta forma, conforme levantado por Blank (2008), por analogia, uma oportunidade de



investimento em um projeto pode ser considerada uma opção real e ser comparada, desta forma, à opção financeira, respeitando as seguintes correspondências entre as variáveis, conforme a Tabela 2.1 abaixo:

Tabela 2.1 – Comparação Opção Financeira *versus* Opção Real. Fonte: Blank (2008).

<b>Opção Financeira</b>	<b>Opção Real</b>
Preço da ação	Valor do projeto
Preço de exercício da opção	Valor do investimento no projeto
Taxa de dividendos da ação	Fluxo de caixa gerado pelo investimento
Taxa livre de risco	Taxa livre de risco
Volatilidade dos retornos da ação	Volatilidade do valor do projeto
Tempo de expiração da opção	Tempo de expiração da oportunidade de investimento

As analogias, contudo, devem respeitar diferenças entre as opções financeiras e reais, conforme abordado em Dias (2011), algumas delas são apresentadas a seguir: 1) as opções financeiras são tipicamente de curto prazo, menores que 1 ano; 2) ativos financeiros, tais como ações, não podem ter valores negativos, enquanto um projeto pode ter valor negativo; 3) opções reais são mais complexas que as financeiras; 4) nas opções reais há tempo de construção do empreendimento; e 5) o cálculo de  $\delta$  (taxa de distribuição de dividendos) é dada pela média das razões anuais entre o fluxo de caixa e o valor do projeto ( $FC_t / S_t$ ).

## 2.3

### Modelo Black-Sholes-Merton

No início dos anos 70, Black e Scholes (1973) e Merton (1973) desenvolveram um modelo que significou um avanço no que se refere à precificação de opções (Hull, 2008).

A equação de Black & Scholes & Merton, daqui por diante B&S&M, é a solução de uma Equação Diferencial Parcial (EDP). A EDP é a mesma se americana ou europeia, se de compra ou de venda. O que vai definir o tipo de opção serão as condições de contorno da EDP (Dias, 2011).

As premissas utilizadas para derivar a equação diferencial de B&S&M, dentre outras, são (Hull, 2008):

- O preço da ação segue um Movimento Geométrico Browniano (MGB)<sup>5</sup> com  $\mu$  (taxa esperada de retorno da ação por ano) e  $\sigma$  são constantes;
- Não há custos de transação, os ativos são perfeitamente divisíveis;
- A taxa de juros livre de risco é conhecida e constante;
- Não há pagamento de dividendos durante a vida da opção. Esta premissa vale no caso do *paper* de Black & Scholes. No *paper* de Merton, há a previsão de pagamento de dividendos que é o caso que interessa em opções reais;
- Retornos instantâneos dos ativos apresentam distribuição normal (preços apresentam distribuição lognormal).

O processo estocástico que descreve o comportamento do preço da ação , MGB, que faz parte das premissas descritas anteriormente é dado pela equação a seguir (Hull, 2008):

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad (8)$$

Onde:

$dz = \varepsilon \sqrt{dt}$  é conhecido como o incremento de Wiener (termo aleatório) e a variável aleatória  $\varepsilon \sim N(0,1)$ .

A equação (8) está em tempo contínuo. Uma versão em tempo discreto é dada a seguir:

---

<sup>5</sup> Movimento Geométrico Browniano (MGB) é um caso particular do Processo de Itô. Geralmente é o processo utilizado para modelar preço de ações, preços de produtos e outras variáveis financeiras e econômicas (Dixit e Pindyck, 1994). Os Processos estocásticos serão tratados no item 2.6 do presente capítulo.

$$\frac{\Delta S}{S} = \mu dt + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (9)$$

A variável  $\Delta S$  é a mudança no preço da ação  $S$ , num intervalo curto de tempo  $\Delta t$ . O termo da direita ( $\mu dt + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t}$ ) representa o retorno gerado pela ação num curto período de tempo,  $\mu dt$  é o valor esperado deste retorno e  $\sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t}$  é o componente estocástico do retorno.

Isto posto, a ideia subjacente à EDP de B&S&M consiste em montar um portfólio livre de risco composto por uma posição no derivativo (opção) e uma posição no ativo básico (ação), que neste caso não paga dividendos. Este método é conhecido como *Contingent Claims* (Método dos ativos contingentes). Desta forma, na ausência de oportunidades de arbitragem, o retorno do portfólio deve ser a taxa livre de risco  $r_f$  (Hull, 2008). Para se chegar à EDP de B&S&M usa-se, primeiramente, o Lema de Itô para expandir  $dF$  dado pela fórmula a seguir:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial S} dS + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} (dS)^2 + \frac{\partial F}{\partial t} dt. \quad (10)$$

Como anteriormente informado, o Lema de Itô é usado para expandir  $dF$  em relação a  $S$  e em relação a  $t$ , bem como a equação do processo estocástico de  $S$  para  $(dS)^2$ , por fim chega-se na EDP de B&S&M. A seguir é apresentada a versão sem dividendos, demonstrada em Hull (2008, p. 287 -288):

$$\frac{\partial F}{\partial t} + r_f S \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} = r_f F \quad (11)$$

No caso da ação pagar dividendos,  $\delta$ , teremos a seguinte equação de B&S&M:

$$\frac{\partial F}{\partial t} + (r_f - \delta) S \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} = r_f F \quad (12)$$

Como pode ser visto em (11) e (12), nenhuma dessas equações envolve qualquer variável que seja afetada pelas preferências de risco do investidor, ou seja, todas elas são independentes das preferências ao risco. Isto advém do Princípio da Neutralidade ao Risco, segundo Hull (2008), a ferramenta mais importante na análise de derivativos.

A utilização da taxa livre de risco,  $r_f$ , deve-se às seguintes razões:

- No método dos ativos contingentes, forma-se uma carteira sem risco e o retorno de carteira sem risco tem de ser a taxa livre de risco, do contrário haveria arbitragem;
- No método da mudança de medida de probabilidade (método da neutralidade ao risco, medida neutra ao risco, medida equivalente de Martingale, que será abordado no item 2.4 deste trabalho) o valor esperado (ponderado pelas probabilidades) é penalizado, de forma que o retorno passa a ser a taxa livre de risco.

Por fim, convém destacar que no caso de uma opção europeia de compra antes do vencimento, a solução analítica da equação diferencial para obtenção de seu valor ( $c$ ) é dada a seguir:

$$c = Se^{\delta\tau} N(h) - Xe^{-r_f\tau} N(h - \sigma\sqrt{\tau}) \quad (13)$$

Onde:

$$h = \left[ \ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r_f - \delta + \frac{1}{2}\sigma^2\right)\tau \right] \frac{1}{\sigma\sqrt{\tau}} ; e$$

$N(\cdot)$  é função distribuição normal padrão acumulada.

A fórmula, acima, trata-se da solução de uma equação diferencial parcial, que depende de seis parâmetros, a saber:  $S_t$  (valor do ativo no tempo  $t$ ),  $X$  (preço de exercício da opção),  $\sigma$  (medida pelo desvio-padrão da taxa de retorno do ativo

básico, isto é  $dS/S$ ,  $\tau = T - t$  (tempo que falta para expiração, sendo  $t$  a data corrente),  $r_f$  e  $\delta$  (medido por um percentual aplicado sobre  $S$ ).

## 2.4

### Tipos de Opções Reais

São vários os tipos de opções reais, tais como: adiar o investimento, opção de expandir, opção de contrair, parada temporária (*shut-down*), abandonar, opção de *default*, mudança de uso (*switch use*). Estes exemplos foram levantados em Trigeorgis (1996).

A opção de adiar o investimento pode ser vista como uma opção de compra americana. Neste sentido, o investidor possui o direito, mas não a obrigação, para postergar o investimento. A flexibilidade de adiar o investimento permite que haja a possibilidade de se beneficiar de um movimento aleatório favorável no valor do projeto. Ao mesmo tempo não implica que se o movimento do preço for desfavorável haverá prejuízo, pois não há a mesma obrigação simétrica de investir num cenário desfavorável (Trigeorgis, 2006).

Uma opção de expandir também pode ser vista como uma opção de compra, neste sentido o investidor terá a flexibilidade de alterar a escala do projeto. Desta forma, a oportunidade de investimento inicial pode ser visto como a escala inicial, mas o projeto teria ainda uma opção de compra numa oportunidade futura (Trigeorgis, 2006).

A opção de contrair, por sua vez, pode ser vista como uma opção de venda em cima de uma parte do projeto, onde o preço de exercício será o valor das despesas previstas da parte que será cancelada. Segundo Trigeorgis (2006), a opção de contrair, assim como a de expandir, são particularmente valiosas no caso de lançamento de novos produtos em mercados incertos.

A opção de parada temporária permite que o investidor tenha a flexibilidade de paralisar sua planta quando receitas provenientes da operação não são suficientes para cobrir os custos variáveis de operar. Neste caso, a operação pode

ser paralisada por um tempo, sendo vista, desta forma, como uma opção de compra (Trigeorgis, 1996).

Abandonar um projeto por seu valor de liquidação também foi outra opção abordada por Trigeorgis (1996). Sendo assim, se as condições de mercado se alterarem no futuro, de forma que o projeto não se torne mais atrativo, este poderá ser abandonado. Neste sentido, a opção de abandono pode ser vista como uma opção americana de venda.

Há também a opção de *switch use*, esta opção permite que o investidor tenha a flexibilidade na troca de insumos, por exemplo, uma planta térmica flex que possa operar à base de carvão ou óleo combustível. A opção de *switch* também pode ser verificada quando se permite a troca de contratos de venda. Esta última aplicação foi a utilizada para modelar a opção do presente trabalho. Como poderá ser verificado no Capítulo 5 utilizou a opção *switch*, com a possibilidade do gerador vender parte da energia do parque eólico em contratos bilaterais no ACL ou liquidá-la ao PLD (Preço de Liquidação de Diferenças).

## 2.5

### Métodos de Soluções de Opções Reais

São vários os métodos de solução de opções reais, a depender se estamos tratando de tempo contínuo ou discreto, se há pouca ou muitas variáveis estocásticas. A Tabela 2.2 apresenta os métodos de solução das opções reais:

Tabela 2.2. – Métodos de Soluções de Opções Reais. Fonte: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/ind2272.html>.

Métodos de Solução de OR	Portfólio Sem Risco (não arbitragem)	Tempo discreto (binomial/lattice)		
		Tempo Contínuo (Equação diferencial)	Solução Analítica	
			Solução Numérica	
	Medida Neutra ao Risco (medida de martingale)	Binomial & Outros Lattice (tempo discreto)		
		Simulação Monte Carlo	OR Européia	
			OR Americana	Mínimos Quadrados
				Evolucionário
				Outros
	Programação Dinâmica			
	Método Integral			

A construção de um portfólio sem risco, como anteriormente mencionado, contendo o ativo básico e  $n$  unidades do derivativo  $F(S)$ , onde  $n$  é tal que o portfólio é sem risco, permitindo assim que o mesmo seja descontado à taxa livre de risco, possibilita superar um problema de difícil solução. Este problema é a definição da taxa de desconto do derivativo (opção). O CAPM permite calcular o prêmio de risco de um ativo  $S$  e logo a taxa ajustada ao risco  $k$ , contudo, embora  $F(S)$  seja um ativo de risco, o risco de  $F(S)$  não é igual ao risco de  $S$  (Dias, 2011).

O Método da Neutralidade ao Risco, por sua vez, não supõe que os investidores são neutros ao risco. No CAPM, para obter o valor presente pode-se utilizar a taxa ajustada ao risco usando probabilidades reais. O Método de neutralidade ao risco permite que com probabilidades adequadas (artificiais), também chamadas de probabilidades neutras ao risco, possa-se obter o valor presente descontando a taxa livre de risco. Ou seja, o valor esperado do ativo básico é penalizado (certeza equivalente), subtraindo um prêmio de risco de sua tendência (Dias, 2011). A probabilidade neutra ao risco é mostrada a seguir:

$$q = \frac{1 + r_f - d}{u - d} \quad (14)$$

Onde:

$q$  é probabilidade neutra ao risco;

$d$  é o *downside*  $S^-/S$ , o  $S$  representa o valor do ativo base na data atual e  $S^-$  o valor do ativo básico num cenário negativo; e

$u$  é o *upside*  $S^+/S$ , o  $S^+$  é o valor do ativo básico num cenário positivo.

Como anteriormente comentado, a Teoria das Opções Reais complementa o ferramental tradicional de análise de projetos. Segundo Trigeorgis (1996), as

abordagens tradicionais de avaliação são inadequadas na presença de flexibilidades, por causa da assimetria causada pelos direitos proporcionados com as opções sem a contrapartida simétrica da obrigação de exercer. Neste caso, na tentativa de capturar tais flexibilidades gerenciais e as assimetrias geradas, o autor sugere como regra o VPL expandido (ou valor da opção real), conforme fórmula a seguir:

$$VPL_{\text{expandido}} = VPL_{\text{estático}} + VOR \quad (15)$$

Onde:

$VPL_{\text{estático}}$  é o VPL obtido pelo método tradicional; e

$VOR$  é o prêmio líquido da flexibilidade (líquido do valor intrínseco que é o VPL estático).

Destaque-se ainda as diferenças de métodos de solução das ORs quando se trabalha em tempo discreto ou tempo contínuo. Cox, Ross e Rubinstein (1979) desenvolveram um modelo binomial popular tendo por base método neutro ao risco e considerando não arbitragem para precificar opções em tempo discreto. O modelo é resolvido por *backward induction* (de trás para frente), com a escolha adequada de  $u$  e  $d$  para a árvore recombinar ( $u = 1/d$ ) e considerando que a distribuição dos retornos é normal.

Quando estamos tratando de tempo contínuo, para realizar a modelagem faz-se necessário a EDP da opção  $F(S, t)$  e suas condições de contorno. Neste sentido, as ferramentas necessárias são: 1) o Lema de Itô; e 2) Otimização sob incerteza. O primeiro permite escrever as relações existentes entre a variável de interesse ( $F$ ) e as variáveis de estado<sup>6</sup> ( $Z, t$ ), onde  $Z$  é um vetor de variáveis estocásticas, por exemplo, o valor do ativo básico  $S$  e o investimento  $I$ , que seguem processos estocásticos específicos. Como exemplo de otimização sob

---

<sup>6</sup> Em Dias (2011), a variável utilizada como variável de estado é  $X$ , como a variável  $X$  já foi utilizada ao longo da presente dissertação como o preço de exercício, utilizou-se  $Z$ .



incerteza, por sua vez, têm-se: a programação dinâmica sob incerteza, *contingent claims*, método integral, etc (Dias, 2011).

Por fim, convém destacar também a importância da Simulação de Monte Carlo (SMC) como ferramenta para solução de problemas com opções reais. Segundo Hull (2008), quando se tem várias variáveis estocásticas, a SMC é geralmente utilizada.

Segundo Blank (2008), a aplicação da SMC na precificação de opções reais é interessante, pois descarta a necessidade de escrever equações diferenciais e permite a simulação direta dos processos estocásticos de várias fontes de incerteza simultaneamente.

O método de Monte Carlo faz simulação (*forward*) e não (*backward*). Contudo, quando se tem a regra ótima de exercício, a SMC pode ser um método mais fácil e flexível. Por fim, para fazer a simulação, com um dado processo estocástico contínuo, é preciso discretizá-lo. Uma forma de discretização é a de Euler de 1ª ordem, onde, por exemplo, para uma função qualquer  $P(t)$  que se queira discretizar, ter-se-á no lugar de  $dP$ ,  $\Delta P$ , onde  $dt$  vira  $\Delta t$ <sup>7</sup>.

## 2.6

### Processos Estocásticos

O tratamento das incertezas do projeto é um aspecto de relevância na análise de opções reais. Neste sentido, destaque-se que na maior parte dos casos é assumido que estes fatores de incerteza seguem um processo estocástico, ou seja, sua evolução no tempo tem um componente de aleatoriedade. Estes processos podem ser classificados como a tempo discreto ou a tempo contínuo.

Em relação a suas propriedades estatísticas (média e variância, principalmente), um processo estocástico pode ser caracterizado como estacionário ou não-estacionário. O primeiro mantém as mesmas propriedades ao

---

<sup>7</sup> Ver, por ex., [http://www.puc-rio.br/marco.ind/sim\\_stoc\\_proc.html](http://www.puc-rio.br/marco.ind/sim_stoc_proc.html) e o livro de Kloeden e Platen (1992) para uma relação das equações diferenciais estocásticas que admitem solução (discretização) exata.

longo do tempo, enquanto o segundo as propriedades mudam ao longo do tempo (Araújo, 2004).

### 2.6.1

#### Processo de Markov

Processo de Markov é um tipo de processo estocástico onde somente o valor corrente de uma variável é relevante para prever o futuro. Desta forma, a distribuição de probabilidades de  $x_{t+1}$  depende somente de  $x_t$ . Sendo assim, a estimativa para o instante seguinte é feita unicamente com base na última informação disponível, e não no histórico (Dixit & Pindyck, 1994).

### 2.6.2

#### Processo de Wiener

O Processo de Wiener é um tipo particular de Processo de Markov, processo este de tempo contínuo, que possui três propriedades importantes, a saber:

- É um processo de Markov, ou seja, necessita apenas de sua distribuição de probabilidade e o seu valor atual para fazer uma previsão do valor futuro da variável;
- As variações no processo seguem uma distribuição normal, com variância aumentando linearmente com o intervalo de tempo;
- Possui incrementos independentes, ou seja, a variação num determinado intervalo de tempo é independente das variações em outros intervalos.

Formalmente, se  $z(t)$  é um Processo de Wiener, então qualquer variação em  $z$ ,  $\Delta z$ , num intervalo  $\Delta t$  satisfaz às seguintes condições:

- A relação entre  $\Delta z$  e  $\Delta t$  é dada por  $\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$ , onde  $\varepsilon_t \sim \text{Normal}(0,1)$ ;
- $E[\varepsilon_t \varepsilon_s] = 0$  para todo  $t \neq s$

Da primeira condição tem-se que  $\Delta z$  tem distribuição normal com as seguintes média e variância:

- Média:  $E(\Delta z) = E(\varepsilon_t \sqrt{\Delta t}) = \sqrt{\Delta t} E(\varepsilon_t) = 0$ ; (16)

- Variância:  $Var(\Delta z) = Var(\varepsilon_t \sqrt{\Delta t}) = \Delta t Var(\varepsilon_t) = \Delta t \cdot 1 = \Delta t$  (17)

### 2.6.3

#### Processo Generalizado de Wiener

O Processo de Wiener Generalizado, conhecido também como Movimento Browniano com *drift*, para uma variável  $x$  pode ser definido em termos de  $dz$  da seguinte forma:

$$dx = adt + b dz \quad (18)$$

onde  $a$  e  $b$  são constantes,  $dz = \varepsilon \sqrt{dt}$  e  $\varepsilon \sim N(0,1)$

Sendo assim,  $dx$  possui distribuição normal com:

$$E[dx] = adt \quad (19)$$

$$Var[dx] = b^2 dt \quad (20)$$

#### 2.6.4

##### Processo de Itô

O Processo de Itô é semelhante ao Processo generalizado de Wiener, sendo que neste caso o *drift* e a variância são funções do estado e do tempo, podendo ser representado da seguinte forma:

$$dx = a(x,t)dt + b(x,t)dz \quad (21)$$

Onde:

- $a(x,t)$  = drift ou tendência instantânea do processo de Itô;
- $b^2(x,t)$  = taxa de variância instantânea do processo;
- $dz$  = incremento de Wiener

O Processo de Itô apresenta as seguintes propriedades estatísticas:

- $E(dx) = a(x,t)dt$  ;
- $Var(dx) = b^2(x,t)dt$  .

#### 2.6.5

##### Movimento Geométrico Browniano (MGB)

O Movimento Geométrico Browniano (MGB) é um caso particular do processo de Itô. Geralmente é utilizado para modelar preço de ações, preços de produtos e outras variáveis financeira e econômicas. Uma das críticas à utilização do MGB é o fato de que este processo pode divergir, levando  $x(t)$  para o infinito (Dixit & Pindyck, 1994).

No MGB há uma tendência de se distanciar do seu ponto inicial. Para certas variáveis econômicas, como preço de ações, esta suposição pode parecer realista, porém para outras não (Araújo, 2004).

Desta forma, fazendo na equação (21)  $a(x,t) = \alpha x$  e  $b(x,t) = \sigma x$ , onde  $x$  representa preço,  $\alpha$  e  $\sigma$  são constantes, obtém-se:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \quad (22)$$

A maior parte dos estudos de opções reais assume que fatores de incerteza (preço do petróleo, por exemplo) seguem um MGB. Ele possui as seguintes propriedades estatísticas:

- $E[x(t)] = x_0 e^{\alpha t}$ ;
- $Var[x(t)] = x_0^2 e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1)$

No MGB, a tendência é um crescimento (ou queda exponencial) e os preços tem uma distribuição lognormal com variância crescendo com o horizonte temporal, conforme a Figura 2.1:

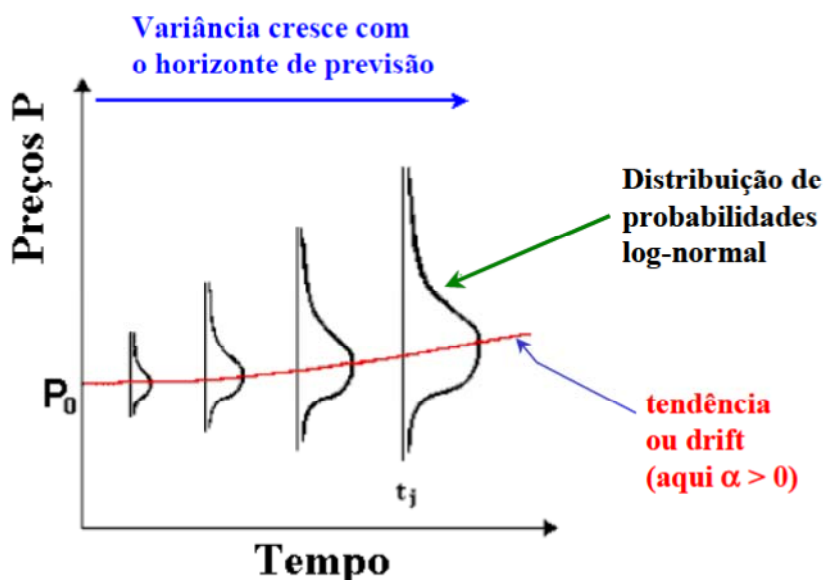


Figura 2.1: Representação gráfica de um MGB com *drift* positivo. Fonte: Notas de Aula Professor Marco Antonio Guimarães Dias. Disponível em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind>

Como foi mencionado anteriormente nas equações (16) e (17), o percentual de variação de  $x$ ,  $\Delta x / x$ , é normalmente distribuído.

A seguir para simulação do preço futuro ( $x$ ) teremos que obter a expressão recursiva do MGB. Neste sentido, fazendo uso do Lema de Itô, já descrito anteriormente no item 2.3 deste capítulo, derivamos o processo seguido pelo  $\ln x$ , onde  $G = \ln x$ . Logo:

$$\frac{\partial G}{\partial x} = \frac{1}{x} \quad \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} = -\frac{1}{x^2} \quad \frac{\partial^2 G}{\partial t} = 0 \quad (23)$$

Considerando os valores para  $a$  e  $b$  da equação (22), tem-se o seguinte:

$$\begin{aligned} dG &= \frac{1}{x} dx - \frac{1}{2} \frac{1}{x^2} (dx)^2 \\ dG &= \frac{1}{x} (\alpha x dt + \sigma x dz) - \frac{1}{2} \frac{1}{x^2} (\alpha x dt + \sigma x dz)^2 \\ dG &= \alpha dt + \sigma dz - \frac{1}{2x^2} (\alpha^2 x^2 \underbrace{dt^2}_0 + 2\alpha\sigma \underbrace{dtdz}_0 + \sigma^2 x^2 \underbrace{dz^2}_1) \\ dG &= \alpha dt + \sigma dz - \frac{1}{2} \sigma^2 dt \\ dG &= \left(\alpha - \frac{1}{2} \sigma^2\right) dt + \sigma dz \end{aligned} \quad (24)$$

Dado que  $\alpha$  e  $\sigma$  são constantes, a equação (24) indica que  $G$  segue um processo generalizado de Wiener, que possui taxa de desvio constante de  $\alpha = \sigma^2 / 2$  e taxa de variância constante  $\sigma^2$ . Assim, em um intervalo finito de tempo  $\Delta t$ , a variação no logaritmo de  $x$ ,  $\ln(x_t) - \ln(x_{t-1})$ , é normalmente distribuído com:

$$E = \left[ \ln \frac{x_t}{x_{t-1}} \right] = \left( \alpha - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \Delta t \quad (25)$$

$$Var = \left[ \ln \frac{x_t}{x_{t-1}} \right] = \sigma^2 \Delta t \quad (26)$$

Então, discretiza-se a equação (25), considerando-se a variação no logaritmo de  $x$  e notando que  $dz$  correspondente ao incremento de Wiener:

$$\ln \left( \frac{x_t}{x_{t-1}} \right) = \left( \alpha - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \Delta t + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (27)$$

Rearrmando a equação (27), encontra-se a expressão do Movimento Geométrico Browniano para simular o preço futuro de um ativo:

$$x_t = x_{t-1} * \exp \left\{ \left( \alpha - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \Delta t + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t} \right\}, \varepsilon \sim N(0,1) \quad (28)$$

Destaque-se que a equação (28) trata-se da expressão utilizada para simulação real. A depender da aplicação, pode-se simular tanto o processo estocástico real, como o processo estocástico neutro ao risco. A simulação real é utilizada, geralmente, para aplicações em *Value-at-Risk*, simulações para *hedge*, estimativa de probabilidades de exercício de opção, tempo esperado para exercício, etc. Vale ressaltar, que a simulação real do ativo básico, requer a utilização da taxa ajustada ao risco (Dias, 2011).

A simulação neutra ao risco, por sua vez, é utilizada para valoração de opções e derivativos. Esta simulação tem como vantagem a possibilidade da utilização da taxa livre de risco como uma taxa de desconto adequada. O processo é neutralizado ao risco alterando a sua tendência, utilizando o *drift* neutro ao risco,  $r - \delta$ , este último é igual ao *drift* real menos o prêmio de risco ( $\alpha - \pi$ ). A equação da simulação neutra ao risco para um MGB é apresentada na equação a seguir:

$$x_t = x_{t-1} * \exp\left\{\left(r - \delta - \frac{1}{2}\sigma^2\right)\Delta t + \sigma\varepsilon\sqrt{\Delta t}\right\}, \varepsilon \sim N(0,1) \quad (29)$$

O MGB foi utilizado para modelar o preço no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a Equação 29 foi utilizada para simular o referido preço. As razões para utilização deste processo estocástico serão detalhadas no capítulo 5, item 5.5.2. Conforme mencionado por Alves (2011), apesar de sua aceitação, o modelo apresenta algumas limitações e pressupostos, tais como:

- Tendência constante do preço;
- Dificuldade de captura da estrutura complexa de volatilidade dos ativos energéticos (volatilidade estrutural e provenientes de sazonalidade, etc)
- Incapacidade de gerar picos de preços, como os encontrados por vezes no setor elétrico.

### 2.6.6

#### Processo de Reversão à Média

As incertezas responsáveis pela volatilidade dos projetos na maior parte das vezes são modeladas como um Movimento Geométrico Browniano (MGB) no estudo de opções reais, o que simplifica a modelagem. Contudo, tal simplificação em determinados casos pode levar a erros de superestimação do valor das opções reais, gerando uma decisão de investimento não ótima (Bastian-Pinto, 2009).

Segundo Dias (2005), muitos especialistas argumentam que para preços de *commodities* em geral é mais realista utilizar o processo de reversão à média devido à lógica econômica de balanço entre oferta e demanda. Contudo, cabe destacar que os modelos de reversão à média, têm a estimação de parâmetros mais complicada que no caso do MGB.

O Modelo de Reversão à Média (MRM) tem como pano de fundo a lógica da microeconomia, ou seja, quando os preços estão deprimidos (ou abaixo de sua média de longo prazo), a demanda desse produto tende a aumentar, ao passo que sua produção tende a diminuir o que causa a elevação dos preços, e vice-versa



(Bastian-Pinto, 2009). No MRM, a tendência é de que o preço reverterá em direção à média de Longo Prazo. Sendo assim, enquanto no curto prazo os preços podem variar aleatoriamente, no longo prazo eles tendem a retornar para um nível próximo ao seu custo marginal.

A Figura 2.2 a seguir apresenta graficamente um exemplo típico de um processo de reversão à média:

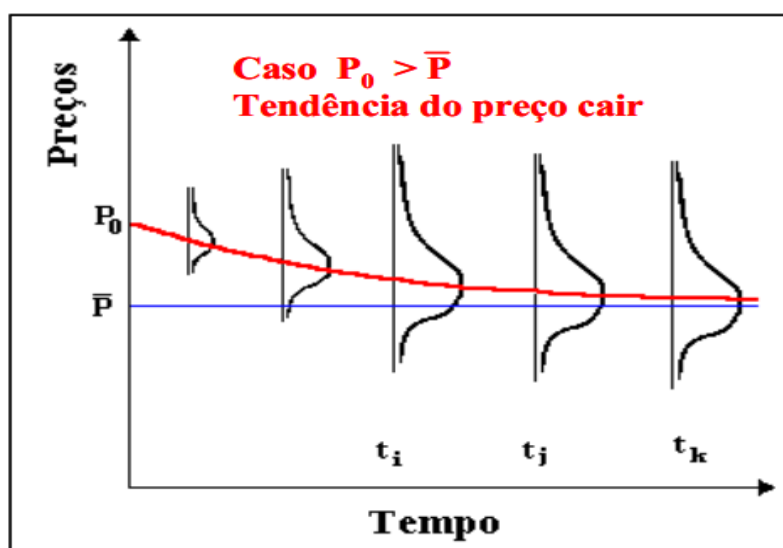


Figura 2.2: Representação gráfica de um processo de reversão à média, com tendência de queda de preços. Fonte: Notas de Aula Professor Marco Antonio Guimarães Dias. Disponível em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind>

Há alguns modelos estocásticos de reversão à média, o mais simples é o processo de fator único de Ornstein-Uhlenbeck, conhecido como MRM Aritmético (Bastian-Pinto, 2009). O processo adotado no presente trabalho para modelar o PLD foi o mesmo utilizado em Schwartz (1997, modelo 1), e que também foi utilizado no trabalho de Alves (2011), este último de onde foram retirados os parâmetros utilizados para modelar o PLD no presente trabalho. A modelagem do PLD será melhor detalhada no capítulo 5.

Schwartz (1997, modelo 1) utiliza um MRM geométrico devido à vantagem de utilizar o logaritmo natural dos preços e porque geralmente é assumida a premissa de que o preço das commodities segue uma distribuição log-normal,

conveniente uma vez que os preços não podem ser negativos. O processo é representado pela equação a seguir:

$$dx = \eta^* (\ln(\bar{x}) - \ln(x))xdt + \sigma xdz \quad (30)$$

Onde  $\bar{x}$  é a média de longo prazo,  $\eta$  é a velocidade de reversão à média,  $dt$  é o incremento de tempo,  $\sigma$  é a volatilidade do preço do ativo e  $dz$  é o incremento de Wiener.

O modelo em si facilita a estimativa de parâmetros, uma vez que considera que  $x = \ln P$ , onde  $P$  é o preço. Sendo assim, aplicando o Lema de Itô chega-se ao processo seguido por  $x$ , tendo como base que  $x = \ln P$ :

$$dx = \left[ \frac{\partial x}{\partial P} a + \frac{\partial x}{\partial t} + \frac{\partial^2 x}{\partial P^2} b^2 \right] dt + \frac{\partial x}{\partial P} b dz \quad (31)$$

$$dx = \left[ \frac{1}{P} \eta (\ln \bar{P} - \ln P) P + \frac{1}{2} \left( \frac{1}{P^2} \right) \sigma^2 P^2 \right] dt + \frac{1}{P} \sigma P dz$$

$$dx = \left[ \eta (\ln \bar{P} - \ln P) - \frac{1}{2} \sigma^2 \right] dt + \sigma dz$$

$$dx = \eta \left[ (\ln \bar{P} - \ln P) - \frac{1}{2\eta} \sigma^2 \right] dt + \sigma dz$$

$$dx = \eta [\bar{x} - x] dt + \sigma dz$$

Onde:

$$\bar{x} = \ln \bar{P} - \frac{1}{2\eta} \sigma^2 \quad (32)$$

Observa-se que o valor esperado dos incrementos em  $x$  depende da diferença entre  $x$  e  $\bar{x}$ . Sendo assim, se os preços estão baixos, a demanda tenderá a subir e a oferta a cair, implicando numa elevação de preços. Contudo, se os preços estão elevados, a tendência é contrária. Segundo Schwartz (1997, modelo 1),  $x$  possui distribuição normal com as seguintes propriedades estatísticas:

- $E[x_t] = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta t} \quad (33)$

- $Var = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta t}) \quad (34)$

Assim, como apresentado no MGB, para se realizar a análise das opções reais por Simulação de Monte Carlo é necessário ter a equação discretizada. Desta forma, as equações discretizadas a seguir, descrevem, respectivamente a simulação real e a neutra ao risco do modelo:

- Simulação Real:

$$P_t = \exp \left\{ \ln[P_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[ \ln(\bar{P}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \quad (35)$$

- Simulação Neutra ao Risco:

$$P_t = \exp \left\{ \ln[P_{t-1}]e^{-\eta\Delta t} + \left[ \ln(\bar{P}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} - \frac{\mu - r}{\eta} \right] (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \quad (36)$$

Onde  $\mu$  é a taxa ajustada ao risco,  $r$  é a taxa livre de risco,  $\eta$  é a velocidade de reversão à média e  $\frac{\mu-r}{\eta}$  é o prêmio de risco normalizado, este último subtraindo na equação para se chegar à simulação neutra ao risco. A Equação 36 foi utilizada na simulação do PLD no presente trabalho, como poderá ser verificado no item 5.5.1.1.

### 2.6.7

#### Processo de Poisson

Convém destacar que em determinadas circunstâncias pode ser mais realista considerar que uma variável segue um processo com saltos discretos, este tipo de processo é chamado de Poisson. A equação diferencial a seguir ilustra um processo simples de Poisson:

$$dx = f(x,t)dt + g(x,t)dq \quad (37)$$

Onde  $dq$  representa um incremento aleatório, podendo assumir o valor zero ou o valor de um salto de amplitude  $u$ , que acontece com probabilidade  $\lambda dt$ , onde  $\lambda$  é a frequência do processo.

Em certos casos, os processos estocásticos podem ser integrados. Neste caso, por exemplo, um preço pode evoluir continuamente segundo um MGB em grande parte do tempo. Contudo, eventualmente podem acontecer variações bruscas decorrentes de eventos raros (no caso de energia elétrica um forte período sem chuvas). Este processo integrado pode ser representado como se segue:

$$dx = f(x,t)dt + g(x,t)dz + h(x,t)dq \quad (38)$$

No que tange aos modelos de difusão com reversão à média para modelagem de preços de energia, por vezes eles não capturam picos descontínuos

de preços. Tais picos podem ser provocados, dentre outros, por restrições na geração e na transmissão refletindo-se nos preços de curto prazo. Na prática, os preços de energia não saltam a um nível e lá permanecem; ao contrário, reverterem rapidamente ao nível anterior (Alves, 2011). Neste sentido, o modelo de Reversão à Média com Picos poderia auxiliar. Destaque-se, contudo, que o histórico de preços no mercado brasileiro é curto, tornando-se difícil a mensuração das amplitudes dos picos e seu desvio padrão dentro de um curto período de tempo.

### 3

## Energia Eólica e Panorama Mundial

Este capítulo abordará os principais aspectos do segmento eólico, em relação às vantagens e desvantagens desta fonte de energia, tecnologias existentes e seus fornecedores. Por fim detalha também seu panorama mundial, com destaque para os países com maior capacidade instalada atual, são eles: China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia.

### 3.1

#### A Energia Eólica

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento (ventos) podendo ser aproveitada pelo homem<sup>8</sup>. Os ventos por sua vez são fonte inesgotável de energia, sendo a energia eólica uma energia renovável. Costa et. al. (2009) apontam a diversas vantagens da energia eólica, são elas: baixo impacto ambiental devido ao não uso de água e emissão de gases do efeito estufa durante toda a fase de operação; não apresenta perigo de vazamento de combustível; possibilidade de ocupação do solo, no caso de aerogeradores com eixo horizontal, por lavoura ou pastagem, no perímetro da usina eólica; base do equipamento ocupa área relativamente pequena, não representando riscos aos animais passantes uma vez que suas hélices ficam muitos metros acima do solo; e rapidez na implantação das turbinas. Some-se a isso a possibilidade de obtenção mais rápida de licenciamento ambiental, esta rapidez deve-se ao seu baixo impacto ambiental e menor complexidade envolvendo infraestrutura.

Ainda assim, mesmo com as vantagens apontadas, deve-se considerar a necessidade de complementação de outras fontes de energia devido à sazonalidade dos ventos. Desta forma, uma das desvantagens apontadas, segundo os mesmos autores, é a inconstância e imprevisibilidade do fluxo de ventos. Ressalte-se que

---

<sup>8</sup> CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito: <http://www.cresesb.cepel.br/principal.php>. – Perguntas Frequentes.

mesmo em lugares que apresentem fluxos mais constantes, as alterações sazonais e diárias de intensidade podem impactar as tensões da rede elétrica local. A questão da sazonalidade também impacta outras fontes renováveis, como hidrelétricas, contudo, numa usina eólica não há como armazenar a energia em períodos de produção abundante.

Com relação ao meio ambiente, em que pese as vantagens já apontadas, as desvantagens associadas à energia eólica geralmente estão associadas aos seus impactos à rota migratório de pássaros, ao barulho e ao impacto visual. Outras desvantagens levantadas estão relacionadas à interferência eletromagnética, sombreamento e impactos no uso da terra.

Em relação ao impacto visual, destaque-se que as pás das turbinas produzem sombras e/ou reflexos móveis que são indesejáveis nas áreas residenciais. Este problema é mais aparente em pontos de latitudes elevadas, onde o sol tem posição mais baixa no céu<sup>9</sup>. Com relação ao sombreamento Fadigas (2011) ressalta que as sombras causadas pelos aerogeradores têm características peculiares, o rotor quando está se movendo, as pás cortam a luz do sol três vezes a frequência do rotor (no caso de turbinas de três pás) produzindo um efeito desconfortável de cintilação (efeito estroboscópico) ou “disco” quando a sombra passa por um observador.

Com relação ao barulho, os modelos mais modernos de turbinas têm evoluído no sentido de reduzi-lo. Segundo Salino (2011), as fontes de ruído da operação de uma turbina eólica podem ser de natureza mecânica ou aerodinâmica. No primeiro caso o ruído advém das engrenagens e gerador, no segundo caso a principal causa do ruído é o fluxo de ar sobre as pás da turbina.

De acordo com Alberts (2006) os níveis de pressão sonora podem ser medidos em decibéis (dB). Zero decibéis é a menor pressão que uma pessoa com audição normal pode detectar. Cento e quarenta decibéis é o nível de pressão que causa a maioria das pessoas um dano físico. Segundo Salino (2011) há ainda a medida dB(A), para o caso de questões ambientais, que neste caso inclui uma

---

<sup>9</sup> Centro de Energia Eólica- PUC RS: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=23#23>

correção para a sensibilidade humana. A Figura 3.1 a seguir apresenta a escala em decibéis:

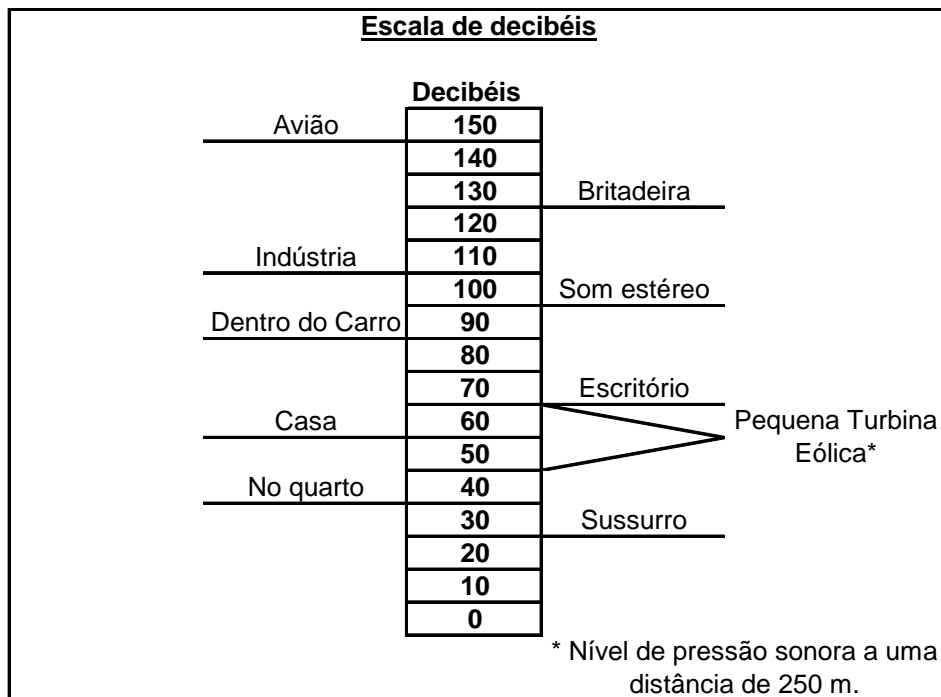


Figura 3.1: Escala de decibéis. Fonte:Alberts (2006)

Segundo Fadigas (2011) vários melhoramentos podem ser feitos como acabamento especial dos dentes de engrenagens, uso de ventiladores de baixa rotação, adição de isolamento acústico na nacele, uso de amortecedores, dentre outros.

No que tange aos impactos relacionados à interferência eletromecânica, estes estão associados aos distúrbios que um parque pode causar em sistemas de telecomunicações civis e militares, incluindo transmissões de TV e rádio, comunicações de rádio micro-ondas e celular, comunicação naval, sistemas de controle aéreo. Isto porque grandes estruturas em movimento podem produzir interferência eletromagnética (Salino, 2006).

Os aerogeradores podem ser um obstáculo para as ondas eletromagnéticas, que podem ser refletidas, espalhadas ou defletidas por eles (Fadigas, 2011). A autora afirma ainda que na prática os materiais usados na confecção das pás e a velocidade de rotor são parâmetros fundamentais. Os aerogeradores mais modernos são fabricados no sentido de causar menos interferência



eletromagnética em função de suas pás serem feitas de materiais compostos (fibra de vidro, fibra de carbono e compostos). Contudo, utilizam proteção contra descargas atmosféricas nas superfícies das pás, o que contribui para o aumento da interferência eletromagnética.

Outro aspecto também discutido em relação ao impacto da implantação das eólicas é uma possível interferência na rota migratória de pássaros, causando acidentes. De acordo com Costa et. al. (2009), estatísticas realizadas, na Espanha, com o universo de mil turbinas chegaram a uma taxa de mortalidade de aves entre 0,1 e 0,6 por turbina ao ano.

Em Fadigas (2011), por outro lado, aponta-se que o risco de colisão de aves com aerogeradores tem sido o impacto mais discutido. Nos Estados Unidos o incidente mais preocupante diz respeito à mortalidade de aves de rapina que aconteceu no parque eólico de Altamont Pass, na Califórnia. Na Europa por sua vez, o autor cita o ocorrido nos parques eólicos situados na região de Tarifa, na Espanha, devido a um corredor migratório existente de pássaros para travessia da Europa e da África pelo Estreito de Gilbratar.

Todavia, o mesmo autor cita também que outros estudos realizados nos Estados Unidos e Europa, que também monitoraram parques eólicos, concluíram que até o momento o risco de colisão das aves com os parques é pequeno, estando frequentemente associados a condições de baixa visibilidade (nevoeiros, nuvens baixas) e corredores migratórios. A Tabela 3.1 abaixo apresenta um levantamento feito pela CanWEA (Canadian Wind Energy Association) e publicado no Global Wind Energy Outlook 2008 que apresenta o impacto das eólicas na causa de mortes de aves:

Tabela 3.1: Causa de morte de aves – Fonte: Global Wind Outlook 2008, com base em CanWEA

<b><u>Causa de morte de aves</u></b>	
Número por 10.000 mortes	
<1	Turbinas eólicas
50	Torres de comunicação
710	Pesticidas
850	Veículos
1060	Gatos (predador)
1370	Linhas de transmissão de alta tensão
5820	Prédios / Janelas

O mesmo estudo publicado em Global Wind Outlook apontou também, no caso de parques *offshore*, não haver impactos negativos. O estudo afirma que os desenvolvedores de eólicas *offshore* garantem que as turbinas e a infraestrutura de transmissão não interferem na vida marinha e no ecossistema. De acordo com Costa et. al. (2009), o estudo constatou que ruído e as demais externalidades de um parque eólico *offshore* na Dinamarca (Vindeby) não geraram efeitos negativos para a fauna marítima local.

Por fim, outro aspecto levantado por Fadigas (2011) trata-se do uso da terra. Segundo o autor quando se instala um parque eólico diversas questões em relação ao uso da terra são envolvidos, tais como: regulações e permissões governamentais (zoneamento, permissões para construção e aprovação de autoridades aeronáuticas). Em parques eólicos, as turbinas devem estar suficientemente distantes entre si para evitar a perturbação causada no escoamento do vento entre uma unidade e outra. Os espaçamentos devem ser no mínimo de 5 a 10 vezes a altura da torre<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Centro de Energia Eólica- PUC RS: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=23#23>.

### 3.2

#### Componentes dos Aerogeradores e Tecnologias

Um aerogerador é um dispositivo destinado a converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica. Desta forma, a quantidade de energia gerada depende da velocidade do vento, do diâmetro do rotor e do rendimento de todo o sistema. As máquinas eólicas normalmente funcionam a partir de uma determinada velocidade, sendo assim, ventos de baixa velocidade não tem energia suficiente para acionar máquinas eólicas. As máquinas eólicas normalmente funcionam com ventos a uma velocidade que varia entre 2,5 m/s e 4,0 m/s. Conforme a velocidade do vento aumenta, a potência no eixo da máquina cresce gradativamente até atingir a potência nominal do aerogerador, a qual varia geralmente entre 9,5 m/s e 15,0 m/s. Para velocidades superiores à nominal, em muitas máquinas, a potência permanece constante até uma velocidade de corte superior (*cut out*), na qual a turbina deve sair automaticamente de operação para evitar que sofra danos estruturais<sup>11</sup>.

De acordo com Fadigas (2011), os aerogeradores modernos mais utilizados possuem duas configurações básicas conforme a orientação do eixo em relação ao solo: turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical. As turbinas de eixo horizontal geralmente possuem duas ou três pás, mas há também outras com mais pás, estas geralmente são acionadas por meio de bombeamento de água, também chamadas de cata-vento ou turbinas multipás. Destaque-se que grande parte das turbinas de eixo horizontal comerciais utilizam as turbinas de três pás, pois possuem maiores vantagens técnicas e econômicas. A Figura 3.2 abaixo apresenta alguns modelos de eólicas de eixo horizontal.

---

<sup>11</sup> Centro de Energia Eólica- PUC RS: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=23#23>.



Figura 3.2: Turbinas de eixo horizontal, multipás, uma pá, duas e três. Fonte: <http://www.wikipedia.org>; <http://www.upload.wikimedia.org>; <http://www.cresesb.cepel.br>

As turbinas de eixo vertical, por sua vez, são montadas perpendicularmente ao solo. As mesmas têm como desvantagem os ângulos constantes de suas pás serem constantemente alterados, limitando, desta forma, o seu rendimento e causando vibrações elevadas em toda sua estrutura (Costa et. al., 2009). Conforme Fadigas (2011), algumas vantagens deste tipo de turbinas está na possibilidade de aproveitar os ventos vindos de qualquer direção, sem necessidade de possuir mecanismos que direcione o rotor com a mudança de direção do vento. Uma segunda vantagem levantada também pelo autor é a localização dos componentes principais junto ao solo facilitando o procedimento de manutenção.



Figura 3.3: Turbinas de eixo vertical. Fonte: <http://www.laboratoriodefisica.com.br/noticias/energiaeolica.html>; <http://ie.org.br/site/ieadm/arquivos/arqnot3950.pdf>

Os principais componentes ou subsistemas de uma turbina de eixo horizontal são descritos a seguir, conforme Fadigas (2011):

- Rotor: pás e cubo (suporte), onde as pás são acopladas;
- Sistema de transmissão mecânica: incluem as partes rotativas da turbina (não incluído o rotor), eixos (alta e baixa rotação), caixa multiplicadora de velocidade (em alguns modelos inexistente a caixa multiplicadora), acoplamentos, freio mecânico e gerador elétrico;
- Nacele e sua base: compartimento no qual estão alojados os vários componentes (exceto o rotor), base da nacelle e sistema de orientação do rotor (*yaw*);
- Controle da turbina;
- Torre.

A Figura 3.4 descreve os principais componentes ou subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal:

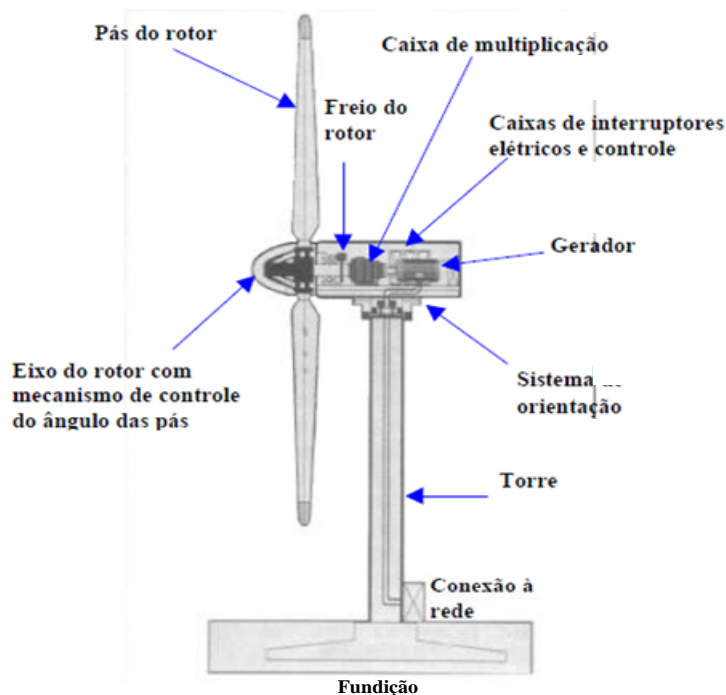


Figura 3.4: Principais componentes e subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal.  
Fonte: Macedo (2002)

A Figura 3.5 apresenta em mais detalhes os componentes do aerogerador, destacando os itens no interior da nacele.

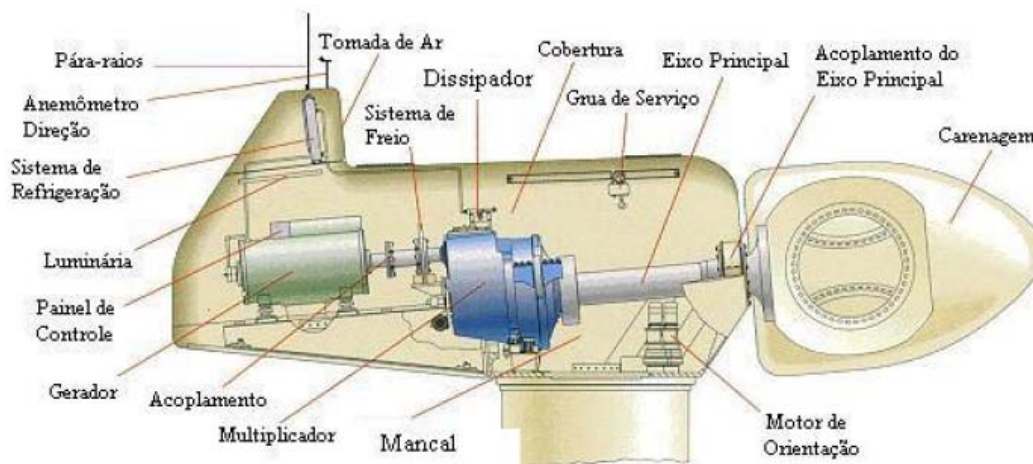


Figura 3.5: Detalhes de um aerogerador no interior da nacele. Fonte: Macedo (2002).

- **Rotor**

O rotor é o componente que realiza a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina. Todo o conjunto é conectado em um eixo que transmite a rotação das pás para o gerador, muitas vezes através da caixa multiplicadora.

Segundo Fadigas (2011), o rotor é composto por todas as partes rotativas que ficam fora da nacele, esses subsistemas compreendem as pás, o cubo e o mecanismo de controle de passo.

- **Pás**

As pás são responsáveis por converter a energia eólica em energia mecânica de rotação. No projeto de uma pá dois aspectos devem ser considerados, que são divididos em duas categorias: aerodinâmica e estrutura. (Fadigas, 2011).

Segundo Costa et. al. (2009), as dimensões das pás dependem da capacidade da turbina e, ao longo do tempo, tem se verificado uma tendência em direção à instalação de turbinas mais potentes. Segundo os mesmos autores, as pás são, em geral, fabricadas com fibra de vidro e resina epóxi e podem representar mais de 20% do custo total do equipamento. A utilização da fibra de carbono reduziria o peso deste componente e vem sendo combinada a fibra de vidro por alguns fabricantes. Contudo, o custo do material o torna pouco utilizado e em algumas vezes proibitivo.

- **Cubo**

O cubo é responsável pelo acoplamento das pás ao eixo principal de rotação da máquina. Em turbinas que possuem controle de passo<sup>12</sup> das pás, o cubo inclui o mecanismo responsável por esse controle. Geralmente, o cubo é feito de aço fundido ou forjado. Em turbinas de eixo horizontal há três tipos básico de projetos: cubo rígido; cubo com mecanismo para inclinação e pás; e cubo com mecanismo de desequilíbrio de posição entre as pás. (Fadigas, 2011)

- **Nacele**

A nacele é o compartimento instalado no alto da torre, com o objetivo de abrigar todo o mecanismo do gerador<sup>13</sup>, incluindo a caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, dentre outros<sup>14</sup>. A cobertura da nacele usualmente é feita de material leve, geralmente fibra de vidro. (Fadigas, 2011).

---

<sup>12</sup> Mecanismo para controle do ângulo de passo das pás, este ajuste do ângulo é feito no intuito de controlar a potência e a velocidade da turbina eólica. Destaque-se ainda o controle de orientação do rotor (*Yaw*), com objetivo de orientar automaticamente o rotor e a nacele na direção que o vento sopra (Fadigas, 2011).

<sup>13</sup> Tem como função converter energia mecânica em elétrica.

<sup>14</sup> PUC – RS. Acessado em: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=10#10>

Segundo Costa et. al. (2009), os geradores instalados no interior da nacele podem possuir ou não caixa multiplicadora conectando o seu eixo. A caixa multiplicadora tem como objetivo aumentar a velocidade de rotação que chega até o gerador. Contudo, devido sua necessidade de substituição ao longo da vida útil do aerogerador, a mesma implica em maior custo de manutenção.

- **Torre**

A torre por sua vez é o elemento responsável pela sustentação do rotor e nacele. Sua altura deve ser no mínimo igual ao diâmetro das pás. Existem três tipos de torres que utilizam eixo vertical: 1) tubulares; 2) treliçadas; e 3) treliçadas ou tubulares estaiadas. As torres eólicas são feitas geralmente de aço, algumas reforçadas com concreto. Sendo elas de aço, o mesmo é galvanizado e pintado para evitar corrosão (Fadigas, 2011). Segundo Costa et. al. (2009), dependendo da sua altura, a torre é transportada e instalada em módulos.

A Figura 3.6 apresenta os tipos de torres:

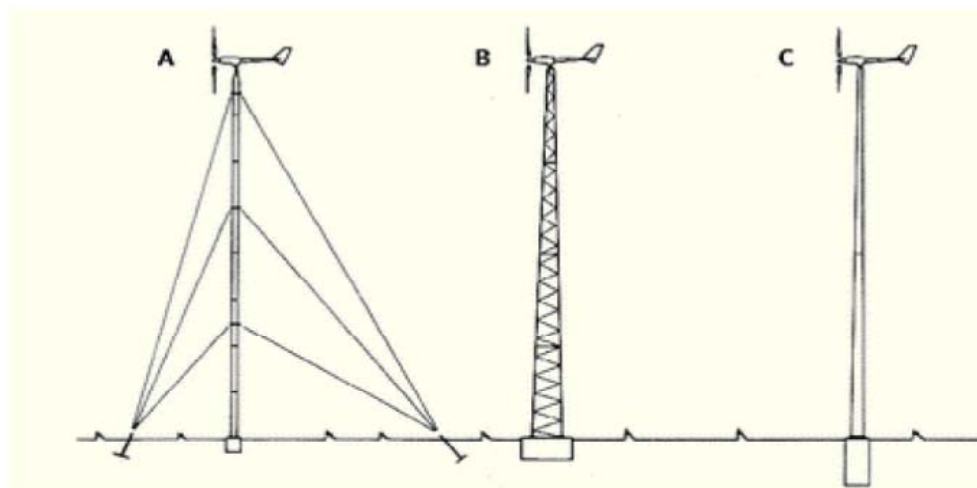


Figura 3.6: Tipos de torres: (A) Torre estaiada, (B) Torre treliçada e (C) Torre tubular.  
Fonte: Paula (2012)

A Figura a seguir apresenta a estrutura de custos de aerogeradores de vários projetos. O sistema de transmissão, cubo e nacele, apresentam participação



significativa nos projetos de aerogeradores, reduzem um pouco quanto maior a potência, mais permanecem significativos.

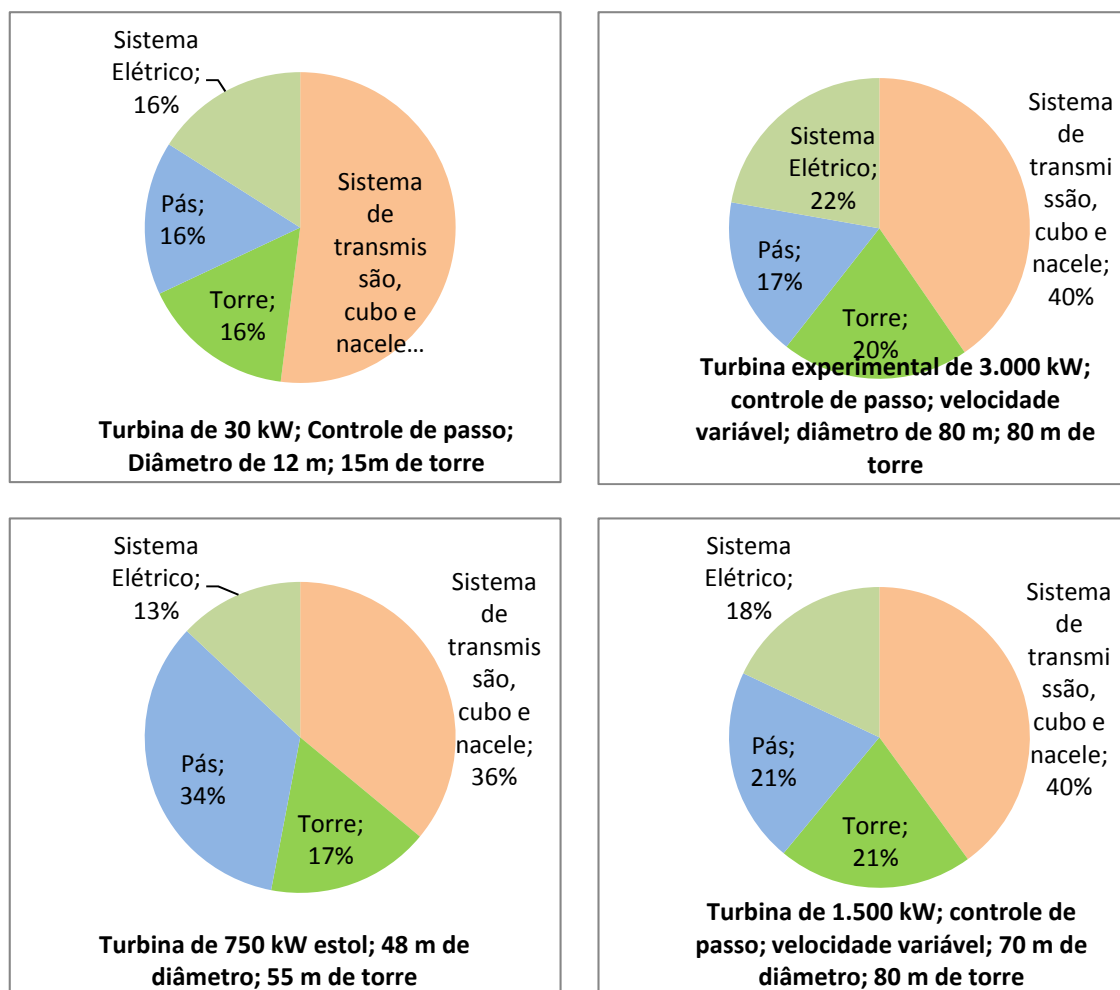


Figura 3.7: Estrutura de custos de aerogeradores de vários projetos. Fonte: Fadigas (2011).

Em relação à potência das turbinas, estas vêm aumentando ao longo do tempo. Na década de 80 turbinas comerciais tinham potência da ordem de 50 kW. Atualmente, há turbinas em operação que alcançaram 6.000 kW (Fadigas, 2011). O mesmo autor ainda classifica as turbinas da seguinte forma:

- Turbinas de pequeno porte: potência até 100 kW;
- Turbinas de médio porte:  $100 \text{ kW} < \text{potência} < 1.000 \text{ kW}$ ;
- Turbinas de grande porte: potência acima de 1.000 kW.

Destaque-se que a maior turbina em termos de potência instalada do mundo foi construída em 2007 com 6.000 kW em Emden, Alemanha, pela Enercon. Contudo, em 2009 esta turbina (modelo E-126) foi repontenciada chegando então a uma capacidade de 7.500 kW.

A título de curiosidade está prevista a construção em Markbygden, na Suécia, do maior parque eólico com 1.101 turbinas compostas principalmente do modelo E-126 (7,5 MW). O parque terá capacidade total de 4 GW. Além disso, um grupo de projetistas financiados pelo Programa Europeu UpWind anunciou à União Europeia que a construção de turbinas eólicas de 20 MW é possível, para isto o diâmetro do rotor necessário será de 200 metros. Para se ter ideia do tamanho, um avião Airbus A380, aeronave de grande porte mede aproximadamente 80 metros de uma ponta a outra de suas asas<sup>15</sup>.

De acordo com o IHS – Emerging Energy Research (2011) – Estratégias e Mercados do Mercado Global de Turbinas – 2011-2025, as turbinas na faixa de 1,5-2,49 responderam por 76% do mercado em 2010. O IHS prevê ainda que as turbinas de 1,5-2,9 MW irão dominar o mercado até 2017 e que as turbinas maiores e iguais a 3 MW responderão por mais de 40% do mercado em 2018 e quase 55% em 2025.

A Figura 3.8 apresenta a evolução dos aerogeradores em termos de capacidade nominal (MW) e diâmetro do rotor (metros).

---

<sup>15</sup><http://expresso.sapo.pt/eolica-gigante-pode-abastecer-30-mil-casas=f639871#ixzz25H2OaZE1>.  
Acessado em: 15.08.12

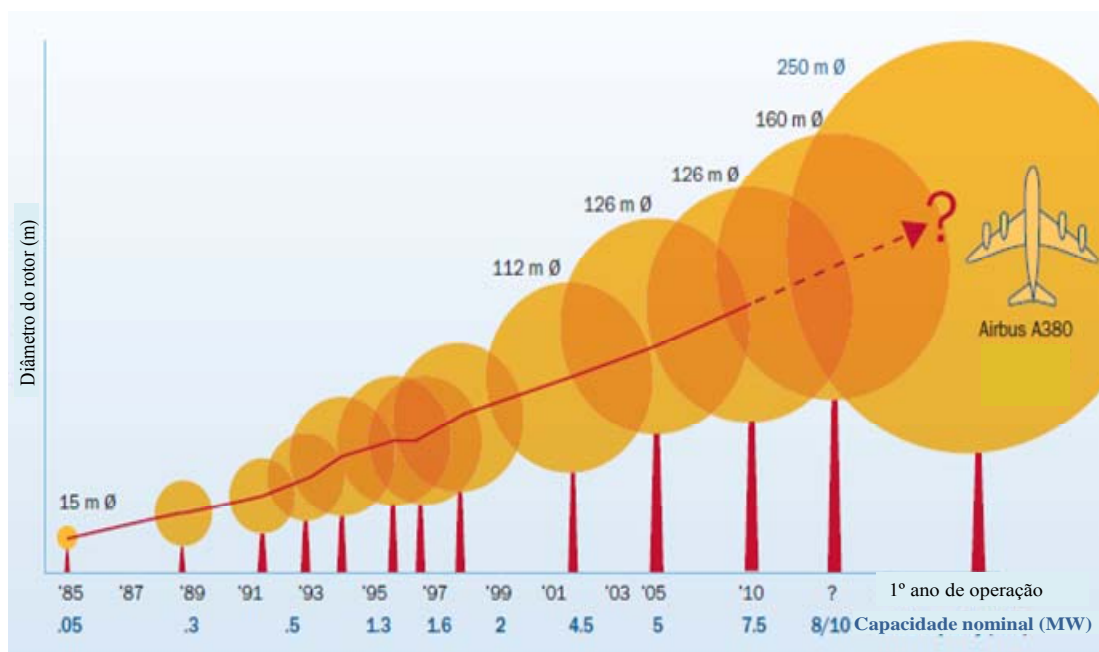


Figura 3.8: Evolução do aerogeradores em capacidade instalada e diâmetro do rotor.  
Fonte: UpWind

Mais recentemente, parques eólicos *offshore*, ou seja, instalados no mar, começaram a fazer parte da paisagem nos países europeus localizados no Mar do Norte. Uma das razões para aumento da participação de parques *offshore* é a indisponibilidade de terras em países como Holanda, Dinamarca e Alemanha. Soma-se a isto o fato do potencial eólico de fazendas no mar ser de excelente qualidade, com ventos de velocidades mais altas. (Fadigas, 2011).

Contudo, convém destacar que aerogeradores para bases *offshore* são mais custosos que os instalados em terra. Isto se deve ao custo com a sustentação das turbinas e da infraestrutura elétrica mais complexa necessária para levar a energia gerada até a subestação. Soma-se a isto o custo de operação e manutenção maiores. (Costa et. al., 2009).

A expansão do segmento *offshore* é mais lenta que do *onshore*. Projetos *offshore* podem custar de duas a três vezes mais que projetos *onshore*, o que explicaria um crescimento mais lento. O mundo todo conta com pouco mais que 4.000 MW de capacidade instalada em plantas *offshore*. Em 2011, dos aproximadamente 41 mil MW instalados no ano, 965,6 MW são *offshore*. A Grã-Bretanha tem o maior número de aerogeradores, 636, com capacidade instalada de 2.094 MW, seguida da Dinamarca com 401 unidades e capacidade de 857,3 MW

e Holanda com 128 unidades e 246,8 MW de capacidade instalada. A China é o único país fora da Europa com instalações desta natureza, encerrou 2011 com 258,4 MW instalados. O maior parque *offshore* instalado do mundo encontra-se na costa da Inglaterra, chama-se Walney Wind Farm, com 367 MW<sup>16</sup>.

### 3.3

#### Panorama no Mundo

A capacidade instalada total no mundo ao final de 2011, conforme Relatório de 2011 (Global Wind 2011 Report) publicado pela Global Wind Energy Council (GWEC) era de 237.669 MW, representando um crescimento de pouco mais de 20% em relação ao valor acumulado em 2010 (197.637 MW). Em 2011, foram adicionados aproximadamente 40,5 GW novos. A previsão segundo o mesmo Relatório é que em 2016, a capacidade acumulada no mundo chegue a 493,33 GW. A Figura 3.9 apresenta a evolução da capacidade instalada total e a capacidade anual adicionada.

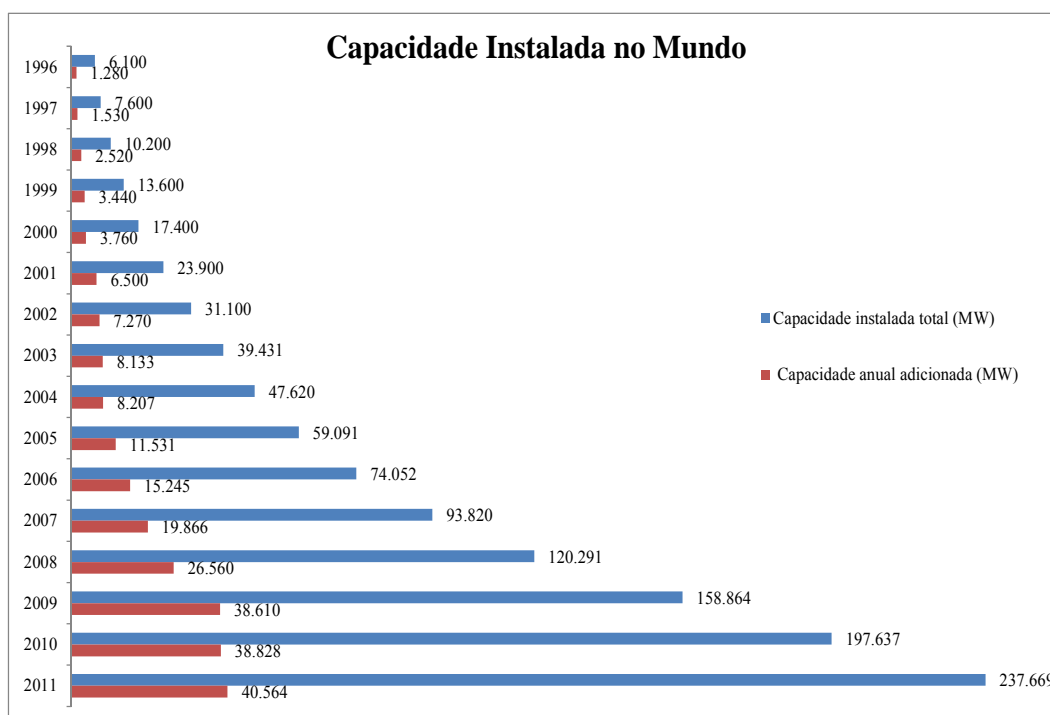


Figura 3.9: Capacidade Instalada no Mundo. Fonte: Elaborado a partir do Relatório GWEC (2011).

<sup>16</sup> Energia Eólica: Anuário 2012.

A Ásia tem contribuído significativamente para o crescimento da capacidade instalada de eólica nos últimos anos, com destaque para China e Índia. Do total Instalado em 2011 (40.564 MW), a China participou com 43% do valor e a Índia com 7%, ocupando a primeira e terceira posição em capacidade instalada de eólica no ano de 2011. Dos países europeus o que mais contribui para o aumento da capacidade em 2011 foi a Alemanha, com incremento em 2011 de 2.086 MW, seguida do Reino Unido com 1.267 MW e Espanha com 1.050 MW. A Figura 3.10 apresenta os dez maiores países em capacidade instalada acumulada até 2011 e capacidade adicional apenas em 2011. (GWEC, 2011)

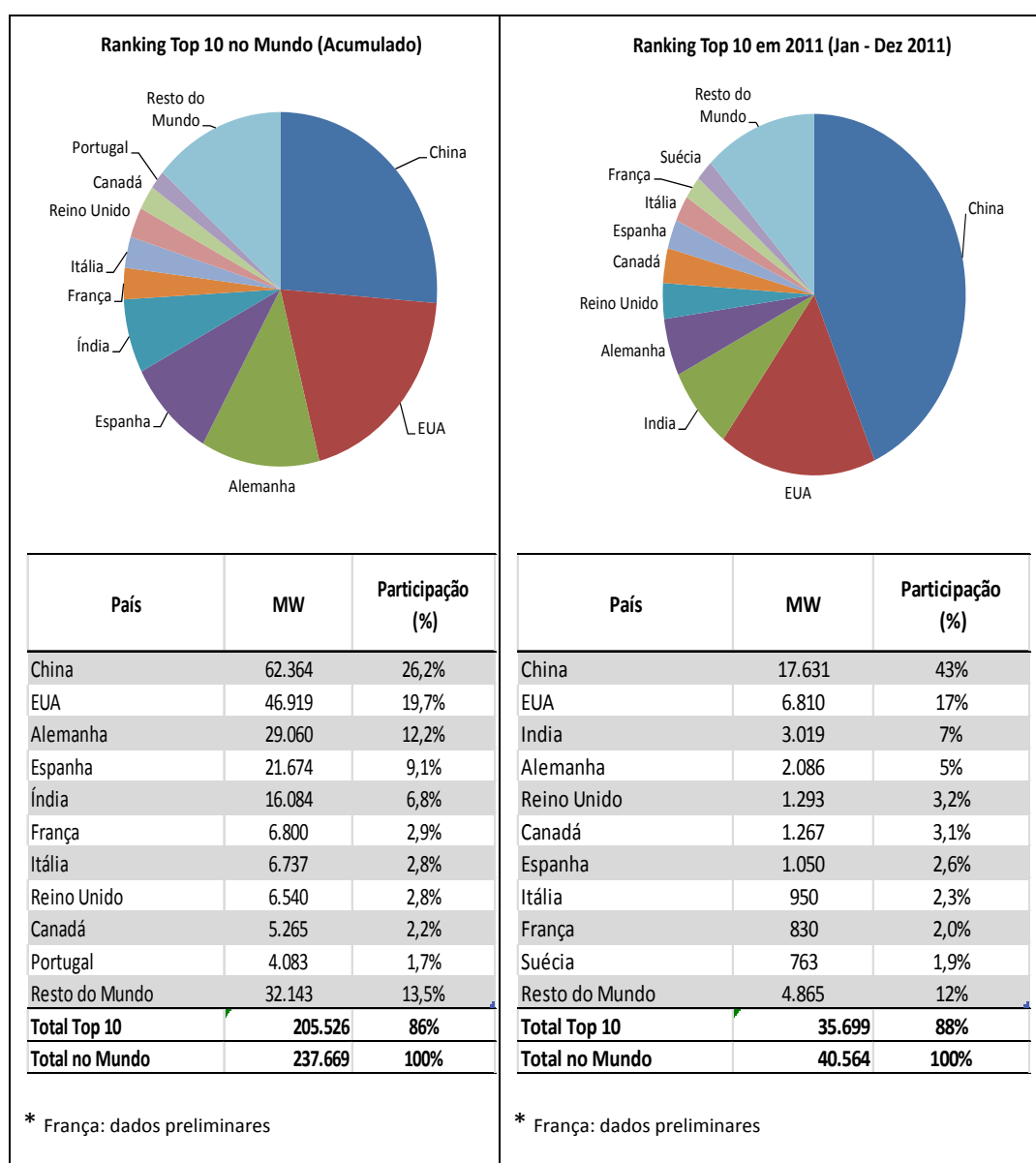


Figura 3.10: Ranking Top 10 de Capacidade Instalada Acumulada até 2011 e em 2011.  
Fonte: GWEC 2011.

Conforme Figura 3.10, os dez maiores países em capacidade instalada de energia eólica possuem cerca de 86% do total da capacidade mundial. O Brasil ocupa a 21ª posição com 1.424 MW em Dezembro de 2011, conforme ANEEL (2011 apud Energia Eólica – Anuário 2012). A Tabela 3.2 apresenta a capacidade instalada por regiões, a Europa representa aproximadamente 41% da capacidade instalada acumulada até 2011, seguida pela Ásia com aproximadamente 35%.

Tabela 3.2: Capacidade Instalada por Regiões Acumulada até 2011. Fonte: GWEC apud Energia Eólica - Anuário 2012.

Capacidade Instalada por Regiões  
Acumulada até 2011

Regiões	Países	Total em MW	Regiões	Países	Total em MW
África e Oriente Médio	Cabo Verde	24	Europa	Alemanha	29.060
	Marrocos	291		Espanha	21.674
	Irã	91		França	6.800
	Egito	550		Itália	6.737
	Outros <sup>1</sup>	137		Reino Unido	6.540
	<b>Total</b>	<b>1.093</b>		Portugal	4.083
Ásia	China	62.364		Dinamarca	3.871
	Índia	16.084		Suécia	2.970
	Japão	2.501		Holanda	2.328
	Taiwan	564		Turquia**	1.799
	Coréia do Sul	407		Irlanda	1.631
	Vietnã	30		Grécia	1.629
	Outros <sup>2</sup>	79		Polônia	1.616
	<b>Total</b>	<b>82.029</b>		Áustria	1.084
América Latina e Caribe	Brasil ***	1.509		Bélgica	1.078
	Chile	205		Restante da Europa <sup>3</sup>	3.708
	Argentina	130		<b>Total</b>	<b>96.606</b>
	Costa Rica	132	América do Norte	EUA	46.919
	Honduras	102		México**	569
	República Dominicana	33		Canadá	5.265
	Caribe <sup>4</sup>	91		<b>Total</b>	<b>52.753</b>
	Outros <sup>5</sup>	128	Região do Pacífico	Austrália	2.224
	<b>Total</b>	<b>2.330</b>		Nova Zelândia	622
				Ilhas do Pacífico	12
				<b>Total</b>	<b>2.858</b>
<b>Total Mundo</b>		<b>237.669</b>			

1- África do Sul, Israel, Nigéria, Jordania, Quênia, Líbia, Tunísia

2- Bangladesh, Indonésia, Filipinas, Sri Lanka, Tailândia

3- Romênia, Noruega, Bulgária, Hungria, República Checa, Finlândia, Lituânia, Estônia, Croácia, Ucrânia, Chipre, Luxemburgo, Suíça, Letônia, Rússia, Ilha do Faroé, Eslováquia, Eslovênia, Fyrom (Antiga República Iugoslava), Islândia, Principado de Liechtenstein, Malta

4- Caribe: Jamaica, Cuba, Dominica, Guadalupe, Curaçao, Aruba, Martinica, Bonaire

5- Colômbia, Equador, Nicarágua, Peru, Uruguai

\*\* Números preliminares

\*\*\* Segundo ANEEL, o Brasil terminou 2011 com 1.424 MW

Os investimentos realizados no mundo no segmento eólico *onshore* foram de US\$ 65 bilhões, em 2010, de acordo com a Bloomberg New Energy Finance (BNEF) e publicado no Relatório de 2011 da GWEC. Os bancos de desenvolvimento têm contribuído de forma significativa no financiamento não só de projetos de energia eólica mas, no financiamento às energias renováveis em geral. O financiamento às energias renováveis realizados por bancos de desenvolvimento chegou em 2010 a US\$ 13,5 bilhões, sendo que para o segmento eólico o valor financiado por estes bancos ultrapassou os US\$ 6 bilhões, como pode ser visto na Figura 3.11.

**Financiamento de projetos realizados por Bancos de Desenvolvimento  
(por segmento)**

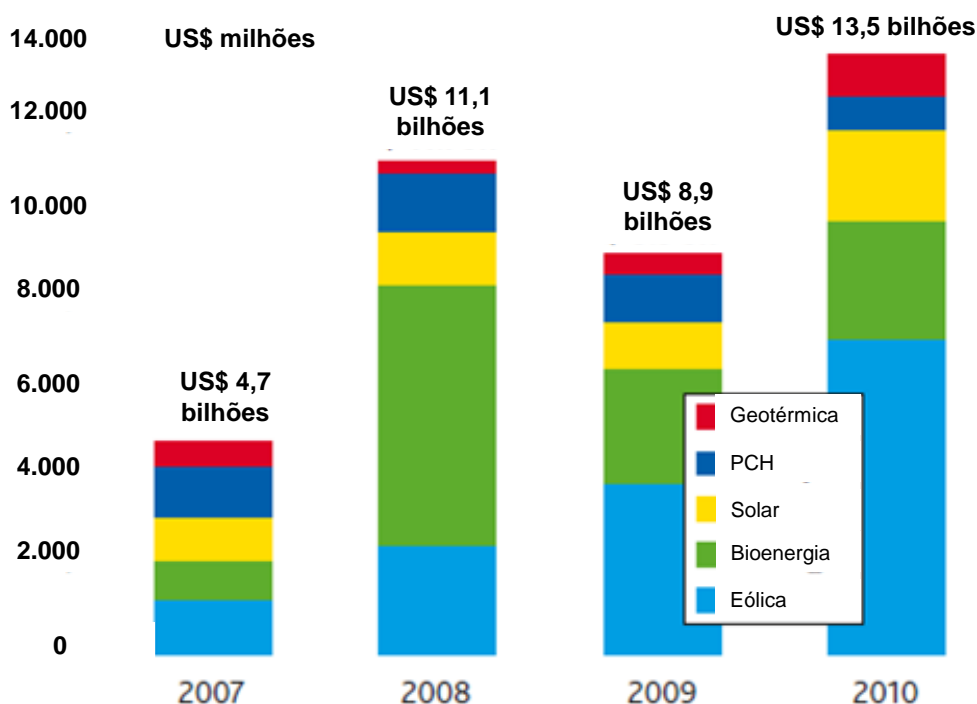


Figura 3.11: Financiamento de Projetos Realizados por Bancos de Desenvolvimento (por segmento). Fonte: Bloomberg New Energy Finance, apud GWEC (2011).

Em relação aos fornecedores de aerogeradores no mundo, a Vestas mantém a maior participação no mercado, com 12,7%, seguida da Sinovel com 9% e da Goldwind com 8,7 %, segundo IHS – Emerging Energy Research. Ainda segundo o IHS, em estudo sobre as Estratégias dos Fornecedores de Turbinas Eólicas (2011-2025), datado de julho de 2011, a indústria eólica continua enfrentando os

desafios da recessão global, incluindo escassez de crédito e queda de pedidos em mercados chaves. Contudo, mesmo neste cenário a indústria superou os níveis de turbinas eólicas entregues em 2009, com 39 GW entregues em 2010. A Figura abaixo apresenta a participação de mercado dos fornecedores.

<b>TOP 10 Fabricantes Mundiais de Aerogeradores - 2009-2011</b>				
<b>Participação de Mercado (%)</b>				
<b>Fabricante</b>	<b>País</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Vestas	Dinamarca	13,5	13,4	12,7
Sinovel	China	9,3	11,1	9
Goldwind	China	7,3	9,8	8,7
Gamesa	Espanha	6,4	6,8	8
Enercon	Alemanha	8,5	7,1	7,8
GE Energy	Estados Unidos	12,5	9,8	7,7
Suzlon	Índia	6,1	6,5	7,6
Guodian	China	1,1	4,1	7,4
Siemens	Alemanha	6,3	5,5	6,3
Mingyang	China	**	**	3,6
Dongfang	China	6	6,9	**

(\*\*) Empresa fora da lista do Top 10 no ano.

Figura 3.12: Top 10 Fabricantes Mundiais de Aerogeradores. Fonte:IHS - Emerging Energy Research

A crise internacional afetou algumas regiões mais que outras. Tal fato fez com que a demanda também se deslocasse, o que implicou em mudanças estruturais na indústria. Essas mudanças implicaram em deslocamento de fornecedores de turbinas e fabricantes de componentes para países emergentes e mercados em crescimento, segundo o IHS (2011). Destaque-se, neste sentido, o deslocamento dos fornecedores europeus, principalmente por conta da crise econômica nesta região. A Figura 3.13 mostra o reposicionamento dos fabricantes de turbinas e de componentes.



### Reposicionamento da Cadeira de Fornecedores Globais de Eólica

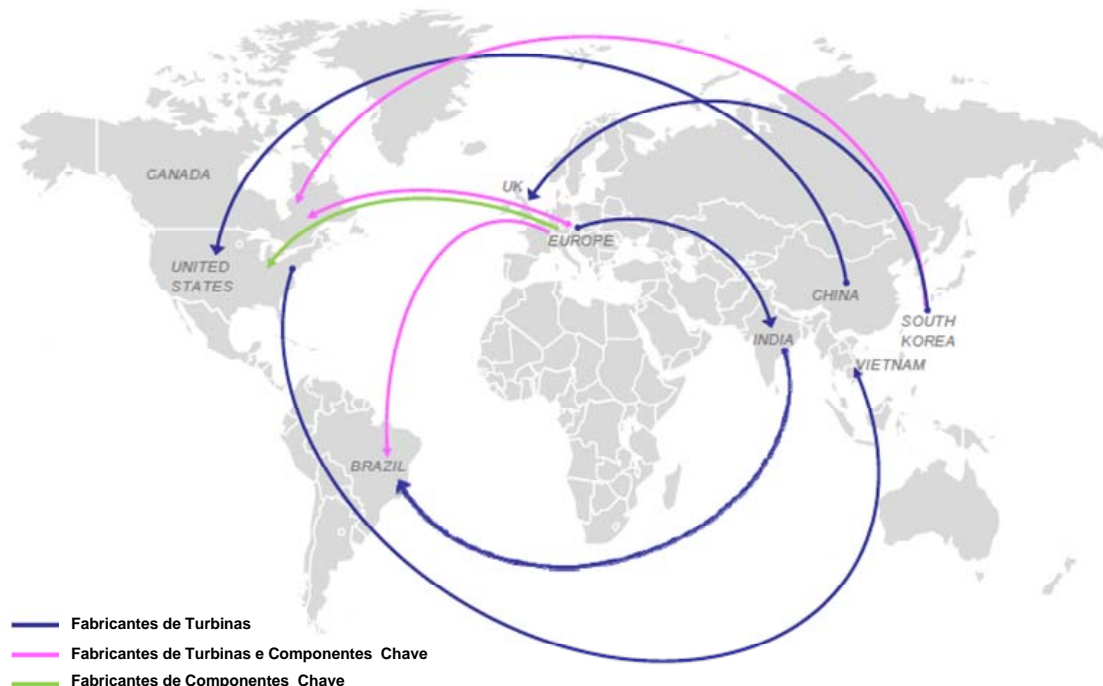


Figura 3.13: Reposicionamento da Cadeira de Fornecedores Globais de Eólica. Fonte: IHS - Emerging Energy Research (2011).

No que tange ao preço das turbinas eólicas, destaque-se as mudanças significativas ocorridas nos últimos anos. Segundo o IHS (2011), nos Estados Unidos, de 2005 à 2008, houve um aumento no preço de US\$ 1.000/kW para US\$ 1.400/kW, por conta da restrição de capacidade da indústria. Contudo, com a recessão que atingiu os mercados a partir de 2009, ocorreu um ponto de inflexão nos preços das turbinas, com declínio de quase 25%, até US\$ 1.050/kW.

Com a globalização da fabricação de turbinas, aumento da concorrência dos asiáticos e uma queda abrupta na demanda, criou-se um ambiente desafiador para os fabricantes de turbinas. O resultado disto foi uma pressão ainda maior sobre os preços, levando o preço médio para abaixo de US\$ 910/kW (turbina mais a torre).

#### 3.3.1

##### China

O processo de evolução da regulamentação chinesa para as eólicas pode ser dividido em três fases, segundo Lema & Ruby (2007, apud Dalbem 2010):

- 1986-93: quebra do monopólio estatal em eletricidade, pouca articulação das autoridades governamentais e 15 MW de capacidade instalada em 93;
- 1994-99: minimização de risco com garantia de compra de energia com preços passíveis de gerar uma TIR de 15%. Contudo, mantinha-se a pouca articulação do poder público, resultando apenas em mera transferência de risco, com expansão de apenas 43 MW/ano no período;
- A partir de 2000: reforma no segmento de energia marcando a terceira fase, foram implantadas medidas de incentivo como preço alto, financiamento do governo e agências multilaterais, contratos regulamentados e impostos de importação crescente.

Segundo Dalbem (2010), mesmo com estas medidas os resultados em termos de eficiência para redução dos preços da energia e equipamentos ainda eram decepcionantes. Contudo, os leilões de preço de 2002/2003, combinados com novos incentivos, contribuíram para projetos mais eficientes que acabaram ganhando os leilões (contratos de 25 anos, impostos reduzidos à metade, governo promovendo estradas de acesso e transmissoras oferecendo conexão ao *grid*, meta mandatória de 20% de renováveis, distribuidoras obrigadas a comprar pelo menos 5% de sua energia de fontes renováveis, conteúdo local mínimo). A Figura 3.14 apresenta a evolução da capacidade instalada da energia eólica na China.

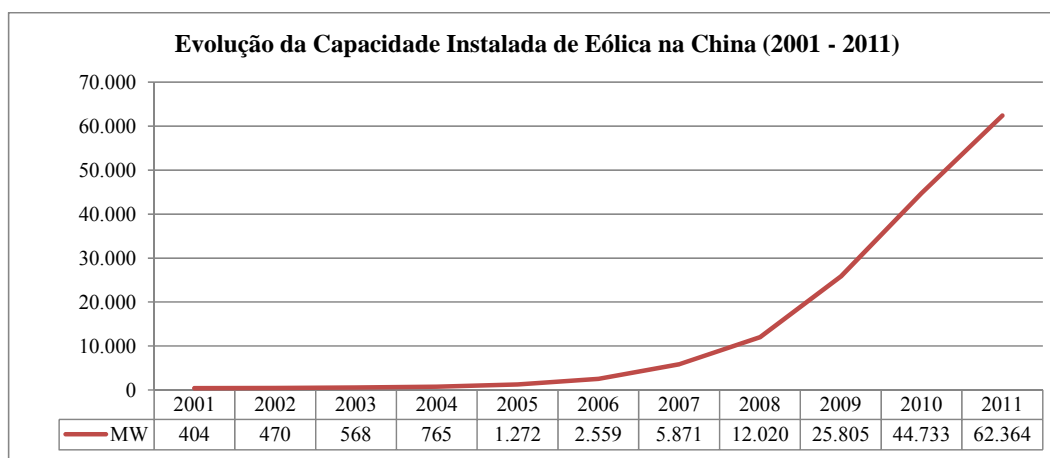


Figura 3.14: Evolução da Capacidade Instalada de Eólica na China (2001 – 2011). Fonte: GWEC (2011).

A China, atualmente, é a líder mundial em capacidade instalada, com 26,2% da capacidade global e também foi responsável, por 43% da capacidade instalada adicionada somente em 2011. Dentre as províncias com maior capacidade instalada acumulada até 2011, destacam-se: Inner Mongolia (17.594,4 MW), He Bei (6.969,5 MW) e Gansu (5.409,2MW). Os fornecedores de turbinas chineses também estão subindo no ranking dos 10 maiores. Em 2011, os seguintes fabricantes chineses já se encontravam na lista dos 10 maiores: Sinovel, Goldwind, United Power e Mingyang. O segmento *offshore* possui 258,4 MW de capacidade instalada acumulada até 2011, ocupando a terceira posição atrás do Reino Unido e Dinamarca (GWEC, 2011).

O grande desafio ao desenvolvimento da energia eólica na China continua sendo o *grid* (conexão a rede). Um dos problemas no passado é que a infraestrutura de rede local não expandiu suficientemente rápido, causando atrasos na conexão. Atualmente, há uma política na China que envida esforços de aprovar os parques eólicos sob a perspectiva de um planejamento central e com coordenação com a rede local. Contudo, o grande gargalo é o sistema de transmissão, o segmento eólico sofre com as reduções crescentes de sua produção nos períodos de pico devido à incapacidade das transmissoras de gerenciar o sistema de transmissão de forma eficiente. Basicamente, a penetração crescente da eólica em certas regiões requer que o sistema e o operador sejam flexíveis e inteligentes, contudo o sistema atual não atende tais características (GWEC, 2011).

### 3.3.2

#### Estados Unidos

Os Estados Unidos ocupa a segunda posição do total de capacidade instalada no mundo, com 46.919 MW e 19,7% de participação do mercado mundial. Segundo a GWEC (2011). A Figura 3.15 apresenta a evolução da capacidade instalada nos EUA.

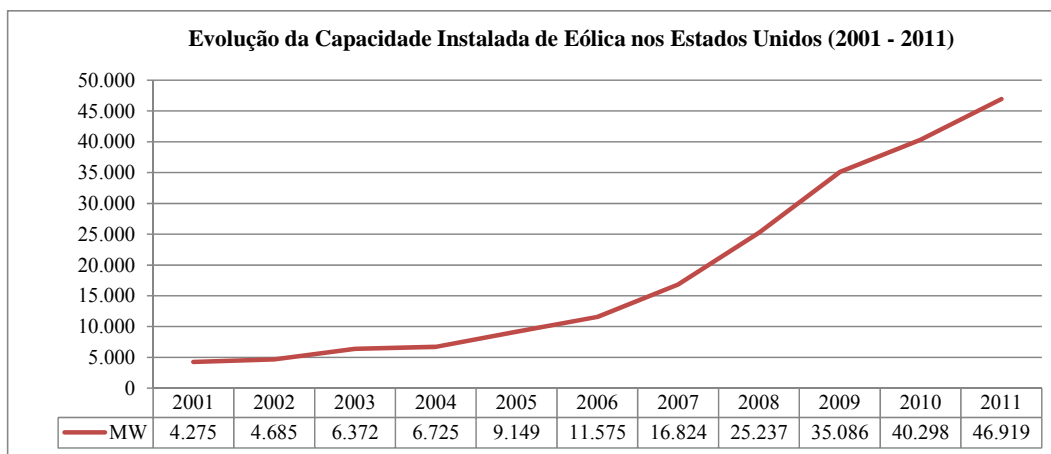


Figura 3.15: Evolução da Capacidade Instalada nos Estados Unidos. Fonte: GWEC (2011).

Segundo Dalbem (2010), os principais incentivos federais para o setor eólico são fiscais e por meio de linhas de crédito. O governo disponibiliza recursos subsidiados para adaptar a transmissão e distribuição e os estados adotam políticas diferenciadas. Neste sentido, segundo a Revista Energia Eólica – Anuário de 2012, a Califórnia possui uma das legislações mais restritas de proteção ao meio ambiente, foi líder no programa de implantações de eólica, porém o Texas ainda é o estado que possui o maior número de parques eólicos devido aos ventos favoráveis.

O PTC (*Protection Tax Credit*) é um subsídio que tem o intuito de estimular os projetos de energia limpa, contudo havia previsão que o mesmo expirasse em 2012. Caso não seja renovado, o fim do subsídio deverá impactar o nível de investimentos nos próximos anos (Revista Energia Eólica – Anuário 2012).

### 3.3.3

#### Alemanha

A Alemanha possui a terceira maior capacidade instalada total, com 29.060 MW acumulados até 2011 (12,2% do total instalado no mundo), sendo o líder na Europa em capacidade instalada de eólica, segundo a GWEC (2011). De acordo com a Revista Energia Eólica – Anuário 2012, a Alemanha possui uma das indústrias mais fortes de fontes renováveis do mundo. Esse aumento de

participação de eólica na matriz elétrica alemã começou a tomar corpo no fim dos anos 80, recebendo o primeiro impulso com a introdução, em 1991, do *Stromeinspeisungsgesetz*, quando a legislação passou a exigir que as empresas de eletricidade recebessem energia de fontes renováveis, e sob taxas favoráveis.

Segundo a mesma Revista, em 2000 a Lei de Energias Renováveis criou ainda mais medidas de incentivo, tais como prioridade aos provedores deste tipo de energia de alimentar o *grid* em relação aos produtores de energia convencional. A Figura 3.16 apresenta a evolução da capacidade instalada de eólica na Alemanha.

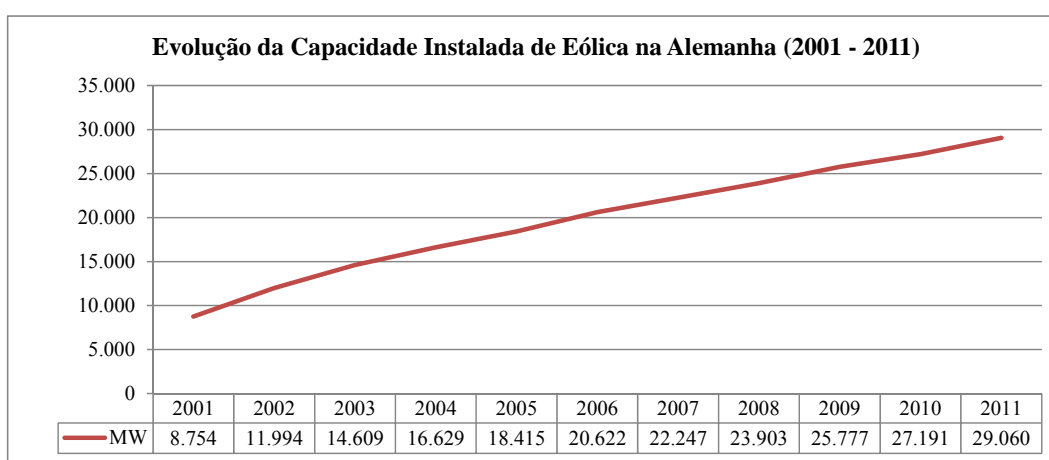


Figura 3.16: Evolução da Capacidade Instalada de Eólica na Alemanha (2001-2011).  
Fonte: GWEC (2011).

Em 2011, um total de 2.085 MW foi adicionado, incluindo 238 MW de repotenciação e 108 MW em *offshore*. O sistema Alemão paga um bônus para aqueles que usam turbinas tecnologicamente avançadas (EUR 0,48 centavos/kWh equivalente a US\$ 0,63 centavos) e um bônus para repotenciação de EUR 0,5 centavos/kWh (equivalente a US\$ 0,65 centavos) quando se trocaram turbinas velhas por novas. O tamanho médio das turbinas novas instaladas em 2011 é de 2,1 MW. Os principais fabricantes destas novas instalações foram Enercon (59,5%), Vestas (21%), REpower Systems (9,7%) e Nordex (3,9%). (GWEC, 2011).

Segundo Klessmann, Nabe & Burges (2008, apud Dalbem 2010), a Alemanha adota tarifas fixas de preço de energia. As tarifas para novos parques são periodicamente revistas, de modo a refletir a evolução tecnológica. As

transmissoras assumem os riscos de prever a geração e balancear o sistema elétrico, o reforço da rede de distribuição e transmissão são arcados pelo operador e repassados ao consumidor, os parques têm apenas que se conectar ao ponto mais próximo.

Destaque-se que em 2011, o parlamento Alemão votou a favor do abandono total da energia nuclear até 2022. Após esta decisão o Governo aprovou um pacote de medidas com foco em energia confiável, acessível e ambientalmente correta. (GWEC, 2011).

### 3.3.4

#### Espanha

A Espanha ocupa a quarta posição em capacidade instalada total de eólica até 2011, com 21.674 MW (9,1% do mercado mundial). Contudo, o ano de 2011 foi um ano de crescimento modesto por conta da recessão econômica. Foram adicionados em 2011, cerca de 1.050 MW. O país é o segundo maior em capacidade instalada da Europa atrás da Alemanha (GWEC, 2011). A Figura 3.17 apresenta a evolução da capacidade instalada da Espanha.

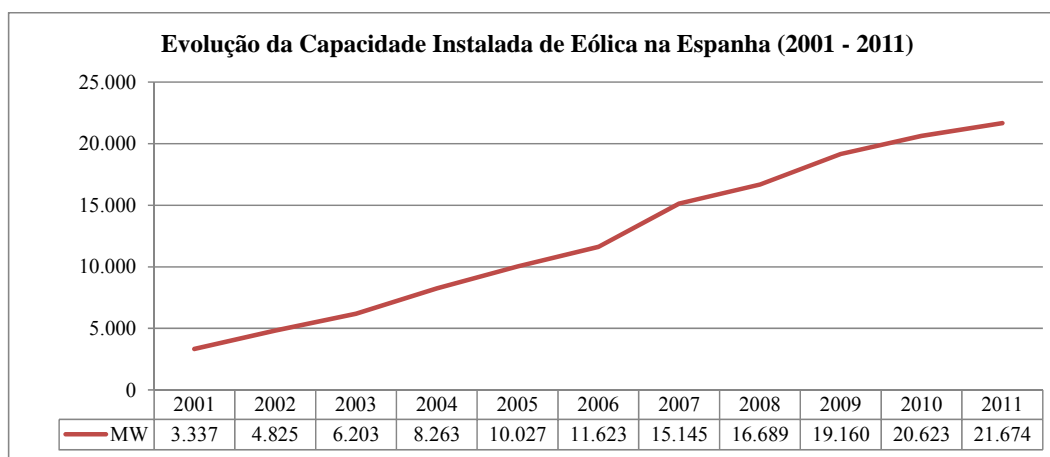


Figura 3.17: Evolução da Capacidade Instalada de Eólica na Espanha (2001-2011).  
Fonte: GWEC (2011).

Segundo Klessmann, Nabe & Burges (2008 apud Dalbem 2010), a Espanha inicialmente adotou tarifas fixas, contudo a partir de 2004 os parques eólicos passaram a poder optar, a cada 12 meses, ou pela tarifa fixa ou pelo prêmio fixo, a

ser somado ao preço do mercado livre de eletricidade. Em 2007, este sistema foi alterado, a opção pelo prêmio fixo foi mantida, porém o preço total da energia eólica passou a ser sujeito a um piso e um teto de preços.

Conforme a Comissão Nacional de Energia da Espanha, a remuneração total (preço de mercado + prêmio) média para energia eólica em 2011 foi de EUR 87/MWh (US\$ 115,3), enquanto a média do preço de mercado foi de EUR 49,93/MWh. O tamanho médio das turbinas instaladas durante 2011 na Espanha foi de cerca de 2 MW e os principais fornecedores foram Gamesa, Vestas, Alstom-Ecotécnica e Acciona. Castilla e León são as principais regiões em termos de capacidade instalada na Espanha com mais de 5.000 MW. (GWEC, 2011).

### 3.3.5

#### Índia

A Índia, por sua vez, ocupa a quinta posição em capacidade instalada total, com 16.084 MW acumulados até 2011 (6,8%). Em 2011, foram responsáveis pelo acréscimo de 3.019 MW de capacidade instalada em eólica. A Figura 3.18 a seguir apresenta a evolução da capacidade instalada na Índia.

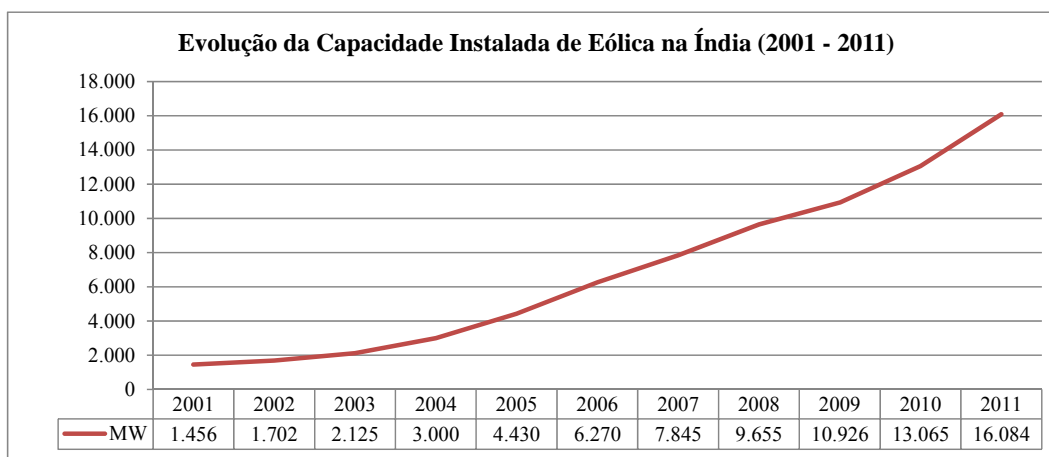


Figura 3.18: Evolução da Capacidade Instalada de Eólica na Índia (2001-2011). Fonte: GWEC (2011).

A Índia introduziu um Certificado de Energia Renovável (REC, 1 REC = 1 MWh de eletricidade para rede elétrica a partir de fontes renováveis de energia), em 2011, sendo este mais um mecanismo de incentivo disponível para energia

renovável no país. Soma-se a este os benefícios já existentes tais como: depreciação acelerada e o *Generation Based Incentive* (prêmio fixo por kWh)<sup>17</sup>. (GWEC, 2011).

Conforme mencionado pela Revista Energia Eólica – Anuário 2012, a energia eólica é a principal fonte alternativa da Índia e, de acordo com a Associação Indiana de Fabricantes de Aerogeradores, o país tem potencial da ordem de 48,5 mil MW. Vários fabricantes de aerogeradores e de itens de infraestrutura têm se instalado no país. O governo indiano, contudo, exige que os equipamentos sejam fabricados internamente, forçando empresas estrangeiras a se instalarem no país. A empresa indiana Suzlon, em 2011, estava entre os 10 maiores fabricantes, é responsável por mais de 40% dos aerogeradores instalados na Índia.

Um dos desafios crescente que o país tem enfrentado na expansão das eólicas, assim como a China, é uma infraestrutura de transmissão inadequada. Contudo, a possibilidade de interligar as redes regionais e nacionais, programada para 2013 – 2014, será importante para acelerar o desenvolvimento do mercado de REC. (GWEC, 2011).

É importante entender o panorama mundial da energia eólica e como isto afeta o mercado brasileiro. O desaquecimento dos mercados nos Estados Unidos e Europeu, por exemplo, foi um dos fatores que contribuiu para vinda de fabricantes para o Brasil, o que possibilitou a redução dos preços dos aerogeradores. Ou seja, o novo panorama mundial implicou em novas oportunidades de investimentos em plantas eólicas. A Evolução dos preços eólicos no Brasil e do segmento como um todo será tratado no capítulo 4.

---

<sup>17</sup> Estes incentivos, a depreciação acelerada e o *Generation Based Incentive*, são mutuamente exclusivos, há que se optar por um ou outro.



## 4

### **Evolução do Segmento Eólico Brasileiro**

O capítulo a seguir detalhará a inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira. Inicialmente, com o histórico do setor elétrico, com suas transformações, até o modelo atual, com foco em modicidade tarifária. A seguir é abordado o panorama do segmento eólico no Brasil, com as evoluções ocorridas desde o PROINFA, tanto na indústria como na participação nos leilões de energia.

#### **4.1**

##### **Histórico do Setor Elétrico no Brasil**

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a criação dos contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Conforme Dalbem (2010), o Setor era majoritariamente estatal até meados dos anos 90, quando o país estava próximo de esgotar a capacidade das hidrelétricas, num cenário de escassez de recurso para investimentos e intenção de reduzir a presença estatal nos setores produtivos. Neste sentido, a aprovação da Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões) apresentou-se como um importante marco regulatório no intuito de desverticalizar a indústria e privatizar os ativos, captar novos investimentos privados para aumentar a capacidade e estimular concorrência.

A Lei nº 9.074/1995 criou, por sua vez, a Figura do Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. Em 1996, foi implementado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, dentre as suas principais conclusões estavam a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, separá-las em segmentos de geração, transmissão e distribuição. Neste sentido, se pensou em fomentar a competição nos segmentos de geração e comercialização, mantendo sob regulação os setores

de distribuição e transmissão de energia elétrica, estes últimos por serem considerados como monopólio natural<sup>18</sup>.

No que tange aos aspectos institucionais, cabe destacar a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que seria o novo órgão regulador, do Operador Nacional do Sistema (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente este para transação de compra e venda de energia. Em função de restrições de transmissão, o mercado elétrico brasileiro foi dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Nordeste e Norte<sup>19</sup>.

O Modelo, contudo, apresentou falhas, segundo Queiroz et al.(2007), o desenho pensado descentralizou o processo de tomada de decisão, contudo negligenciou a importância da necessidade de coordenação interinstitucional. O racionamento de eletricidade de 2001 foi prova disto. O contexto de “reformas não-acabadas” implicou em incertezas no que se refere à condições econômico-financeiras necessárias ao desenvolvimento de novos projetos de investimento. Assim, tanto novos entrantes privados como empresas públicas retardaram a implementação de novos investimentos. Ainda segundo o mesmo autor contribuíram para o episódio do racionamento:

- Seca nas regiões Sudeste e Nordeste em 2001, à época a pior experimentada desde a década de 70; e
- Risco de déficit vinha crescendo desde 1997 devido a redução contínua dos níveis de confiabilidade dos reservatórios. Isto implicou numa volatilidade maior dos preços atacadistas, resultando em maior instabilidade nas relações comerciais no setor.

Uma das consequências do racionamento foi a perda de receita das empresas distribuidoras, entre 2001 e 2003. Como mencionado, este período de racionamento ainda resultou em uma perda de receita das empresas distribuidoras

---

<sup>18</sup> Câmara de Comercialização de Energia (CCEE): [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

<sup>19</sup> Cabe destacar neste sentido, também a criação do MRE (Mecanismo de Realocativo de Energia), que distribui os riscos hidrológicos entre estas centrais hidroelétricas.

de energia elétrica. Conforme Relatório do Tribunal de Contas da União (TCU)<sup>20</sup>, o custo direto incorrido pelos brasileiros em razão do racionamento de 2001 e 2002 foi R\$ 45,2 bilhões (valores em moeda de 2009). Ainda segundo o mesmo Relatório esse foi o valor repassado às distribuidoras de energia elétrica, sendo que 60% foi pago pelos usuários, através de repasse tarifário, e o restante, pelo Tesouro Nacional, onerando os contribuintes.

Desta forma, a crise de abastecimento iniciada em 2001 resultou em questionamentos quanto ao rumo do setor elétrico. De acordo com Dalbem (2010), a redução do crescimento econômico e o racionamento tiveram grande impacto político, influenciando, desta forma, a eleição presidencial de 2002.

Neste cenário, durante os anos de 2003 e 2004, o novo governo à época lançou as bases para um novo modelo para o Setor Elétrico. De acordo com Queiroz et al. (2007), a aprovação das Leis nº 10.847 e 10.848 em 2004 e do Decreto nº 5.163 do mesmo ano, tiveram por fim a definição deste novo modelo. Tanto as Leis quanto o Decreto vieram regulamentar as regras de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações, tendo por base dois principais objetivos: modicidade tarifária e segurança no abastecimento.

Ainda segundo o mesmo autor, no intuito de atingir os objetivos a que o novo modelo se propôs, foram implantados alguns instrumentos, tais como:

- Criação do Ambiente de Contratação Regulado – ACR, as distribuidoras compram energia via licitações públicas (participam deste ambiente agentes de geração e distribuição de energia elétrica) e do Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual as operações de compra e venda são livremente negociadas. Neste último ambiente participam: agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia, e consumidores livres<sup>21</sup>;

---

<sup>20</sup> Acessado em:  
[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias\\_arquivos/Apag%C3%A3o.pdf](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/Apag%C3%A3o.pdf)

<sup>21</sup> Consumidores com demanda mínima de 3MW (Mega-Watt).

- Estruturação de leilões para contratação de energia existente pelas distribuidoras, com critério de tarifa mínima;
- Contratação, por parte das distribuidoras, de 100% de sua carga. Estabelecimento de um lastro físico de geração; e
- Leilões específicos para a contratação de novos empreendimentos de geração de energia, com licença ambiental prévia de empreendimentos hidroelétricos.

Com relação ao modelo institucional destaca-se a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE responsável pelo planejamento do setor elétrico; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE em substituição ao MAE, com a responsabilidade de dar continuidade as atividades de comercialização de energia elétrica no sistema interligado; e por fim a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica<sup>22</sup>. A Tabela 4.1 apresenta um resumo com as principais mudanças no setor:

Tabela 4.1: Resumo de mudanças no Setor Elétrico. Fonte: Câmara de Comercialização de Energia - CCEE.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

<sup>22</sup> CCEE: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).

#### 4.1.1

### Renovação das Concessões

Uma alteração mais recente ocorrida no setor elétrico e de muita relevância foi a publicação da Medida Provisória (MP) nº 579, em 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre: as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; redução dos encargos setoriais; modicidade tarifária; dentre outros.

A MP 579 estabeleceu critérios mediante os quais o poder concedente poderá prorrogar as concessões de geração de energia hidrelétrica. Entre tais critérios está a aceitação, pelo concessionário, de remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica.

Desta forma a MP oferece duas alternativas para os concessionários<sup>23</sup>:

- Reversão da concessão no seu vencimento (2015 a 2017): o concessionário receberá uma indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo e a concessão será relicitada com um contrato por tarifa regulada;
- Renovação a partir de 2013, independentemente da data de vencimento da concessão: o concessionário receberá uma indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo (calculada com a mesma metodologia aplicada na alternativa 1) e fechará um contrato com tarifa regulada, também semelhante ao da alternativa anterior. Ou seja, a condição para garantir a renovação ao invés de participar da licitação é abrir mão da renda dos contratos atuais de 2013 até o vencimento da concessão.

Ainda segundo estimativas da PSR, as concessões vincendas somariam algo em torno de 14.000 MW médios de garantia física, no que tange a geração. No que tange a transmissão, as instalações vincendas correspondem a: (i) Rede Básica (alta tensão): 85.000 km de linhas e 233.000 MVA de capacidade de

---

<sup>23</sup> Energy Report PSR – Edição 69 de setembro.

transformação; (ii) Demais Instalações de Transmissão (DITs): 16.500 km e 1.400 MVA.

Ao anunciar a MP, o governo sinalizou também a redução/alteração de alguns encargos: 1) as despesas referentes à CCC<sup>24</sup> passariam a ser de responsabilidade da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético); 2) a RGR seria extinta para quase todas as concessões; 3) seriam destinados à CDE os créditos que o Tesouro e a Eletrobras têm junto à Itaipu Binacional; e 4) o encargo CDE seria reduzido em 75%. (Fonte: Energy Report PSR – Edição 59 de setembro de 2012).

A CDE é destinada à promoção do desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada. A CDE é gerida pela ELETROBRAS e os recursos desse fundo setorial também são utilizados para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A intenção do governo com tais medidas é a meta de redução média de cerca de 20% nas tarifas de energia a partir de 2013. O governo espera reduzir custos de geração<sup>25</sup> e transmissão, bem como encargos que reverterão em benefício com a redução das tarifas ao consumidor. A proposta do governo é de que as reduções dos custos de geração sejam destinadas apenas aos consumidores regulados (ACR), enquanto as reduções de transmissão serão rateadas entre todos

<sup>24</sup> Conta de Consumo de Combustíveis – tem a finalidade de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados

<sup>25</sup> De forma simples estes custos resultam da soma dos seguintes itens: 1) Remuneração dos investimentos, 2) custos de O&M; 3) Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão; e 4) Encargos e tributos. Com a remuneração prevista na MP dos ativos com pagamento “à vista”, o custo referente ao item 1 seria zero. Sendo assim, de forma simplificada a redução do custo de geração (Elaborado pela PSR – Edição Novembro), é dado pela diferença entre o custo médio dos contratos dos geradores com concessões vincendas – aproximadamente R\$ 95/MWh (Relatório PSR – Novembro) e o custo pós-renovação de R\$ 25/MWh. Esta diferença de R\$ 70/MWh x 8760 (nº de horas no ano) x Total de MW médios dos contratos de concessão vincendos (conforme dados de novembro totalizavam 11.365 MW médios), é a economia total em bilhões de reais por ano, ou seja, aproximadamente R\$ 7 bilhões. Para ter uma estimativa do benefício para cada consumidor no ACR, pode-se dividir o valor de R\$ 7 bilhões pelo total de energia consumida. Para 2013 a previsão de consumo no ACR é de 38.822 MW médios, portanto,  $(7.0 / (38.822 \times 8760)) =$  aproximadamente um benefício de R\$ 21/MWh.

os consumidores (ACR e ACL). A MP foi convertida em Lei, a saber: a Lei nº 12.783/13.

A Tabela a seguir apresenta uma estimativa atualizada feita pela PSR (Energy Report – Edição 71 de novembro de 2012) dos benefícios para o consumidor do ACR do regime de cotas<sup>26</sup>:

Tabela 4.2: Benefício para o ACR do Regime de Cotas. Fonte: Energy Report PSR – Edição 71 de Novembro 2013.

	<b>Benefício</b>	<b>Valores (R\$/MWh)</b>
1.	Geração	21
2.	Transmissão	13
3.	Encargos	10
4.	Total (1+2+3)	44

No Relatório da PSR, para se chegar à redução percentual da tarifa para o consumidor do ACR, dividiu-se o benefício total de R\$ 44/MWh por R\$ 280/MWh (tarifa média das distribuidoras segundo a ANEEL considerando todas as classes de tensão), a redução apenas no ACR chegaria a aproximadamente 16% (44/280).

## 4.2

### Panorama no Brasil

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente hídrica. Dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de 08.09.12, indicam que da capacidade instalada em operação no Brasil, 65% é hídrica (83.253 MW), de um total de 127.498 MW. A Tabela 4.3 apresenta o status da matriz elétrica brasileira segundo a ANEEL (dados atualizados até 08.09.12).

<sup>26</sup> A MP 579 estabeleceu que toda a energia das usinas com contratos a serem renovados será direcionada ao mercado regulado por meio de cotas. Assim, as concessionárias que renovarem essas concessões geradoras não poderão decidir sobre o destino da energia que produzem e serão remuneradas de acordo com o estabelecido pelo governo.

Tabela 4.3: Empreendimentos elétricos em operação no Brasil. Fonte: Banco de Informações ANEEL, atualizado em 08.09.12. Acessado em 09.09.12: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		Nº de Usinas	kW		Nº de Usinas	kW	
Hidro		1.009	83.252.764	65,3	1.009	83.252.764	65,3
Gás	Natural	105	11.550.013	9,1	145	13.381.696	10,5
	Processo	40	1.831.683	1,4			
Petróleo	Óleo Diesel	937	3.394.877	2,7	971	7.331.188	5,8
	Óleo Residual	34	3.936.311	3,1			
Biomassa	Bagaço de Cana	358	8.027.644	6,3	444	9.752.112	7,6
	Licor Negro	14	1.235.643	1,0			
	Madeira	44	378.035	0,3			
	Biogás	20	78.182	0,1			
	Casca de Arroz	8	32.608	0,0			
Nuclear		2	2.007.000	1,6	2	2.007.000	1,6
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,5	10	1.944.054	1,5
Eólica		80	1.659.532	1,3	80	1.659.532	1,3
Importação	Paraguai		5.650.000	4,4		8.170.000	6,4
	Argentina		2.250.000	1,8			
	Venezuela		200.000	0,2			
	Uruguai		70.000	0,1			
Total		2.661	127.498.346	100	2.661	127.498.346	100

O Plano Decenal de Expansão de Energia com horizonte 2020, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia prevê que a capacidade instalada do Brasil até 2020 será de 171.138 MW, destes 11.532 MW são de eólica, ou seja, uma participação de 6,7%. A participação eólica em termos de capacidade instalada, segundo dados da ANEEL de 08.09.12, é de 1,3%.

Embora possua ainda um percentual pequeno frente às demais fontes de energia elétrica, a participação da energia eólica vem aumentando ao longo dos anos. Em 2005, a capacidade instalada brasileira de eólica era de 29 MW, ao final de 2011, a capacidade instalada já era de 1.424 MW de acordo com a ANEEL (apud Revista Energia Eólica – Anuário 2012). A primeira turbina eólica instalada



no país foi no Arquipélago de Fernando de Noronha, em 1992, com 75 kW, rotor de 17m e torre de 23 m de altura. A Figura 4.1 apresenta a evolução da capacidade da energia eólica no Brasil.

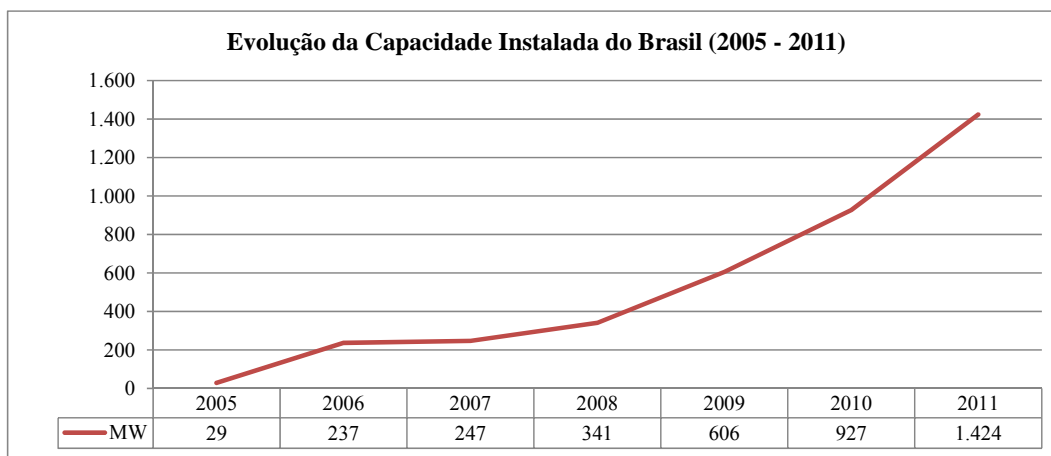


Figura 4.1: Evolução da Capacidade Instalada de Eólica no Brasil (2005 – 2011). Fonte: GWEC (2011) e ANEEL (apud Revista Energia Eólica – Anuário 2012).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro datado de 2001, elaborado pelo Cepel (Centro de Pesquisa em Energia Elétrica vinculada à ELETROBRAS), apresentava o potencial eólico *onshore* estimado em 143 GW, considerando altura de torres de turbinas eólicas de 50 metros (estado da arte à época). De acordo com Costa et. al (2009), medições preliminares apontam que, a 100 metros, o potencial brasileiro superaria 220 GW. Os autores ressaltam também que as “jazidas de vento” do Brasil estão entre as melhores do mundo, pois contam não só com a velocidade, mas também são consideradas bem comportadas. A Figura 4.2 apresenta a distribuição da capacidade segundo o Atlas por regiões do Brasil.

### Potencial Eólico Distribuído por Regiões Brasileiras

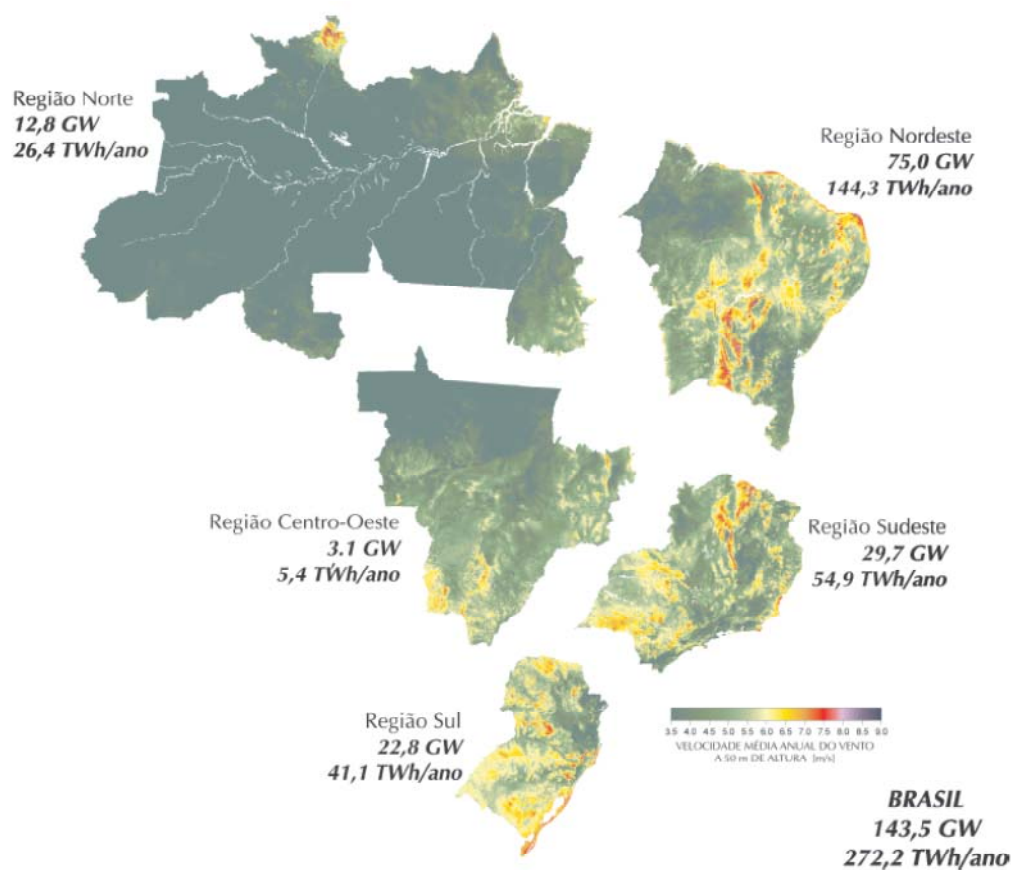


Figura 4.2: Potencial Eólico Distribuído por Regiões Brasileiras. Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2001)

O Atlas mostra que, excetuada a Amazônia, o potencial dos ventos no Brasil está distribuído por todo território nacional, é mais intenso no período entre os meses de junho a dezembro, em coincidência com meses de menor pluviosidade. De acordo com a Figura anterior, as regiões com maior potencial medido são o Nordeste, este não só no seu litoral (Rio Grande do Norte, Maranhão, Piauí e Ceará), mas também a faixa interiorana (com início no mar do Piauí até o norte de Minas Gerais) (Fadigas, 2011).

Há que se destacar ainda, conforme mencionado por Costa et al (2009), a complementariedade da fonte eólica e hidrelétrica no Brasil. Os autores apontam este aspecto positivo em favor da energia eólica no Nordeste. O período de seca, quando os reservatórios das barragens estão em nível mais baixo, coincide com o período de maior incidência e intensidade de ventos. Esta complementariedade

também vale no sistema energético do Sul-Sudeste. A Figura abaixo apresenta a complementariedade das fontes hídrica e eólica.

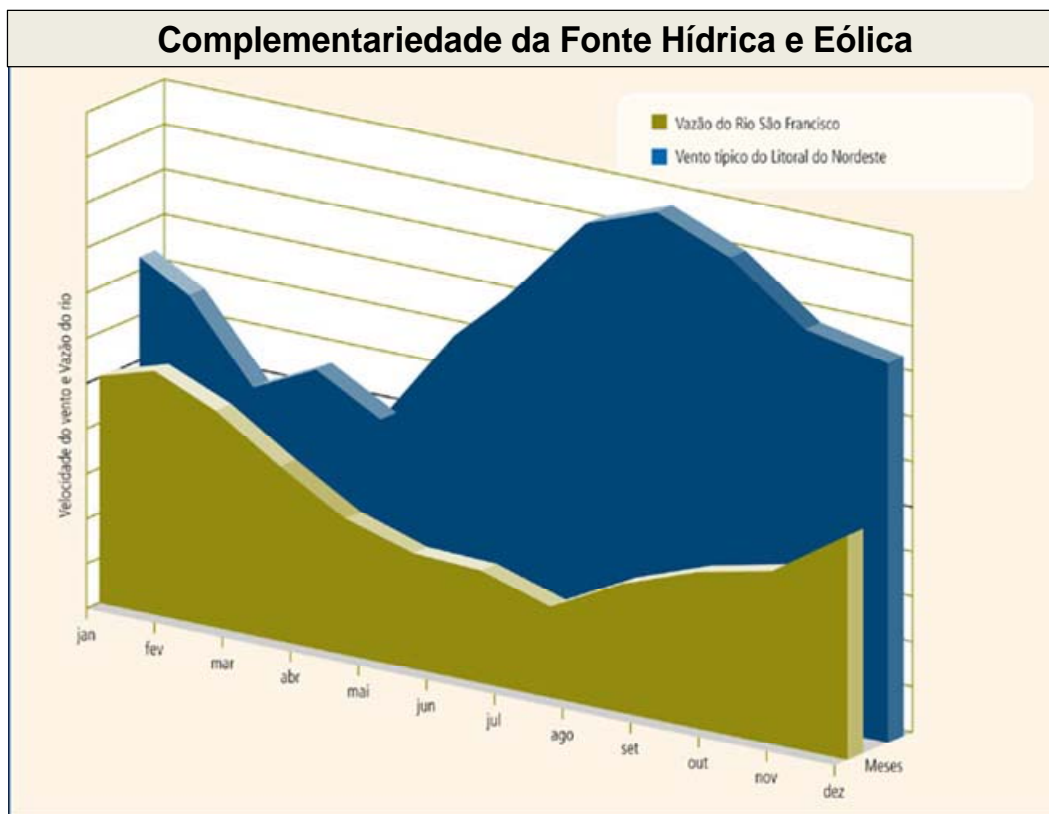


Figura 4.3: Complementariedade da Fonte Hídrica e Eólica. Fonte Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE/UFPE), 2000. Disponível em: [www.eolica.com.br](http://www.eolica.com.br)

Segundo Costa et al (2008, apud Dalbem 2010), o primeiro programa relevante de eólica foi o PROEÓLICA de 2001, contudo, o mesmo não gerou resultados práticos devido ao risco regulatório e financeiro. De acordo com Dalbem (2010), após a crise energética sofrida pelo Brasil em 2001/2002, foi elaborado um novo programa, o PROINFA (Programa de Incentivo as Energias Renováveis), com base na Lei nº 10.438/2002. O foi dividido em duas fases:

- PROINFA I – a primeira fase previa que 3,3 GW de energia fossem provenientes de eólicas, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e todas deveriam ser conectadas ao sistema até 2006;

- PROINFA II – a segunda etapa, prevista também na Lei, tinha como objetivo atingir 10% da matriz elétrica em fontes alternativas até 2022, começando quando alcançados os 3,3 GW previsto da primeira etapa.

O Programa garantia a compra pela ELETROBRAS da produção de energia proveniente destes empreendimentos, com contratos de duração de 20 anos, com preços definidos pelo poder executivo, tendo como base 50%, 70% e 90% (PCHs, biomassa e parques eólicos) respectivamente, da tarifa média do fornecimento aos consumidores nos últimos doze meses. Havia ainda determinação quanto ao índice de nacionalização, que na primeira etapa era de 60% do valor<sup>27</sup>.

De acordo com Costa et al (2009), a ELETROBRAS seria responsável pela realização das chamadas públicas. Segundo os autores, como na primeira fase a quantidade de projetos de biomassa apresentados foi reduzida, a fonte eólica recebeu mais de um terço das encomendas, sendo contratados, no total, 1.423 MW (54 usinas eólicas). A Tabela 4.4 apresenta o total de projetos selecionados do PROINFA e o total instalado até final de 2011.

Tabela 4.4: Projetos no âmbito do PROINFA. Fonte: Costa et al (2009) e ELETROBRAS - <http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados> de geração das CGEE participantes do PROINFA

PROJETOS NO ÂMBITO DO PROINFA				
PROINFA 1ª Fase	Total Selecionado		Total Instalado do PROINFA até Dez - 2011	
Fonte	Número de Projetos	Potência Total (MW)	Número de Projetos	Potência Total (MW)
Biomassa	27	700,90	19	533,34
Eólica	54	1.422,96	41	963,99
PCH	63	1.191,40	59	1.152,54
<b>Total</b>	<b>144</b>	<b>3.315,26</b>	<b>119</b>	<b>2.649,87</b>

Segundo Medeiros (2008, apud Dalbem, 2010), no final de 2006, prazo para início da geração, apenas 4 parques estavam em operação, desta forma o prazo foi

<sup>27</sup>Analysis of the Regulatory Framework for Wind Power Generation in Brazil. Acessado em: [http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil\\_report\\_2011.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf)

postergado. Algumas das causas para o atraso são apontadas a seguir (Costa et al, 2008; Dutra & Szklo, 2008/2008b; PROINFA, 2009<sup>a</sup>; Pereira & Lima, 2008; Costa et al, 2009, apud Dalbem 2010):

- O próprio processo de licitação atrasou e os empreendimentos tiveram dificuldades em atender os pré-requisitos para o financiamento;
- Dificuldade de cumprir o índice de nacionalização, vis-à-vis a capacidade na época de apenas 250 MW/ano em equipamentos e 50% voltado para mercado externo, onde a demanda apresentava-se aquecida, à época a fabricante Wobben (grupo Enercon) encontrava-se instalada no Brasil, argumentava-se que o monopólio trazia assimetria nas negociações, com pressões do setor, que implicaram na isenção do imposto de importação apenas em 2006;
- O PROINFA I ocorreu em uma época de demanda aquecida fora do Brasil, em particular nos EUA, o que pressionava o preço das turbinas;
- Demora no licenciamento ambiental e também na obtenção da Declaração de Utilidade Pública;
- Entraves na conexão à rede, em especial no CO e NE; entre outros.

O Programa teve seu prazo constantemente postergado. A Lei nº 12.431 de 2011 postergou até dezembro de 2011 a sua validade. Segundo Dalbem (2010), o PROINFA II acabou sendo abandonado, haja vista a opção de novas contratações via o formato de leilões e esta questão será abordada no item 4.4 do presente trabalho. Conforme Costa et al (2009), o custo do programa entra nas faturas dos consumidores finais do Sistema Interligado (SIN), exceto os de baixa renda.

### 4.3

#### **Indústria Eólica no Brasil**

Conforme mencionado anteriormente, em 2005, alguns anos após o lançamento do PROINFA, havia apenas a Wobben instalada no Brasil, (com sua primeira fábrica de 1995 em Sorocaba e uma segunda fábrica instalada em 2002

em Pecém<sup>28</sup>), sem muitas perspectivas era difícil, neste período, convencer fabricantes a direcionar sua produção ao mercado brasileiro (Revista Energia Eólica – Anuário 2012). Soma-se a isto a demanda aquecida em outros mercados fora do Brasil.

Contudo, com o desaquecimento em mercados fora do Brasil, como por exemplo, a crise econômica vivida pela Europa e o desaquecimento do mercado americano, somado aos leilões de energia realizados no Brasil, resultaram em maior interesse da cadeia de fornecedores no país.

Segundo Costa et al (2009), até 2008, apenas a Wobben Wind Power encontrava-se instalada no Brasil. Em 2010, passou a contar também com a Impsa e a instalação de uma terceira fábrica de torres de concreto da Wobben em Parazinho – RN. Até 2010, a capacidade da Wobben/Enercon do Brasil era de 500 MW/ano e a argentina Impsa era de 600 MW/ano.

De acordo com a Revista Energia Eólica, em 2011, começaram a produzir turbinas no Brasil as seguintes empresas: a norte-americana GE (500 MW/ano), a espanhola Gamesa (400 MW/ano), a brasileira WEG/MTOI (100 MW/ano) e a francesa Alstom (400 MW/ano). Em 2012, instalou-se no país a dinamarquesa Vestas com 400 MW/ano, além disso, neste mesmo ano a Impsa aumentou sua capacidade de 400 MW/ano para 1.000 MW/ano. Segundo a mesma Revista, até 2012 o Brasil deverá contar com oito fábricas de turbinas, com capacidade de produção de cerca de 3.900 MW/ano, o que equivale a quase 10% da demanda mundial por equipamentos eólicos.

Atualmente, o país conta também com fabricantes de pás instalados, com capacidade de 11.300 unidades por ano, e ainda 8 fabricantes de torres, com capacidade de produção de 1.870 unidades por ano. No final do ano de 2011, a belga Eolice assinou protocolo de intenções com o governo de Pernambuco para abrir uma fábrica de pás no estado, a ser construída no Complexo de Suape. Com a nova unidade, o estado passará a contar com toda a cadeia de fabricação de aerogeradores (Revista Energia Eólica – Anuário 2012). A Tabela 4.5 apresenta os fabricantes no Brasil de nacelles/turbinas, pás e torres.

---

<sup>28</sup> Atualmente a unidade de Pecém está produzindo pás para o modelo E-82.

Tabela 4.5: Fabricantes de naceles/tubinas, pás e torres. Fonte: Revista Energia Eólica – Anuário 2012.

Naceles / Tubinas				
Fabricantes	Capacidade anual (MW)	Status	Localização	
Alstom	400	Em operação	Camaçari (BA)	
Wobben/Enercon	500	Em operação	Sorocaba (SP)	
Impsa	1.000	Em operação	Suape (PE)	
WEG/MTOI	100	Em operação	Jaraguá do Sul (SC)	
Gamesa	400	Em operação	Camaçari (BA)	
GE	500	Em operação	Campinas (SP)	
Vestas	400	1º semestre 2012	Fortaleza (CE)	
Furlander	600	2012	Pecém (CE)	
<b>Total</b>	<b>3.900</b>			
Pás				
Fabricantes	Capacidade Anual (Unidades)	Operação	Localização	
Tecsis	8.300	Em operação	Sorocaba (SP)	
Aeris/Suzlon	1.500	2012	Pecém (CE)	
Wobben/Enercon	1.500	Em operação	Sorocaba (SP) e Pecém (CE)	
Eólica/LM Wundpower	Em estudo	Em estudo	Suape (PE)	
<b>Total</b>	<b>11.300</b>			
Torres				
Fabricantes	Capacidade Anual (Unidades)	Operação	Localização	Material
Wobben	500	Em operação	Pecém (CE), Parazinho (RN), Gravataí (RS)	Concreto
RM Eólica	450	Em operação	Suape (PE)	Aço
Sawe/Engelbasa-Ivape	250	Em operação	Cubatão (SP)	Aço
Tecnomaq	240	Em operação	Fortaleza (CE)	Aço
Brasilsat	80	Em operação	Curitiba (PR)	Metal
Máquinas Piratininga	150	Em operação	Recife (PE)	Aço
Icec	100	Em operação	Mirassol (SP)	Aço
Intecnial	100	Em operação	Erechim (RS)	Aço
<b>Total</b>	<b>1.870</b>			

A Figura 4.4 indica a participação dos fornecedores de aerogeradores nos projetos do PROINFA e dos leilões realizados até 2010. Pode-se verificar maior

participação dos seguintes fabricantes: Wobben, Suzlon, Impsa, GE e Vestas. Juntos estes cinco fabricantes possuem 80% do mercado.

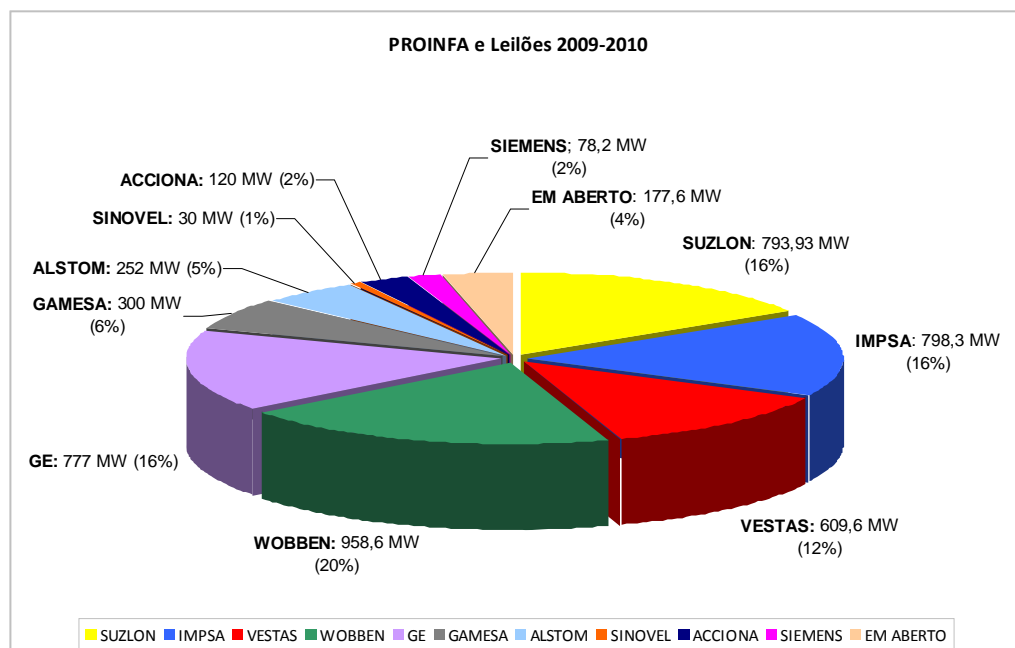


Figura 4.4: Participação dos fornecedores no PROINFA e Leilões de 2009 e 2010. Fonte: BNDES.

#### 4.4

#### Leilões de Energia no Brasil e Evoluções do Segmento Eólico Brasileiro

O PROINFA trouxe lições que foram somadas às mudanças do novo modelo energético e do foco em leilões de energia. Costa et al (2009), ressaltam que havia muitas críticas ao modelo de concorrência onde fontes mais baratas competiam no mesmo leilão. À época a fonte eólica não tinha condições de disputar contratos com as usinas à base de biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). De acordo com Dalbem (2010), nenhuma usina eólica foi contratada no Leilão de Fontes Alternativas em junho 2007 e no Leilão de Energia de Reserva de agosto 2008. Foi então que o Ministério de Minas e Energia (MME) optou por realizar um leilão específico para o segmento eólico em 2009, no formato de Leilão de Energia de Reserva (2º LER).

O 2º LER 2009 teve preço médio contratado de R\$ 148,39/MWh, 21,5% abaixo do teto, de R\$ 189/MWh e quase metade do valor médio oferecido pelos



projetos do PROINFA. O leilão contratou 1.805,7 MW e garantia física de 783,1 MWmédio. Após 2009, se sucederam outros leilões com participação significativa do segmento eólico. (Revista Energia Eólica: Anuário 2012).

Em 2010, o valor médio caiu para R\$ 130,86/MWh no Leilão de Reserva e no Leilão de Fontes Alternativas, nos dois leilões foram contratados 2.047,8 MW (potência) e garantia física de 899 MWmédios. Em 2011, o preço médio voltou a cair, nos Leilões A-3 e de Reserva de agosto de 2011, foram vendidos 1.929 MW de potência, ao preço médio de R\$ 99,56/MWh. A tendência de queda só parou em dezembro de 2011, com a participação de eólicas no Leilão A-5, voltado para hidrelétrica. O segmento eólico vendeu 976,5 MW de potência neste leilão. Desta forma, no ano de 2011 foram contratados 2.905,5 MW. Por fim, até 2011, foram negociados 6.758,8 MW de capacidade no Ambiente Regulado (ACR), que se somados aos 1.422,92 MW do PROINFA, a potência contratada passa de 8.000 MW até 2.016 (Revista Energia Eólica: Anuário 2012). A Figura abaixo apresenta a evolução dos preços eólicos nos leilões.

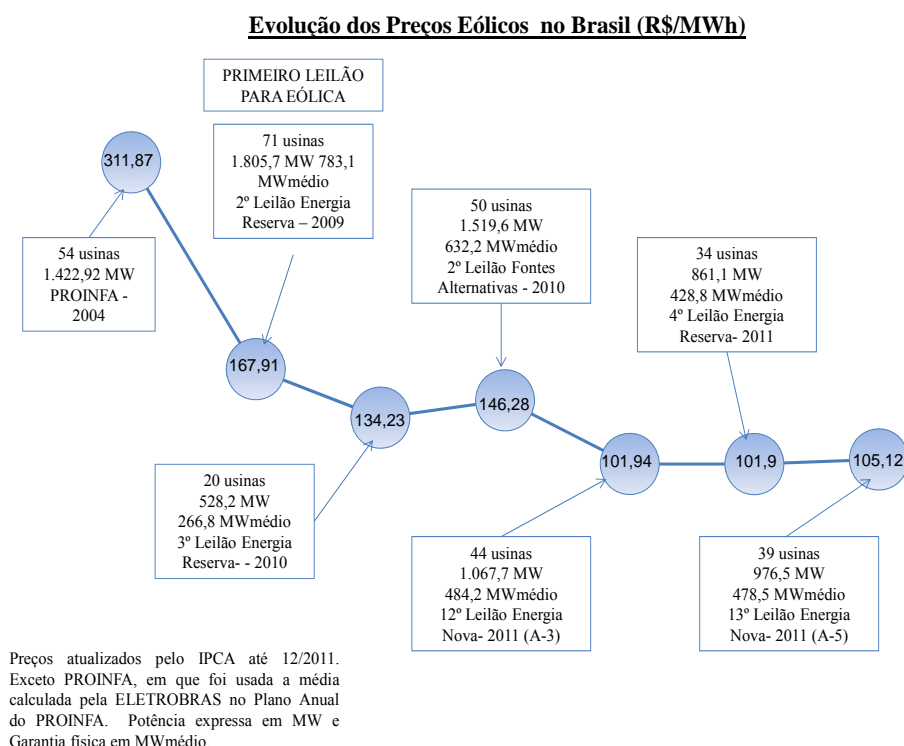


Figura 4.5: Evolução dos Preços Eólicos no Brasil (R\$/MWh). Fonte: CCEE e ANEEL apud Revista Energia Eólica: Anuário 2012.

De acordo com Dalbem (2010), os baixos preços de energia ofertados no Leilão de 2009 levam a crer que os fabricantes ofereceram equipamentos a preços mais baixos do que originalmente previsto pelo governo/setor, embora em alguns casos a abdicação de lucros seja compensada via participação acionária nos empreendimentos.

Desta forma, há que se verificar se futuramente, caso os mercados europeu e americano voltem a ficar aquecidos, se os preços dos equipamentos e por consequência, os preços ofertados nos leilões se manterão. Ou mesmo, se os empreendedores no intuito de oferecerem preços mais altos da energia tentarão negociar um volume maior no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Destaque-se ainda que conforme Relatório publicado pela GWEC e ABEEólica<sup>29</sup> mostra, com base em dados do BNDES, que o custo de instalação dos parques também foi reduzido. O custo de instalação do PROINFA era de R\$ 5.500/kW instalado, já no LER 2009, este valor foi reduzido em 24%, chegando à R\$ 4.200/kW. Houve também um incremento no fator de capacidade médio dos parques, no PROINFA este valor era de 31,7%, no cenário P50<sup>30</sup> e no Leilão de Reserva de 2010 (LER 2010) este fator já era de 51%. A Tabela 4.6 mostra a evolução do custo por kW instalado e também dos fatores de capacidade médios, com horizonte até o LER 2010.

Tabela 4.6: Evolução do custo de instalação e fatores de capacidade médio

<b>CAPEX - Evolução custo de instalação e fatores de capacidade médio</b>			
<b>PPA</b>	<b>Custo Investimento (R\$/kW instalado)</b>	<b>Var. %</b>	<b>FC médio P50</b>
PROINFA	5.500		31,70%
LER 2009	4.200	-24%	41,20%
LFA 2010	4.000	-5%	42,40%
LER 2010	4.000	0%	51%

\* Câmbio do dia da licitação

LER 2009 14.12.09: 1,76 R\$/US\$

LFA 2010 e LER 2010 26.08.10: 1,764

<sup>29</sup> Analysis of regulatory framework for Wind power generation in Brazil. Acessado em: [http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil\\_report\\_2011.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf).

<sup>30</sup> Probabilidade de ocorrência de 50%.

Com a maior participação dos empreendimentos eólicos nos leilões, em 2011, o segmento chegou ao seu primeiro gigawatt instalado. O Nordeste concentra o maior número de parques nos mais diversos estágios (outorgado, em construção e em operação). Conforme Tabela 4.7, o Ceará possui a maior participação em capacidade instalada (MW) em operação com cerca de 33,6%. No que tange aos projetos em construção o Rio Grande do Norte possui participação de cerca de 43,5% (em MW). O mesmo estado possui também a maior participação das outorgadas, com 36,1%. Espera-se ainda que até o final de 2012 a capacidade de eólica ultrapasse a marca de 2 GW (Revista Energia Eólica: Anuário 2012). A Tabela 4.7 a seguir apresenta o panorama das eólicas no Brasil por estados.

Tabela 4.7: Panorama das Eólicas no Brasil por estados. Fonte: ANEEL de 18/06/12 apud Revista de Energia Eólica: Anuário 2012.

Panorama das Eólicas no Brasil												
Estados	Em Construção				Outorgadas				Em operação			
	Número de Projetos	%	MW	%	Número de projetos	%	MW	%	Número de Projetos	%	MW	%
Bahia	22,00	39,3%	527,19	36,5%	29,0	14,0%	717,4	12,4%	0	0,0%	0	0,0%
Ceará	8,00	14,3%	211,5	14,7%	40,0	19,3%	1220,5	21,2%	18,0	23,4%	518,93	33,6%
Paraíba	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	13,0	16,9%	66,0	4,3%
Paraná	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	2,0	2,6%	2,502	0,2%
Pernambuco	0	0,0%	0	0,0%	3,0	1,4%	78	1,4%	5,0	6,5%	24,75	1,6%
Piauí	0	0,0%	0	0,0%	4,0	1,9%	105,6	1,8%	1,0	1,3%	18,0	1,2%
Rio de Janeiro	0	0,0%	0	0,0%	1,0	0,5%	135	2,3%	1,0	1,3%	28,0	1,8%
Rio Grande do Norte	23,00	41,1%	628,4	43,5%	71,0	34,3%	2.082,84	36,1%	13,0	16,9%	284,41	18,4%
Rio Grande do Sul	2,00	3,6%	46	3,2%	42,0	20,3%	949,5	16,5%	11,0	14,3%	364,0	23,6%
Sergipe	1,00	1,8%	30	2,1%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Santa Catarina	0	0,0%	0	0,0%	2,0	1,0%	49,53	0,9%	13,0	16,9%	236,4	15,3%
Maranhão	0	0,0%	0	0,0%	15,0	7,2%	432	7,5%	0	0,0%	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>56,0</b>	<b>100%</b>	<b>1.443,09</b>	<b>100%</b>	<b>207,0</b>	<b>100%</b>	<b>5.770,37</b>	<b>100%</b>	<b>77,0</b>	<b>100%</b>	<b>1.542,99</b>	<b>100%</b>

Segundo a Revista Energia Eólica: Anuário 2012, os maiores empreendedores eólicos brasileiros ainda são aqueles que conseguiram fazer parte do PROINFA, responsável pela maioria dos projetos em operação no Brasil. Ressalte-se que a principal mudança em relação aos investidores originais do programa federal é a presença da CPFL Renováveis, criada em 2011 pela CPFL Energia em *joint venture* com a empresa ERSa. A Tabela 4.8 apresenta o ranking das empresas por MW instalado.

Tabela 4.8: Ranking das empresas por MW instalado. Fonte: ANEEL (junho/12) apud Revista Energia Eólica: Anuário 2012.

**Ranking das Empresas por MW Instalado**

*Participação nas Usinas Em Operação*

	<b>Empresa</b>	<b>Capacidade (MW)</b>	<b>Participação (%)</b>
1	CPFL Renováveis	375,50	23,34%
2	Energimp-Impsa	242,80	15,09%
3	Elecnor-Enerfin	190,50	11,84%
4	Multiner	90,84	5,65%
5	EDP Renováveis	83,80	5,21%
6	ELETROBRAS Eletrosul	81,00	5,04%
7	Enerbrasil-Iberdrola	79,30	4,93%
8	Wobben	66,42	4,13%
9	Pacific Hydro	58,20	3,62%
10	Petrobrás	53,28	3,31%
11	Gestamp	51,98	3,23%
12	Cemig	48,80	3,03%
13	Tractebel Energia	43,60	2,71%
14	Eólica Administração e Participações	30,36	1,89%
15	Bioenergy	28,80	1,79%
16	Ecopart Investimentos	28,05	1,74%
17	Alubar	13,26	0,82%
18	ELETROBRAS	12,74	0,79%
19	Eólica Tecnologia	12,38	0,77%
20	Cedin	6,30	0,39%
21	Guarany-Queiroz Galvão	4,50	0,28%
22	Martifer	3,07	0,19%
23	Copel	2,50	0,16%
24	Celesc	0,60	0,04%
25	CTGAS-ER	0,01	0,00%
26	Electra Power	0,002	0,00%
	<b>Total</b>	<b>1.608,6</b>	<b>100%</b>

OBS: A tabela considera a participação de cada empreendedor nas usinas em operação. Ex: caso tenha participação de 50% em uma usina, apenas 50% da potência será considerada como pertencente ao empreendedor.

A CPFL Renováveis conta com 375,5 MW de potência, com cerca de 23,34% do total instalado no Brasil. São parques desenvolvidos pela Siif Énergies, subsidiária da Jantus, comprada pela CPFL em 2011, pela Bons Ventos,

adquiridos em 2012, e pela ERSa que tinha seu próprio portfólio antes da formação da *joint venture*. A Energimp por sua vez foi uma das grandes vencedoras do PROINFA e encontra-se em segundo lugar com uma participação de 15,09%.

## 5

### Estudo de Caso: Projeto Eólico

Este capítulo tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de um projeto eólico participante do 2º Leilão de Energias Alternativas (Edital nº 007/2010 – ANEEL), realizado em 26/08/2010. Neste sentido serão apresentadas, dentre outras, as regras aplicadas ao Leilão, as premissas utilizadas no projeto e a avaliação aplicando a Teoria das Opções Reais.

#### 5.1

##### Regras dos Leilões de Energia no Brasil

Em 2004, o então novo modelo do setor elétrico, implantado em 1997, que tinha como pilares a modicidade tarifária, acesso universal à energia e estabilidade regulatória, foi aprimorado. Neste sentido, foram implementados dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre<sup>31</sup>, como detalhado no capítulo 4.

No ACR, as distribuidoras de energia, via licitações públicas e reguladas pelo governo, compram sua energia. Por outro lado, no ACL as operações de compra e venda são negociadas livremente, ou seja, os consumidores podem negociar contratos bilaterais livremente com geradores e comercializadores de energia.

No que tange ao ACR, o Decreto nº 5.163/04 estabeleceu que a origem da energia proveniente para atendimento dos Leilões será oriunda de empreendimentos existentes<sup>32</sup> e de novos empreendimentos de geração<sup>33</sup>. Convém

---

<sup>31</sup> Instituído pelo Decreto nº 5.163/2004, regulamentou a Lei 10.848/04.

<sup>32</sup> Venda de energia de empreendimentos existentes cujo o investimento inicial em sua construção já tenham sido plenamente amortizado. Estes leilões são usualmente classificados como leilões do tipo “A-1”, ou seja, são leilões organizados no ano anterior ao ano de entrega física da energia (“A”).

<sup>33</sup> Novos empreendimentos – aqueles que não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou que sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

menção que os leilões de energia nova destinam-se ao atendimento das demandas declaradas das distribuidoras e, em geral, ainda não iniciaram sua etapa de construção, estes podem ser do tipo “A-5” e “A-3”.

De acordo com o Decreto, os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) poderão ter as seguintes modalidades, a saber: quantidade de energia elétrica e disponibilidade de energia elétrica.

Nos contratos na modalidade de quantidade de energia elétrica, o ponto de entrega da energia se dá no centro de gravidade do empreendimento de geração e os riscos de geração são assumidos pelo gerador. Na modalidade por disponibilidade, os custos provenientes dos riscos de geração serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

Em 2007, por meio do Decreto nº 6.048, foi instituído que excepcionalmente, para cumprimento à obrigação de atendimento de cem por cento da demanda dos agentes de distribuição, a ANEEL poderá, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, promover direta ou indiretamente leilões de compra de energia proveniente de fontes alternativas, independente da data de outorga. Neste sentido, foi realizado em 2007, o 1º Leilão de Fontes Alternativas (LFA/2007).

Os Leilões de Energia de Reserva, por sua vez, foram regulamentados em 2008 por meio do Decreto 6.353. Desta forma, foi realizado neste ano o 1º Leilão de Energia de Reserva (LER/2008). Este tipo de leilão tem por objetivo compor uma reserva de capacidade do fornecimento de energia elétrica.

No que tange aos empreendimentos eólicos, estes não foram contratados nem no LFA de 2007 ou mesmo no LER/2008. Segundo Dalbem (2010), os empreendimentos eólicos, embora inicialmente inscritos nos leilões de Energia Nova de 2008, declinaram na sua participação, pois consideraram à época que havia uma concorrência desleal com outras fontes de energia mais baratas, como PCH e termelétricas à biomassa. Desta forma, em 2009 foi regulamentado o primeiro leilão específico para energia eólica, caracterizado como 2º LER,

realizado em 2009. Após este, outros leilões ocorreram com maior presença de usinas eólicas.

A Tabela 5.1 a seguir apresenta as características e diferenças dos leilões de Energia de Reserva que tiveram participação de empreendimentos eólicos:

Tabela 5.1: Diferença dos Leilões de Energia de Reserva. Fonte: CCEE.

	2º LER - 2009	3º LER - 2010	4º LER - 2011
Início do Suprimento	01/07/2012	01/09/2013	01/07/2014
Usinas no CER	Somente 1 usina por CER	N usinas no mesmo CER	Idem
Ampliação	Não pode promover ampliação da capacidade instalada	Não menciona	Idem
Antecipação	Caso entre em operação comercial antes do início de suprimento é compulsória antecipação do suprimento	Idem	Idem
Atraso Distribuição / Transmissão	Não gera ressarcimento	Somente quando não dá causa	Considera atraso a partir da data do Contrato de Concessão de Transmissão
Liberar Receita Retida	Após entrada em operação comercial	Idem	Após entrada em operação comercial, proporcional à pot. da unid. Geradora em operação comercial
Conta de Energia	-10% a 30% da EC Ano - compensa não geração e saldo p/ ano seguinte Quadrênio - Saldo para quadrênio seguinte ou Cessão ou Receita Variável (Preço em 24x)	Idem (Apuração por usina)	idem
Cessão	Mesmo Leilão	Mesmo Leilão e Fonte	Idem
Receita Variável	Ano - $G > 1,3*EC$ (70% Preço em 12x) Quadrênio - $G > EC$ (Preço em 24x)	Idem	Idem
Ressarcimento "Cláusula 14"	Ano - $G < 0,9*EC \rightarrow (1,15*Preço em 12x)$ Quadrênio - $(0,9*EC) < G < EC \rightarrow (Preço em 12x)$	Idem	Idem
Multa Anemométrica	Não instalação (180 dias) - 1% Receita Fixa Anual	Idem	Idem
Rescisão	Falência; Perda de autorização; Não op. com. Até 1º ano; Não ressarcimento mais de 6 meses; Descumprimento de requisitos técnicos e de desempenho	Idem	Idem+ Não motorização até 2º ano; Desligamento da CCEE; Caso fortuito; Retirado descumprimento de requisitos técnicos e de desempenho

Ressalte-se que todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) pagam o Encargo de Energia de Reserva (EER), este deve ser suficiente para pagar a energia adquirida no Leilão via Contratos de Energia de Reserva (CER), mais eventuais custos de operação da geração contratada (Dalbem, 2010).

Conforme anteriormente mencionado há também outros tipos de leilões com participação de empreendimentos eólicos. Desta forma, a Tabela 5.2 apresenta a



principal diferença entre Leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas com participação de empreendimentos eólicos:

Tabela 5.2: Diferença dos Leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas com participação de empreendimentos eólicos. Fonte: CCEE.

	2º LFA - 2010 (A - 3)	12º LEN - 2011 (A-3)	13º LEN - 2011 (A-5)
<b>Início de Suprimento</b>	01/01/2013	01/03/2014	01/01/2016
<b>Final do Suprimento</b>	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2035
<b>Modalidade</b>	Disponibilidade	Disponibilidade	Disponibilidade
<b>Usinas no CER</b>	N usinas do mesmo CER	Idem	Idem
<b>Comprometimento</b>	Percentual de comprometimento	Idem	Idem
<b>Antecipação</b>	Pode ser antecipado. ANEEL deve disciplinar ajustes no contrato	Antecipação opcional (termo aditivo) Compulsória a partir de 01/01/14	Antecipação opcional (termo aditivo)
<b>Atraso de Transmissão</b>	Não isenta o ressarcimento porém isenta recomposição de lastro	Isenta ressarcimento (proporcional a potência apta com relação a potência instalada da usina) porém deve recompor	Idem + isenta de recompor lastro
<b>Atualização Monetária</b>	Receita fixa - anual em novembro	Receita Fixa e ICB - anual em janeiro	Idem
<b>Pagamento</b>	Única parcela no dia 20 do mês seguinte. Não gerar crédito ao comprador (abater no próximo pagamento)	Dia 20 do MS, 30 do MS e 15 do MP Não gerar crédito ao comprador (abater no próximo pagamento)	Idem
<b>Recomposição de Lastro</b>	Atraso ou descasamento - recomposição de lastro por CCEAL (isenta)	Atraso ou descasamento - usinas de sua titularidade ou CEAL (não isenta)	Idem
<b>Receita de Venda</b>	Receita fixa mensal	Proporcional a potência em operação comercial (RFU, IPCA), antecipação (ICB, IPCA) e atraso / recomposição REN 165	Idem, porém antecipação valorada epla RFU
<b>CCC</b>	Deduzir das faturas o valor do CCC	Idem	Idem
<b>Sazonalização e Modulação</b>	Sazonalização flat e modulação conforme perfil e carga (limitado na potência)	Idem	Idem
<b>Saldo Acumulado</b>	Margem Inferior (-10% da EC) Margem superior 1º ano do quadriênio = 30% 2º ano do quadriênio = 20% 3º ano do quadriênio = 10% 4º ano do quadriênio = 0%	Idem	Idem
<b>Início de Suprimento</b>	01/01/2013	01/03/2014	01/01/2016
<b>Final do Suprimento</b>	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2035
<b>Ressarcimento</b>	Ano - $G < 0,9*EC$ Quadriênio - $(0,9*EC) < G < EC$ Valor = Receita fixa unitária (12 parcelas)	Ano - $G < 0,9*EC$ Quadriênio - $(0,9*EC) < G < EC$ Valor = $\max(RFU; PLDM)$ (12 parcelas)	Idem
<b>Multa Anemométrica</b>	Existe a obrigação de instalação até 01/07/2013 porém não existe multa	Não instalação (180 dias) ou interrupção 1% Receita Fixa Anual/mês	Idem
<b>Multa por rescisão</b>	Menor entre (30% x somatório receitas fixas x energia remanescente) ou Receita	Idem	Idem
<b>Rescisão</b>	Pela parte adimplente: falência; perda de autorização; inadimplência de qq obrigação contratual	Pela ANEEL: falência; perda de autorização; desligamento CCEE, motorização não concluída até 31/12/15 (exceto caso fortuito); aerogeradores usados ou importados com pot < 1,5 MW. Pela parte adimplente: qq descumprimento contratual incluindo não	Idem + atraso > 30 dias reconstruir garantia de fiel cumprimento; atraso > 540 dias de qualquer marco de implantação; motorização até 31/12/2017
<b>Observações</b>		Pode reduzir EC e POT - degradação de GFIS (termo aditivo e exposição voluntária)	Idem

O empreendimento que será analisado neste capítulo participou do 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010 e suas particularidades serão detalhadas no próximo item.

## 5.2

### 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010

O 2º Leilão de Fontes Alternativas (2º LFA/2010) foi realizado em 26 de agosto de 2010, com a participação de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), biomassa e eólica. A energia elétrica negociada por PCH foi objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por quantidade de energia, com início de suprimento em 2013 e prazo de 30 anos. A energia elétrica negociada por empreendimentos de geração que tinham como fontes biomassa e eólica foram objeto de CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia, com início em 2013 e prazo de duração de 20 anos.

No leilão foram contratadas 48,1 MW médio provenientes de PCHs, 22,3 MW médio de biomassa e 643,9 MW médio de eólicas. O preço médio de empreendimentos eólicos contratados neste leilão foi de aproximadamente R\$ 134/MWh (data base do leilão).

#### 5.2.1

#### Regras 2º LFA – CCEAR por Disponibilidade Eólica

Conforme estabelecido no CCEAR, para projetos de energia eólica o início do período de suprimento dar-se-á em 1º de setembro de 2013 e término em 31 de agosto de 2033, totalizando 20 anos de vigência do contrato.

O contrato prevê que o vendedor poderá, a seu exclusivo critério, comercializar os montantes de energia, decorrentes de antecipação do início do suprimento previsto no CCEAR. Esta venda poderá ser realizada tanto no ACL, ou, se aplicável, em leilões para compra de energia.

Destaque-se ainda a previsão do Saldo Acumulado no quadriênio neste contrato. Segundo a Nota Técnica nº 068/2010 – SEM/ANEEL<sup>34</sup>, considera-se saldo acumulado no quadriênio o somatório da energia gerada, incluindo ressarcimentos anuais, conforme a fórmula a seguir:

$$saldo = \sum_{a=1}^A \left[ \frac{\max(EGa; 0,9 \times ECa)}{ECa} - 1 \right] \quad (39)$$

Onde:

EGa é a geração anual alocada ao CCEAR, considerando o ressarcimento anual e eventuais recomposições de lastro;

ECa é a energia contratada anual das usinas

A é o ano corrente no quadriênio, A = 1,2,3,4.

O Saldo Acumulado permitido é dado pelos percentuais a seguir:

- 30% no primeiro ano do quadriênio;
- 20% no segundo ano do quadriênio;
- 10% no terceiro ano do quadriênio; e
- zero no quarto ano do quadriênio.

Dessa forma, conforme descrito na Nota da ANEEL, o percentual de alocação da energia no âmbito do CCEAR deve ser superior ou igual à parcela da garantia física destinada ao ACR, enquanto a geração alocada ao CCEAR for inferior a 90% da energia contratada, e respeitado o saldo acumulado de 30% no primeiro ano do quadriênio, 20% no segundo ano do quadriênio, 10% no terceiro

---

<sup>34</sup> Disponível em:

[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/035/resultado/nt\\_068\\_2010\\_fechamento\\_ap\\_lfa\\_final.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/035/resultado/nt_068_2010_fechamento_ap_lfa_final.pdf)

ano do quadriênio e zero no quarto ano do quadriênio. Essa alocação se dá a critério do vendedor, e a energia não alocada no âmbito do CCEAR estará livre e desembaraçada para atender eventuais contratos no Ambiente de Contratação Livre – ACL ou para liquidação no Mercado de Curto Prazo – MCP.

Destaque-se que os limites para o saldo acumulado foram estabelecidos de forma a buscar que, ao final do quadriênio, o vendedor não aloque ao CCEAR mais do que 100% da energia contratada quadrienal. Contudo, permitindo que faça frente a possíveis déficits passados ou futuros dentro do quadriênio, lembrando que esses déficits não podem superar anualmente 10% da energia contratada anual. Caso ocorram déficits superiores a 10%, estes devem ser ressarcidos anualmente, conforme a fórmula (40), detalhada mais adiante.

Os quadriênios para estes contratos foram estabelecidos conforme Tabela 5.3:

Tabela 5.3: Datas de início e término dos quadriênios. Fonte: ANEEL.

Quadriênio	Início	Término
1º	01/09/2013	31/08/2017
2º	01/09/2017	31/08/2021
3º	01/09/2021	31/08/2025
4º	01/09/2025	31/08/2029
5º	01/09/2029	31/08/2033

O CCEAR também estabelece os ressarcimentos. Neste sentido, o vendedor deverá ressarcir ao comprador o valor da receita fixa correspondente à energia elétrica não suprida caso a energia gerada anual ou quadrienal seja inferior ao montante da energia contratada.

Desta forma, caso a energia gerada anual seja inferior a 90% da energia contratada, o valor da parcela fixa a ser ressarcido pelo vendedor ao comprador será de acordo com a fórmula a seguir:

$$RFa_{ress} = RFa \times \max \left[ \frac{(0,9 \times ECa) - EGa}{ECa}; 0 \right] \quad (40)$$

Onde:

ECa é a energia contratada anual das usinas

RFa<sub>ress</sub> é a parcela da receita fixa anual a ser ressarcida pelo vendedor ao comprador;

RFa é o somatório da(s) receita(s) fixa(s) anual(is) da(s) usina(s) do vendedor, atualizadas (o índice utilizado nestes contratos é o IPCA);

EGa é o somatório da energia gerada anual da(s) usina(s), entregue no centro de gravidade do submercado do vendedor, considerando eventual recomposição de lastro, em MWh;

Máx é a função que calcula o máximo entre os dois valores.

No caso do ressarcimento devido à geração média nos quadriênios inferior, em qualquer montante, à energia contratada quadrienal, o valor da parcela da receita fixa a ser ressarcido pelo vendedor será de acordo com a fórmula (41):

$$RFq_{ress} = RFq \times \max \left[ \frac{ECq - EGq}{ECq}; 0 \right] \quad (41)$$

Onde:

RFq<sub>ress</sub> é a parcela da receita fixa quadrienal a ser ressarcida pelo vendedor ao comprador;

RFq é o somatório da(s) receita(s) fixa(s) da(s) usina(s) nos quatro anos do quadriênio, atualizadas, ao término do quadriênio;

EGq é o somatório da energia gerada pela(s) usina(s) no quadriênio, entregue no centro de gravidade do submercado do comprador, considerando eventual recomposição de lastro, em MWh;

ECq é o somatório da(s) energia(s) contratada(s) da(s) usina(s) no quadriênio em MWh;

Máx é a função que calcula o máximo entre os dois valores.

A Figura 5.1 ilustra alguns exemplos do mecanismo de ressarcimento e saldo acumulado no quadriênio.

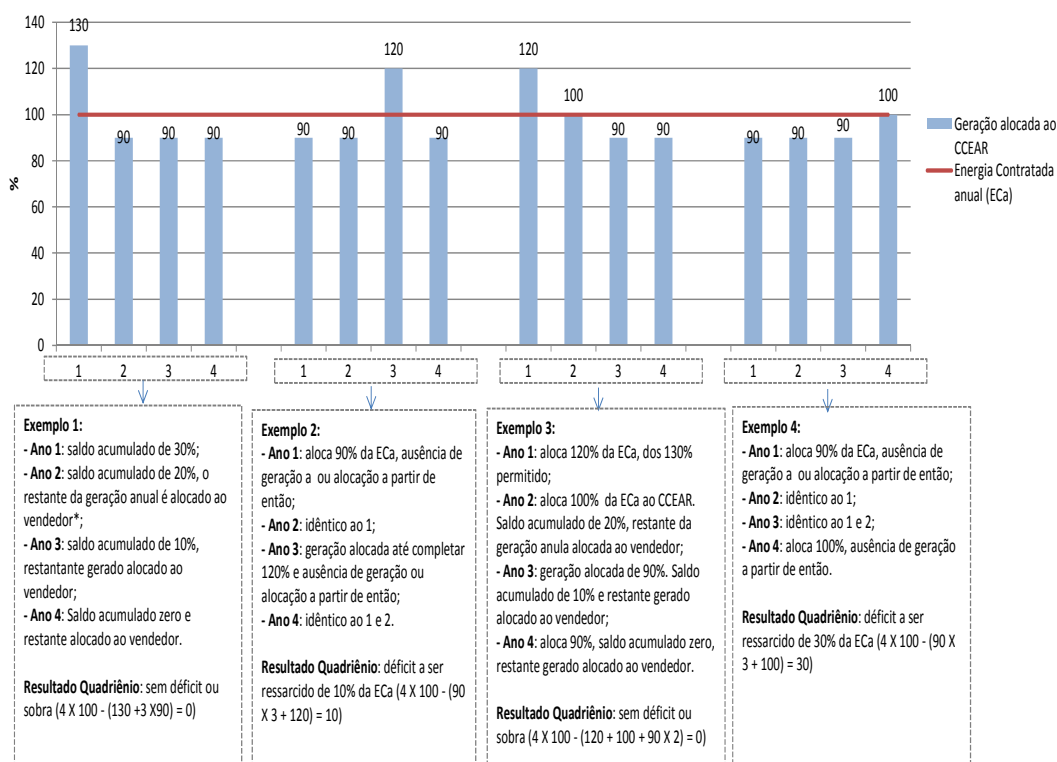


Figura 5.1: Exemplos do mecanismo de ressarcimento no quadriênio. Fonte: Nota Técnica nº 068/2010 – SEM/ANEEL.

Os ressarcimentos anuais serão realizados em doze parcelas iguais, ao longo do ano subsequente ao ano contabilizado. Os ressarcimentos quadrienais serão realizados em doze parcelas iguais, a serem deduzidas ao longo do ano subsequente ao ano contabilizado.

A energia não alocada ao CCEAR, se essa não estiver comprometida com outro contrato bilateral, por exemplo, no ACL, será liquidada no MCP, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), em nome do vendedor, em cada mês do período de suprimento.

### 5.3

#### Fluxo de Caixa: Premissas

Os dados a seguir apresentados foram utilizados para elaboração do fluxo de caixa determinístico (sem opções) do projeto, que por sua vez, será utilizado para as simulações neste capítulo. A Tabela 5.4 apresenta um resumo das principais premissas adotadas para elaboração do fluxo de caixa determinístico e suas respectivas fontes.

Tabela 5.4: Principais premissas adotadas para elaboração do fluxo de caixa determinístico. Fonte: Elaboração Própria.

Item	Especificação
Capacidade Instalada	32 MW
Energia Assegurada	14 MW <sub>méd.</sub> (P50) 12,84 MW <sub>méd.</sub> (P90) (dados retirados do estudo de ventos do parque)
Fator de Capacidade	43,75% (P50) 40,13% (P90)
Preço de Venda no Leilão	R\$ 134,0/MWh (preço médio praticado no Leilão)
Data do Leilão	26/08/2010
Início Operação	01/09/2013
Final do Contrato	31/08/2033
Deduções sobre Receita Bruta	Imposto sobre o Faturamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>• PIS: se lucro presumido, 0,65%. Se lucro real 1,65%;</li> <li>• COFINS: se lucro presumido 3,0%. Se lucro real 7,6%.</li> </ul> Contribuições Compulsórias: <ul style="list-style-type: none"> <li>• TFSEE (Taxa de Fiscalização da ANEEL): 0,5% x kW instalado x 385,7 (Despacho Aneel 4.080/10).</li> </ul>

Custos Operacionais e Administrativos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O&amp;M: R\$ 65,0/kW instalado por ano;</li> <li>• Arrendamento (% x ROB): 1,5%;</li> <li>• Seguro sobre o ativo (% x Investimento): 0,6%;</li> <li>• Despesa Administrativa (% x ROB - Receita Operacional Bruta): 0,5%;</li> <li>• TUST (R\$/kW – mês): 3,0;</li> <li>• CCEE (R\$/MWh): 0,07;</li> <li>• ONS (R\$/kW – ano): 0,4.</li> </ul> <p>(Dados retirados do Curso Negócios em Energia Renovável – Análise de Viabilidade, ministrado pelo Centro de Treinamento e Estudos em Energia de 07 – 09/12);</p>
Impostos	<p>Presumido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• IR: 8% sobre Receita Operacional Bruta;</li> <li>• CSLL: 12% sobre a Receita Operacional Bruta.</li> </ul> <p>Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• IR: 25% sobre LAIR (Lucro antes do Imposto de Renda);</li> <li>• CSLL: 9% sobre LAIR (Lucro antes do Imposto de Renda).</li> </ul>
Despesas financeiras	70% do investimento financiado via BNDES, 16 anos de amortização e 2 anos e meio de carência, taxa de 4% a.a. real.
Custo do Capital Próprio	10% a.a. real (Dalbem, 2010)
Custo Médio Ponderado de Capital ou WACC	6% a.a. real

Em relação ao financiamento do BNDES, conforme apresentação realizada em setembro de 2011<sup>35</sup>, a projeção do fluxo de caixa do projeto com geração de energia é baseada em P90<sup>36</sup>, com o fluxo financeiro do projeto ajustado às regras do PPA, incluindo eventuais penalidades.

<sup>35</sup> Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/apresentacoes/LuisAndre.pptx>

<sup>36</sup> Probabilidade de ocorrência de 90%.



Para a presente análise optou-se por não considerar possíveis receitas provenientes de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo). No intuito, de reduzir o custo monetário dos países incluídos no ANEXO I da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC) para limitar as suas emissões de Gases do Efeito Estufa, três mecanismos flexíveis foram estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, entre eles o MDL (Batista, 2007).

O estudo realizado por Batista (2007), para usinas eólicas o valor incremental do mercado de carbono pode aumentar em até 1,38 pontos percentuais a TIR de usinas eólicas, a depender das condições de desenvolvimento do projeto. Contudo, como já mencionado no presente trabalho optou-se por não considerar estas possíveis receitas.

A Tabela a seguir ilustra o modelo de fluxo de caixa:

Tabela 5.5: Fluxo de caixa projetado.

Item	Especificação
Receita Operacional Bruta	Potência Instalada x Fator de Capacidade x Preço de Venda de Energia x nº de horas em um ano (8.760)
(-) Tributos sobre venda de energia e TFSEE	PIS/COFINS (Lucro Presumido, 3,65% sobre a ROB) e TFSEE
(=) Receita Líquida	Receita Operacional Bruta - Tributos
(-) Custos Operacionais e administrativos	O&M, Arrendamento, Seguro sobre o ativo, Despesa Administrativa, TUST, CCEE e ONS.
(=) EBITDA	Lucro antes de juros, depreciação e amortização.
(-) Depreciação	Depreciação dos investimentos em 20 anos linear.
(=) EBIT ou LAJIR	Lucro antes de juros e imposto de renda
(-) IR e CSLL	Lucro presumido (total de 20% sobre a Receita Operacional Bruta)
(+) Depreciação	Depreciação dos investimentos em 20 anos linear
(=) Fluxo de Caixa Livre	Fluxo financeiro disponível para os credores da empresa

Dessa forma, pode-se expressar o modelo de fluxo de caixa da seguinte forma:

$$FC_t = R_t \times (1 - T_i) - C_t - (R_t \times T_d) \quad (42)$$

Onde:

$FC_t$  é fluxo de caixa no período  $t$  ;

$R_t$  é a receita operacional bruta no período  $t$  ;

$T_i$  são os impostos sobre venda PIS/COFINS e TFSEE;

$C_t$  custos operacionais e administrativos no período  $t$  ;

$T_d$  imposto direto sobre o lucro tributável, neste caso como é lucro presumido, a base é a ROB.

Os fluxos foram projetados em termos reais. Para a avaliação do caso determinístico (sem opções) considerou-se que toda a energia assegurada (14 MW méd.) foi vendida no leilão e ajustou-se as eventuais penalidades para adequar ao financiamento do BNDES. Desta forma, descontando os fluxos de caixa de cada período ao WACC real de 6% foi possível obter o Valor Presente do cenário base (sem opção) na data do leilão, conforme Tabela 5.6:

Tabela 5.6: VP determinístico. Fonte: Elaboração Própria.

VP	R\$ mil
Projeto Eólico – caso base	94.835

Dado que o Valor Presente dos investimentos descontados ao mesmo WACC é de R\$ 104.596 mil, o Valor Presente Líquido do Projeto (VPL) do projeto é negativo em R\$ 9.761 mil. Pela análise tradicional do VPL este projeto não seria aceito. Contudo, com análise das opções reais será verificado o aumento do valor do projeto.

## 5.4

### Simulações dos Ventos

Existem várias funções probabilísticas que podem ser utilizadas para representar o comportamento do vento, cada uma dessas funções representa um determinado padrão eólico. As principais funções de distribuição de probabilidades utilizadas pela engenharia eólica são: distribuição Normal ou Gaussiana, distribuição normal bivariável, distribuição exponencial, distribuição de Rayleigh e distribuição Weibull. Contudo, em geral a distribuição Weibull é a mais utilizada, pois consegue retratar bem um grande número de padrões de comportamento dos ventos. Isso se deve porque esta distribuição incorpora tanto a distribuição exponencial ( $k = 1$ ) quanto a Rayleigh ( $k = 2$ ), além de fornecer boa aproximação da distribuição normal ( $k$  próximo de 3,5). (Fadigas, 2011)

A função densidade de probabilidade da distribuição Weibull depende de dois parâmetros, a saber: parâmetro de escala  $A$  (em m/s) e do parâmetro forma, adimensional  $k$ , conforme apresentado a seguir:

$$f_{dp_{Weibull}}(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{(k-1)} e^{\left( \frac{-v}{A} \right)^k} \quad (43)$$

$A = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$ , sendo  $\Gamma$  a função Gama e  $\bar{v}$  é a velocidade média do vento e

$k = \left( \frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086}$ , onde  $\sigma$  é a volatilidade da velocidade e  $v$  é a velocidade do vento em m/s.

No trabalho em tela, como feito em Dalbem (2010), optou-se por gerar as séries sintéticas de ventos a partir de curvas Weibull mensais, utilizando os parâmetros  $k$  e  $A$  disponibilizados no estudo de ventos do parque em análise, parque este situado na Região Nordeste do Brasil. Utilizando a distribuição Weibull no software @Risk.6, foi possível fazer o sorteio para cada mês (5.000

simulações), obtendo assim a distribuição da velocidade dos ventos (função densidade de probabilidade – distribuição Weibull).

Em seguida, utilizou-se o resultado encontrado no sorteio feito para obtenção da série de ventos comparando com a curva de potência garantida pelo fornecedor. Isto foi possível através da utilização de uma interpolação dos dados das velocidades dos ventos obtidas e a curva de potência/desempenho apresentada na Figura 5.2, para uma densidade do ar de  $1,060 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ .

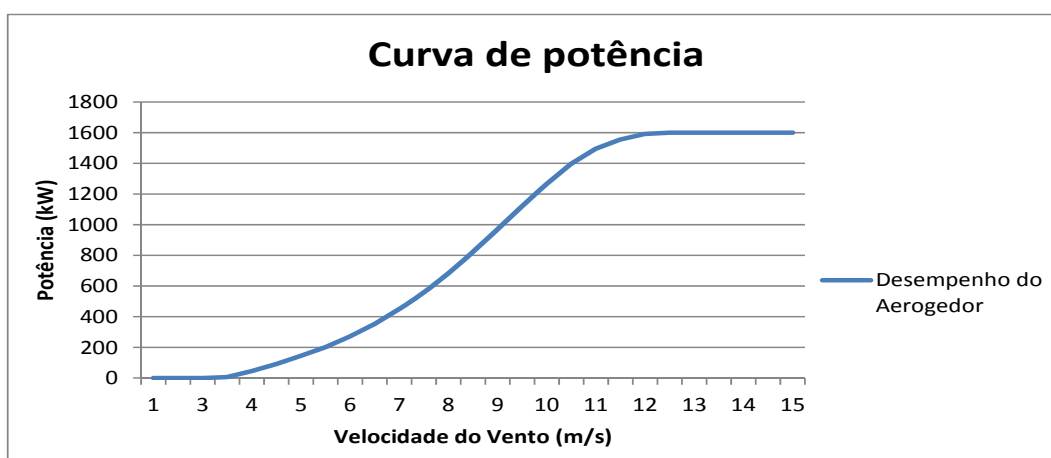


Figura 5.2: Curva de desempenho/potência calculada e garantida pelo fornecedor da turbina. Fonte: Documento técnico aerogerador.

Destaque-se que a uma velocidade de 12,5 m/s o aerogerador já atinge sua potência máxima que neste caso é 1.600 kW (ou 1,6 MW), mantém esta potência até 25 m/s que é sua velocidade de *cut out* (quando o vento está a uma velocidade muito alta, sendo necessário que o aerogerador pare de operar, do contrário, o equipamento pode danificar-se).

Por fim, a Figura 5.3 resume o processo de construção das séries sintéticas do vento, da energia gerada pelo projeto, realizadas com 5.000 simulações (5000 séries de 240 meses cada).

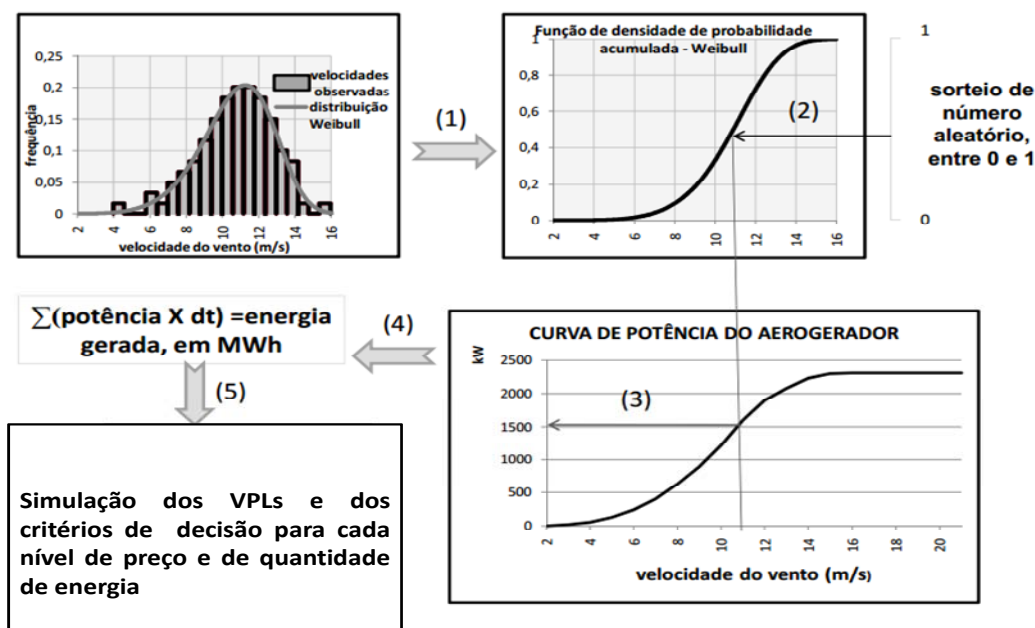


Figura 5.3: Exemplo de simulação da série sintética de ventos e dos VPLs do Parque Eólico. Fonte: Dalbem (2009).

## 5.5

### Preços de Energia no modelo

As relações comerciais no atual modelo do setor elétrico brasileiro se estabelecem, como anteriormente mencionado, no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL. Enquanto no Mercado de Curto Prazo, são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos. Os leilões de compra de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, ocupam papel essencial no ACR. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR. São estabelecidos no ACR os seguintes contratos: Contratos de Geração Distribuída, Contratos de Ajuste, Contratos do PROINFA, Contratos de Itaipu, Contratos de Energia de Reserva<sup>37</sup> (CER), Contratos de Uso de Energia de

<sup>37</sup> Os Contratos de Energia de Reserva (CER) são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, na condição de representante dos agentes de consumo, tanto do ACR como do ACL.

Reserva<sup>38</sup> (CONUER) e o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (Fonte: CCEE).

Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes.

No Ambiente de Contratação Livre - ACL, os geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. Essas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre. (Fonte: CCEE)

Por fim, todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no ACR como no ACL - devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Assim, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. (Fonte:CCEE). A Figura 5.4 a seguir ilustra esta contabilização.

---

<sup>38</sup> Os Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer) são celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL – distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN e consumidores livres e consumidores especiais –, em decorrência dos Contratos de Energia de Reserva (CER).

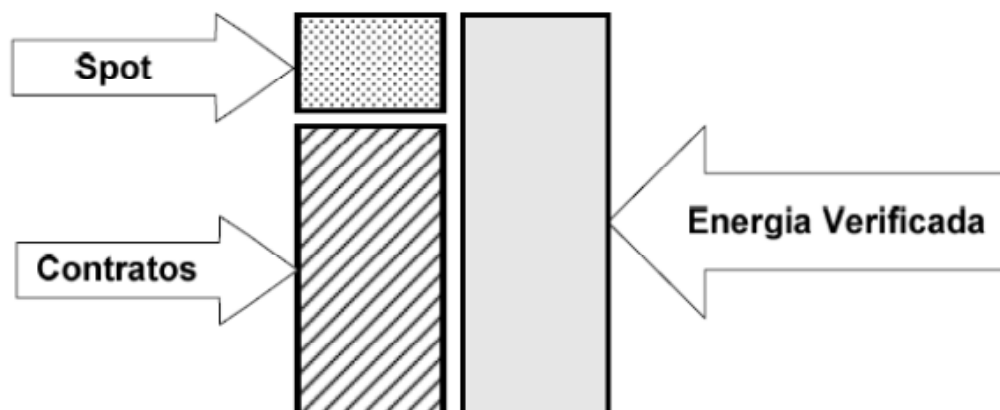


Figura 5.4: Contabilização da energia disponível no sistema. Fonte: Caporal & Brandão (2008)

Para realização da análise do projeto através da Teoria das Opções Reais no presente trabalho houve a necessidade de modelar o preço do contrato bilateral<sup>39</sup> no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o PLD no mercado de curto prazo ou mercado de diferenças. As premissas utilizadas para modelagem destes dois preços será detalhada nos itens 5.5.1 e 5.5.2 do presente trabalho.

### 5.5.1

#### Preço de Liquidação de Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS<sup>40</sup> para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme descrito pela CCEE. Em função da

<sup>39</sup> Os contratos bilaterais formalizam a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, estabelecendo preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados. Os termos desses contratos são negociados livremente entre os agentes de mercado, sem a interferência da CCEE. Essa terminologia de contratos bilaterais está sendo substituída por CCEAL. (Fonte: CCEE)

<sup>40</sup> O Operador Nacional do Sistema (ONS), opera todas as usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) de maneira conjunta. O ONS determina a produção horária (MWh) de cada usina do sistema tendo como objetivo minimizar o valor esperado do custo operativo do sistema ao longo dos próximos 5 anos. Os modelos utilizados dependem do período considerado, a saber: mensal é usado o Newave (coordenação hidrotérmica de médio prazo), semanal utiliza-se o Decomp (coordenação hidrotérmica de curto prazo) e para a programação da operação é utilizado o Dessem (coordenação hidrotérmica de curto-prazo). (Fonseca, 2009).

preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. (Fonte: CCEE)

No que tange aos submercados, destaque-se que por conta das restrições de transmissão entre as regiões do Brasil foram definidos quatro submercados, a saber: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O PLD é calculado para os quatro submercados. Quando existe defasagem de preço entre estes submercados, o vendedor que está num submercado e vendendo a um comprador para outro deve arcar com a diferença de preços (seja positiva ou negativa). O exemplo realizado em Alves (2011), demonstra este efeito no ACL:

Dados:

- Comprador: Localizado no Nordeste
- Vendedor: Localizado no Sudeste/Centro-Oeste
- Preço de Venda: R\$ 50/MWh
- PLD no Sudeste/Centro-Oeste: R\$ 20/MWh
- PLD no Nordeste: R\$ 100/MWh

Despesas Comprador:

- Pagará ao vendedor: R\$ 50/MWh



Receita Vendedor:

- Receberá R\$ 50/MWh do comprador;
- Como está no Sudeste deve vender a sua energia a R\$ 20/MWh (PLD SE/CO);
- Deve recomprar no submercado do comprador a R\$ 100/MWh (PLD Nordeste);
- Receita Total:  $50+20-100 = -30$  (R\$/MWh). Prejuízo devido a diferença nos submercados. Para fins de simplificação foi considerado no presente trabalho que o gerador vende no mesmo submercado que gera, neste caso no Nordeste.

Sendo assim, o PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação. A Figura 5.5 abaixo apresenta o histórico do PLD médio anual nos últimos 6 anos.

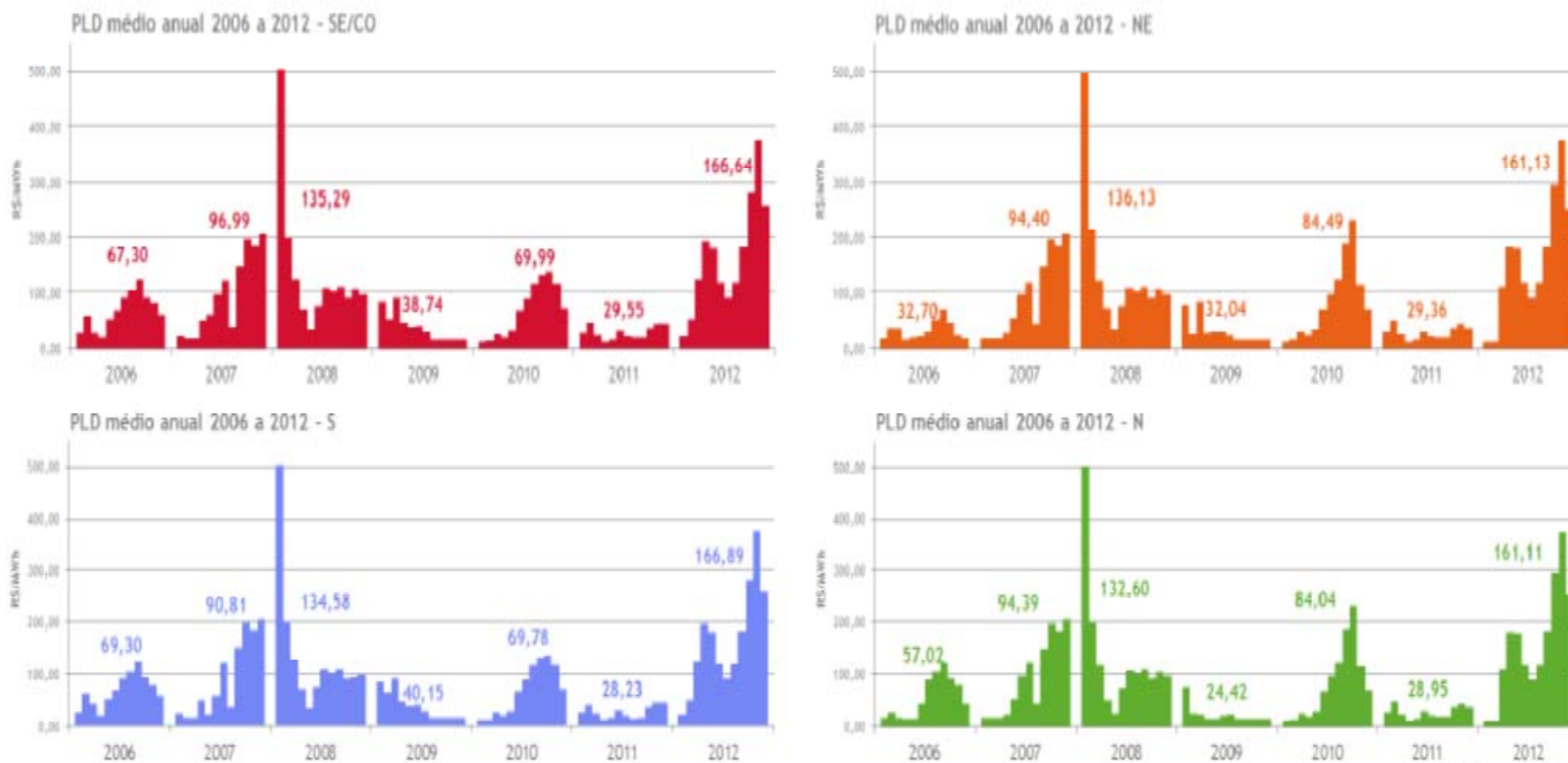


Figura 5.5: Histórico do PLD nos últimos 6 anos . Fonte:CCEE apud COMERC Energia, disponível em: [www.comerc.com.br](http://www.comerc.com.br).

Analisando o histórico do PLD pode-se verificar que o ano de 2012 teve um comportamento atípico em relação aos anos anteriores. O PLD médio anual de 2012 foi o mais elevado dos últimos anos com R\$166,64/MWh. O valor médio anual em 2008, quando o PLD bateu o teto, havia sido de R\$135,29/MWh. Essa média elevada deveu-se ao aumento dos preços a partir de março de 2012. Neste mesmo ano, o PLD só ficou abaixo dos R\$100,00/MWh nos meses de janeiro, fevereiro e julho. Em contrapartida, o ano de 2011 teve a menor média anual desde 2006 com R\$29,55/MWh.

Segundo Fonseca (2009), o PLD apesar de ser conhecido como o “preço spot” do mercado elétrico, não é definido entre compradores e vendedores de energia através de lances de compra e venda. Na verdade ele é uma das saídas de modelos computacionais (utilizados pelo ONS), que como dito anteriormente, têm como objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada.

#### **5.5.1.1**

##### **Modelagem PLD**

Para modelagem do PLD, no presente dissertação, foram utilizados os parâmetros obtidos no trabalho de Alves (2011)<sup>41</sup>. A primeira parte do trabalho de Alves utilizou Algoritmos Genéticos para estimar parâmetros do processo estocástico escolhido. O processo estocástico escolhido foi o Modelo 1 de Reversão à Média de Schwartz (1997), para criar cenários de PLD. Schwartz (1997) propôs também um Modelo de Reversão à Média (MRM) geométrico.

Algoritmos Genéticos são métodos de busca estocásticos que emulam teorias evolucionárias biológicas para solucionar problemas de otimização (Goldberg, 1989; Koza, 1992; apud Alves 2011). Em termos computacionais, um algoritmo genético mapeia a solução de um problema em uma estrutura

---

<sup>41</sup> Determinação do Preço no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro e valoração de um Derivativo de Energia por Simulação Monte Carlo com Aproximação por Algoritmo Genético.

denominada cromossoma, onde cada termo dessa estrutura (gene) representa uma das variáveis de interesse da função objetivo a otimizar.

Conforme, descrito em Alves (2011), inicialmente, gera-se uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que representam as possíveis soluções do problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada: para cada indivíduo e é dada uma nota, ou índice, refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente (melhores soluções do problema). Uma porcentagem dos mais adaptados (melhores soluções) são mantidos, enquanto os demais são descartados (darwinismo). Os indivíduos mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características fundamentais através de mutações e cruzamento (*crossover*) ou recombinação geneticamente gerando descendentes (novas soluções ao problema) para a próxima geração. Este processo, chamado de reprodução, é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada. A Figura 5.6 abaixo apresenta a estrutura básica de um Algoritmo Genético.

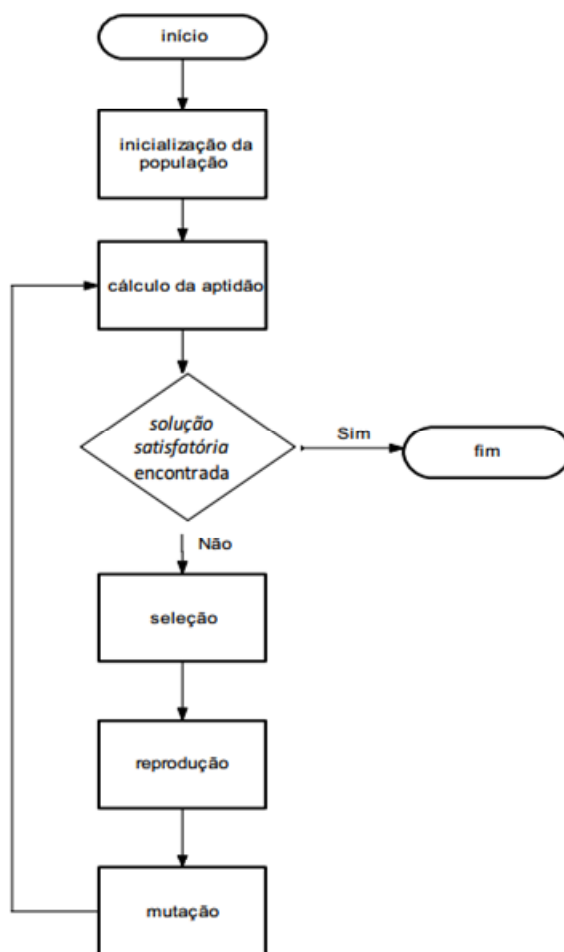


Figura 5.6: Estrutura básica de um Algoritmo Genético. Fonte: Alves (2011).

Como mencionado anteriormente, o processo estocástico escolhido por Alves (2011) foi o mesmo utilizado em Schwartz (1997, modelo 1) conforme equação abaixo.

$$dP = \eta(\ln \bar{P} - \ln P)Pdt + \sigma Pdz \quad (44)$$

Como já mencionado no capítulo 2 deste trabalho, a lógica por trás de um MRM é a microeconômica, quando os preços estão deprimidos (ou abaixo de sua média de longo prazo), a demanda desse produto tende a aumentar ao passo que sua produção tende a diminuir e vice versa.

Alves (2011) utilizou os dados históricos do submercado Sudeste/Centro-Oeste e levou em consideração a sazonalidade do período chuvoso (úmido) e seco<sup>42</sup>. Outro aspecto considerado foi a evolução diferenciada quando o valor corrente está abaixo da média de longo prazo se comparado ao comportamento quando o preço está acima deste valor. Desta forma, definiu-se que o processo terá duas velocidades, uma velocidade de reversão a média de subida (vu) e uma velocidade de reversão à média de descida (vd). As equações a seguir representam o processo com duas velocidades utilizado por Alves (2011).

$$\text{Se } Y < \bar{Y}$$

$$dY = vu(\ln \bar{Y} - \ln Y)Ydt + \sigma Ydz \quad (43)$$

$$\text{Se } Y > \bar{Y}$$

$$dY = vd(\ln \bar{Y} - \ln Y)Ydt + \sigma Ydz \quad (44)$$

Sendo Y: PLD (Preço de Liquidação de Diferenças)

---

<sup>42</sup> Período úmido considera preços dos seguintes meses: janeiro, fevereiro, março, abril e dezembro. Os meses do período seco são: maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro.

Isto posto, Alves (2011) realizou 5 experimentos para estimar os parâmetros do modelo, com diferentes dados, conforme segue resumidamente abaixo:

- **Experimento 1 (Histórico mensal):** foi coletado o histórico mensal de preços a partir da média ponderada<sup>43</sup> dos preços semanais de janeiro/03 até dezembro/10, sem considerar a diferença entre período úmido e seco;
- **Experimento 2 (Histórico mensal sazonalizado):** neste experimento o histórico mensal de janeiro/03 à dezembro/10 foi dividido em período seco e úmido, a depender do mês do ano, como mencionado anteriormente;
- **Experimento 3 (Histórico semanal desde 2003 sazonalizado):** a diferença deste experimento para o experimento 2 está no fato de que no experimento 3 foi utilizado o histórico semanal de preços, enquanto no 2 foi utilizado o mensal;
- **Experimento 4 (Histórico semanal desde 2005 sazonalizado):** nos anos que seguiram o racionamento (2003 e 2004), devido à redução de demanda de energia elétrica, houve excesso de oferta e por consequência os preços reduziram ao longo destes anos, iniciando uma recuperação a partir de 2005, com um comportamento mais normal do mercado de curto prazo. Desta forma, neste experimento ao invés de considerar o histórico semanal desde 2003, foi considerado a partir de 2005, que embora tenha um número de dados menor, não teria tal contaminação;
- **Experimento 5 (Série de preços de cada PMO):** neste experimento foram geradas 2.000 séries para cada mês dadas pelo Programas Mensais de Operação (PMO) dos meses de janeiro/03 a dezembro/10. O PMO é a reunião mensal organizada pelo ONS no

---

<sup>43</sup> A ponderação foi baseada no número de horas dos patamares de carga leve, média e pesada de cada mês definidos pelo Operador nacional do Sistema. Sendo considerado como:

- Leve: de segunda a sábado no horário compreendido de 0 às 7h e aos domingo e feriados de 0 às 17h e de 22 às 24h;
- Média: de segunda a sábado no horário compreendido de 7h às 18h e 21h às 24h e aos domingos e feriados de 17 às 22h;
- Pesada: de segunda a sábado no horário compreendido de 18 às 21h.

qual em conjunto com os agentes são definidas as bases para os modelos (Newave<sup>44</sup> e Decomp) no intuito de nortear a operação do sistema.

Os resultados obtidos por Alves (2011) estão apresentados na Tabela 5.7 abaixo:

Tabela 5.7: Resultado dos parâmetros do processo de reversão à média indicadas pelo Algoritmo Genético. Fonte: Alves (2011).

	Exp 1	Exp 2		Exp 3		Exp 4		Exp 5	
		Seco	Úmido	Seco	Úmido	Seco	Úmido	Seco	Úmido
Velocidade de reversão à média de subida	2,178	3,176	7,281	3,46	4,572	3,098	7,742	1,166	5,222
Velocidade de reversão à média de descida	1,529	1,797	1,14	3,912	1,717	9,963	6,213	1,358	1,874
Média de longo prazo	66,692	66,664	25,23	67,211	24,542	97,893	33,87	92,189	42,923
Volatilidade	1,381	1,496	1,072	1,618	1,201	1,543	1,701	1,305	1,758
Fitness	38.875	5.863	854	177.209	417.390	46.050	417.390	301.666	294.337

Alves (2011) analisou os resultados da Tabela 5.7, ressaltando as características sazonais do sistema elétrico brasileiro, evidenciadas pelas médias de longo prazo obtidas nos experimentos. A autora ressalta a diferença das médias de longo prazo para os períodos seco e úmido, no qual o primeiro possui valores maiores por compreender meses em que existe menor abundância de chuva.

O experimento 1 no trabalho de Alves (2011) foi descartado por não considerar a diferença entre os períodos úmido e seco. No presente trabalho foram utilizados os parâmetros encontrados no experimento 2 (histórico mensal sazonalizado) e também foi utilizado processo estocástico de reversão a média utilizado em Schwartz (1997, modelo1).

As regras estabelecidas para o Leilão analisado no trabalho em tela levaram a escolha dos parâmetros do experimento 2 realizado por Alves (2011). Conforme

<sup>44</sup> Sistema computacional utilizado pelo NOS com o objetivo de otimizar a política de operação energética num horizonte de médio prazo (5 anos) e também, em conjunto com o Decomp, para gerar os preços do mercado de curto-prazo (PLD).

as regras do referido Leilão (LFA/2010), o PLD utilizado é o PLD médio mensal (Nota Técnica nº 68/10 – SEM/ANEEL).

Destaque-se ainda que a necessidade de modelagem do PLD, no presente trabalho, advém das regras estabelecidas no Edital do Leilão (LFA de 2010) em que a planta eólica analisada participou. Neste caso, à luz das regras estabelecidas para o LFA de 2010, o PLD é considerado nos seguintes casos:

- Caso 1: a energia não alocada ao CCEAR, se esta não estiver comprometida com outro contrato bilateral, por exemplo, no ACL, será liquidada no mercado de curto prazo ao PLD, em nome do vendedor, em cada mês do período de suprimento;
- Caso 2: geração acima do saldo acumulado permitido<sup>45</sup> pode ser alocada ao ACL ou liquidada ao PLD no MCP, no último caso, considera-se o PLD do mês em que se verificou a geração acima do saldo. Por exemplo, se em novembro for verificada a geração acima da faixa, por exemplo, de 130% (saldo acumulado permitido no 1º ano do quadriênio), a geração de energia a mais passa a ser liquidada pelo PLD médio do mês de novembro.

Alves (2011) após realizar os experimentos e encontrar os resultados da Tabela 5.7 realizou alguns testes (teste de convergência, comparativo com o histórico, cálculo dos erros médios e quadráticos) para verificar os que tinham maior grau de assertividade em relação a realidade. Nestes testes os experimentos que obtiveram os melhores resultados foram o 3 e 4. Destaque-se, contudo, que o experimento 2 não foi descartado, o que possibilitou seu uso no presente trabalho. Some-se a isto o fato de que a regra do leilão prevê a utilização do PLD médio mensal e não o semanal, tornando viável a utilização dos dados obtidos no referido experimento.

Merece destaque também o fato do presente trabalho ter considerado como submercado o Nordeste, tanto para geração como para venda da energia, enquanto

---

<sup>45</sup> Os saldos acumulados no quadriênio são: 30% no primeiro ano do quadriênio, 20% no segundo ano, 10% no terceiro ano e zero no quarto ano.



no trabalho de Alves (2011), foram considerados dados do submercado sudeste. Neste sentido, foi calculado o coeficiente de correlação dos PLDs mensais entre os dois submercados, conforme a fórmula a seguir e o resultado foi de 0,9, o que é considerada uma forte correlação positiva e permitiu o uso dos dados.

$$\rho = \frac{Cov(PLD_{mensal(SE/CO)}; PLD_{mensal(NE)})}{Var(PLD_{mensal(SE/CO)}) \times Var(PLD_{mensal(NE)})} \quad (45)$$

O  $\rho$  (coeficiente de correlação) varia de +1 a -1. Valores que se aproximam de -1 ou +1 indicam uma relação linear forte, negativa e positiva, respectivamente. Quanto mais próxima de zero, mais fraca será esta relação (Anderson et. al, 2011).

Por fim, para gerar a série de preços de PLD necessária para análise de opções reais do trabalho em tela, aplicou-se a Equação 36 para a realização da simulação neutra ao risco para o modelo geométrico de Reversão à Média utilizado em Schwartz (1997, modelo 1). Os parâmetros encontrados no experimento 2 de Alves (2011) foram aplicados a referida Equação, são eles: as velocidades de reversão à média, a média de longo prazo e a volatilidade. A simulação realizada começa no mês de agosto/10 (mês de realização do leilão), utilizando o PLD disponível de julho/2010.

### 5.5.2

#### **Preço Contrato Bilateral no Ambiente de Contratação Livre – Modelagem**

Para análise de opções reais do presente trabalho também foi necessária a geração de uma série de preços para contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre. Como mencionado anteriormente, os termos neste tipo de contrato são negociados livremente entre os agentes (negociam preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados), podendo ser de longo ou curto prazo. Conforme descrito pela CCEE, o registro desses contratos

contém informações dos montantes contratados em MWh entre as empresas e os dados não precisam ser iguais para um mesmo período.

Diferentemente do PLD, os dados de preço negociados nestes contratos não estão disponíveis. A indisponibilidade dos mesmos prejudica a estimação de parâmetros para os processos estocásticos. Contudo, conforme informações prestadas por agentes de geração setor, dentre outros, algumas premissas podem ser consideradas na tentativa de montar um modelo para geração desta série de preços:

- Caso os contratos sejam menores de 1 ano, estes preços tem uma correlação maior com o PLD, pois este último reflete os preços no mercado de curto prazo;
- Para contratos com prazo maior, estes preços teriam mais proximidade com o verificado nos contratos negociados no ACR, com valores um pouco maiores que os negociados no ACR, pois embutem um risco maior.

Isto posto, optou-se para a montagem da análise com opções reais a negociação de contratos de 1 ano pelos seguintes motivos:

- Este prazo não seria tão curto a ponto de ter correlação com o PLD. Destaque-se que, conforme Dias (2011), uma correlação positiva diminui o valor da opção de troca de *input*. Assim, se o contrato no ACL for de prazo muito curto que assuma mais características de preço no curto prazo, este teria uma correlação maior com o PLD, reduzindo assim o valor da opção de *input*. Como o horizonte escolhido no trabalho foi de 1 ano, adotou-se como premissa não haver correlação com o PLD;
- Contratos de 1 ano, não são tão longos quanto do ACR, ou seja, possuem volatilidade maior que no ACR, e uma volatilidade menor que no mercado de curto prazo;
- O Leilão prevê a contabilização a cada quadriênio e também a contabilização anual para verificar a geração abaixo de 90%; e

Para a escolha de um horizonte de 1 ano uma aproximação sugerida pelos agentes do setor, dada a indisponibilidade de dados, foi a volatilidade do CMO (Custo Marginal de Operação).

Em relação ao CMO, segundo Caporal & Brandão (2008), o CMO reflete o equilíbrio dinâmico entre a oferta e demanda por eletricidade. A previsão deste preço é difícil por conta das incertezas nas afluências futuras dos reservatórios, implicando num nível maior de volatilidade. Soma-se a isto, o fato dos sistemas de base hídrica serem projetados para garantir a oferta de energia mesmo sob condições adversas, implicando, desta forma, que na maior parte do tempo exista excesso de energia que implica em um CMO do sistema muito baixo. Acontecendo um período muito seco, o CMO poderá aumentar bruscamente. Contudo, por conta da capacidade de armazenamento dos reservatórios, os períodos de baixo custo ocorrem durante vários anos, separados por períodos de alto custo, causados por secas ou rápido aumento da demanda não lastreado pela geração de energia. A Figura 5.7 a seguir apresenta este comportamento.

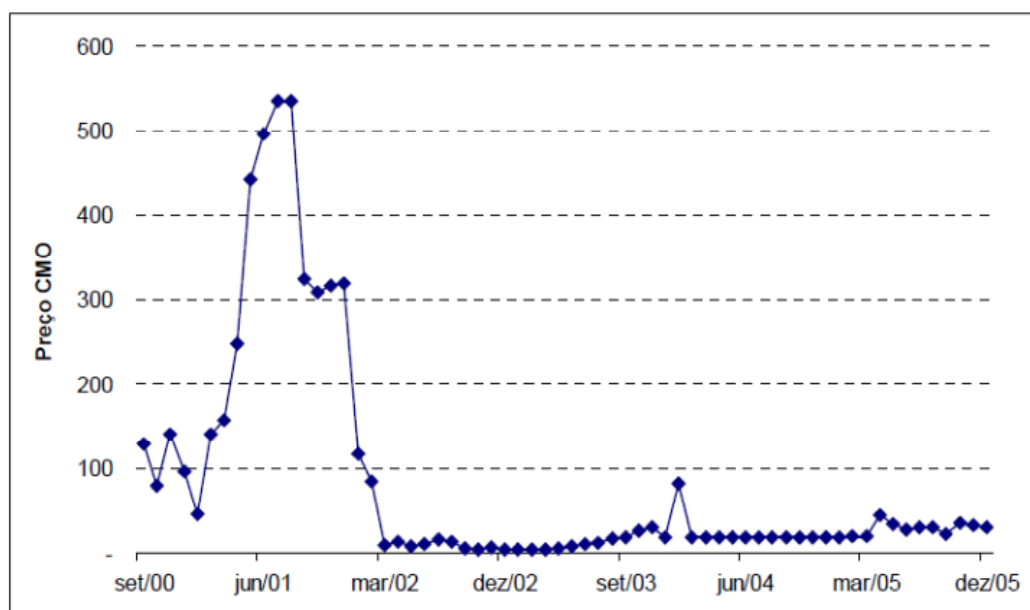


Figura 5.7: Evolução preço CMO de Set/00 até Dez/05. Fonte: Caporal & Brandão (2008)

O trabalho de Caporal & Brandão (2008) também apresentou as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema de um período sem os impactos do racionamento, ou seja, utilizando apenas dados de Junho/03 até Dezembro/05. A

consideração deste período fez com que a volatilidade mensal dos submercados ficasse menor do que se considerado o período de Setembro/00 até Dezembro/05. A Tabela 5.8 apresenta a estatística descritiva do CMO para cada submercado.

Tabela 5.8: Estatística descritiva do CMO (Junho/03 a Dez/05). Valores em R\$/MWh.

Fonte CCEE apud (Caporal & Brandão, 2008).

Mercado	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria	Curtose	Vol
<b>Sudeste</b>	10,76	50,52	23,08	8,54	1,36	2,07	0,37
<b>Sul</b>	10,76	34,42	22,11	6,06	0,59	-0,27	0,27
<b>Nordeste</b>	<b>9,08</b>	<b>29,23</b>	<b>18,48</b>	<b>3,43</b>	<b>-0,01</b>	<b>4,73</b>	<b>0,19</b>
<b>Norte</b>	10,55	50,52	22,44	8,3	1,63	3,15	0,37
<b>Média Mercados</b>	10,65	34,72	21,53	5,79	0,58	-0,1	0,27

Como já mencionado, para o projeto eólico aqui analisado considerou-se o Submercado Nordeste, tanto para venda quanto para geração da energia. Sendo assim, para simulação do preço do contrato bilateral, a volatilidade mensal que será utilizada será de 0,19, mesma utilizada no trabalho de Caporal & Brandão (2008).

No que tange à escolha do processo estocástico, pela própria indisponibilidade de dados de preços do ACL aqui já citada, optou-se pela utilização do processo estocástico Geométrico Browniano (MGB), mais simples. A simulação para o preço do ACL foi feita partindo do mês de agosto (mês do leilão). No software @Risk 6 foram feitas 5.000 simulações. Utilizou-se como preço corrente, o preço médio negociado no leilão para eólica de R\$ 134/MWh. Por fim, aplicou-se a simulação neutra ao risco com base na equação discretizada para o MGB, Equação 29, apresentada no capítulo 2.

## 5.6

### Projeto Eólico com a aplicação de Opções Reais

A Teoria das opções reais, como anteriormente mencionado, se apresenta como uma metodologia mais moderna na aplicação de análise de projetos e

decisões sob incerteza, complementando as ferramentas corporativas tradicionais. Como exposto no item 5.3 do presente capítulo, o VP sem opção do projeto, realizado pelo método de avaliação tradicional foi de R\$ 94.835 mil, o que implicaria em um VPL negativo de R\$ 9.761 mil, levando a conclusão de que o projeto não é atrativo. Contudo, considerando as opções embutidas no projeto, o cenário para investimento poderá mudar.

Recapitulando as ações tomadas até este ponto do trabalho, resumidamente foram determinados os seguintes itens:

- O fluxo de caixa para cada período do projeto (item 5.3 do capítulo);  
e
- As premissas para os processos estocásticos dos preços (PLD e Preço no ACL) que serão a base para a opção aqui considerada.

O próximo passo é a inclusão das flexibilidades gerenciais. Tal inclusão deve levar em conta os instantes de decisão onde será maximizada a função valor do projeto.

O Leilão considerado no estudo do projeto eólico previa que a energia não alocada ao CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado), se não estiver comprometida com outro contrato bilateral, por exemplo, no ACL, será liquidada no Mercado de Curto Prazo, ao PLD. Desta forma, a energia não negociada no Leilão poderá ser comercializada em um contrato bilateral no ACL ou liquidada ao PLD.

Sendo assim, para a inclusão das flexibilidades do projeto, considerou-se que o parque comercializou a garantia física do cenário P90 (12,84 MWmédios), ao invés da totalidade do cenário P50 de 14 MWmédios. O restante (1,16 MWmédios) ele terá a opção de fazer contrato no ACL ou vender no mercado de curto prazo recebendo o PLD. Desta forma, seria como se estivesse negociando no leilão 92% da sua garantia física do cenário P50 (14 MWmédios) e aproximadamente 8% da sua garantia física o empreendedor terá a flexibilidade na sua contratação.

Na análise, considerou-se que tal escolha/opção de negociação da energia, não alocada ao CCEAR, se dará em 20 períodos, ou seja, a cada ano de vigência do contrato do CCEAR (ano 1, ano 2 ...ano 19 e ano 20). Desta forma, montou-se uma sequência de 20 opções europeias. A primeira decisão será tomada no início do ano 1 de operação do primeiro quadriênio do parque (ao todo são 5 quadriênios que tem início em agosto e término em setembro, conforme Edital do Leilão). Assim, a cada ano, a partir de sua operação, o empreendedor poderá escolher negociar esta energia “livre” (não alocada ao ACR), no mercado de curto prazo (liquidada ao PLD) ou negociá-la em contrato bilateral de 1 ano no ACL.

Ante o exposto, a escolha ótima do empreendedor a cada decisão é tomada comparando-se o valor de continuação no mercado Spot *versus* o valor de contratação no ACL em contratos de 1 ano, como ilustrado na equação abaixo:

$$\text{Max } \{FC_{CP,t}; FC_{ACL,t}\}, t = 1, 2, 3, \dots, 19 \text{ e } 20 \quad (46)$$

Onde:

$FC_{CP,t}$ : Fluxo de caixa operacional com energia “livre” liquidada no mercado de curto prazo ao PLD no período t

$FC_{ACL,t}$ : Fluxo de caixa operacional com energia “livre” negociada no ACL período t

A forma em que tal flexibilidade foi modelada revela uma sequência de 20 opções europeias do tipo *switch option* (permite trocar insumos ou tipos de contratos de venda), ou seja, é uma opção de conversão/troca que permite a escolha da alternativa que oferece o melhor valor em cada um dos instantes de decisão. Modelagem similar foi feita no trabalho de Caporal & Brandão (2008), contudo no presente trabalho algumas modificações foram feitas e são a seguir:

- Para a modelagem da flexibilidade utilizou-se Simulação Monte Carlo, através do software @Risk 6, num total de 5.000 simulações.

No trabalho realizado por Caporal & Brandão (2008), utilizou-se árvore binomial;

- As escolhas/opções são feitas em 20 períodos, ou seja, são considerados 20 momentos para escolha em ACL ou PLD do montante não contratado no ACR. Em Caporal & Brandão (2008) as escolhas foram feitas em 4 períodos, considerando assim quatro momentos para escolha, ano 0, ano 5, ano 10 e ano 15;
- O ativo básico modelado foi uma usina eólica. Além disso, considerou-se o mercado spot por MRM (como feito em Alves, 2011) e o preço do contrato no ACL, com horizontes de 1 ano (modelado por MGB) e não de 5 anos. O Ativo básico, em Caporal & Brandão (2008), tratava-se de uma PCH, a qual tinha a opção de vender sua energia no mercado spot (modelado por MGB) ou fazer contratos de 5 anos a uma tarifa fixa de R\$ 120;

Com horizonte bem menor que o estudado por Caporal & Brandão (2008) para os preços dos contratos no ACL, considerou-se que o preço destes contratos pode flutuar e não manter-se fixo. Contudo, o empreendedor optando por fechar o contrato no ACL, o preço do mês em que foi fechado o contrato (no trabalho considerou-se todo mês de agosto) permanecerá igual por todos os meses subsequentes daquele ano. Terminado o ano, o empreendedor terá novamente a opção de fechar outro contrato de 1 ano ou vender sua energia no *spot*, destes o que gerar mais valor para o projeto.

Destaque-se ainda que a decisão de ofertar a garantia física equivalente ao P90 no leilão, recebendo assim uma tarifa fixa, sem flexibilidade, foi adotada por conta do financiamento de longo prazo para o projeto. Como o BNDES adota o P90 em seus financiamentos, achou-se mais prudente, a escolha deste nível de garantia física para negociação no ACR, uma vez que financiamentos de longo prazo são de extrema relevância para projetos de infraestrutura.

Por fim, a Tabela 5.9 apresenta um resumo das premissas utilizadas para realização das simulações neutras ao risco.

Tabela 5.9: Resumo de premissas para simulações neutras ao risco. Fonte: Elaboração própria.

Resumo Premissas	ACR	PLD		ACL
		seco	úmido	
Processo Estocástico	-	MRM Geométrico Modelo 1 - Schwartz (1997)		MGB
Equação utilizada	-	Equação 36		Equação 29
Preço corrente	R\$ 134/MWh* (Preço médio LFA/10 - eólica)	R\$ 97,56/MWh (Julho/10 - Fonte: CCEE)		R\$ 134/MWh (Preço médio LFA/10 - eólica)
Taxa Ajustada ao Risco	-	0,95% a.m (Fonte: Torres, 2006)		-
Dividend Yield	-	-		0,3% a.m.
Volatilidade	-	1,496	1,072	0,19
Velocidade de reversão à média de subida	-	3,176	7,281	-
Velocidade de reversão à média de descida	-	1,797	1,14	-
Média de Longo Prazo	-	66,664	25,23	-
Taxa Livre de risco	0,4% a.m. (Fonte: Caporal et. al. 2008)			

\*Preço constante e utilizado para todo o período do contrato.

\*\* Fonte Apresentação Rio Bravo. Taxa de dividendos considerada pelo Rio Bravo Energia I Fundo de Investimento em Participações em projetos de investimento do setor de energia. A taxa de dividendos considerada foi de 10% aa nominal, esta foi descontada ao IPCA de 5,91% a.a e depois feita a conversão ao mês. Disponível em: <http://hotsite.fiesp.com.br/energia/2012/apresentacoes/sala01/07.08/1040-Sergio-Brandao-Rio-Bravo.pdf>

Destaque-se que a taxa ajustada ao risco para simular o PLD, utilizando a equação 36 (neutra ao risco), foi a mesma utilizada no trabalho de Torres (2006), que avaliou portfólios de contratos de compra e venda de energia elétrica.

O preço no ACR, ACL e o PLD serão os preços que impactarão as receitas do projeto e, portanto, o  $FC_t$  (Fluxo de Caixa Operacional) também. A cada início de ano de operação, num total de 20 períodos, o empreendedor irá decidir o melhor “mix” de inputs de sua receita para o próximo período operacional<sup>46</sup>, no intuito de maximizar seu  $FC_{t..}$  Isto feito para cada período os  $FC_{ts}$  máximos de cada período são trazidos a valor presente, a taxa livre de risco, obtendo-se assim, o Valor Presente do Projeto com a opção de *switch* (troca), ou seja, com a opção de troca entre contratos/venda de energia. A Figura 5.8, utilizando o *software* @Risk 6, apresenta a distribuição dos VPs do projeto com a opção de *switch*.

<sup>46</sup> Acessado em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/ind2272.html>: Notas de aula do Prof. Marco Antônio Guimarães Dias



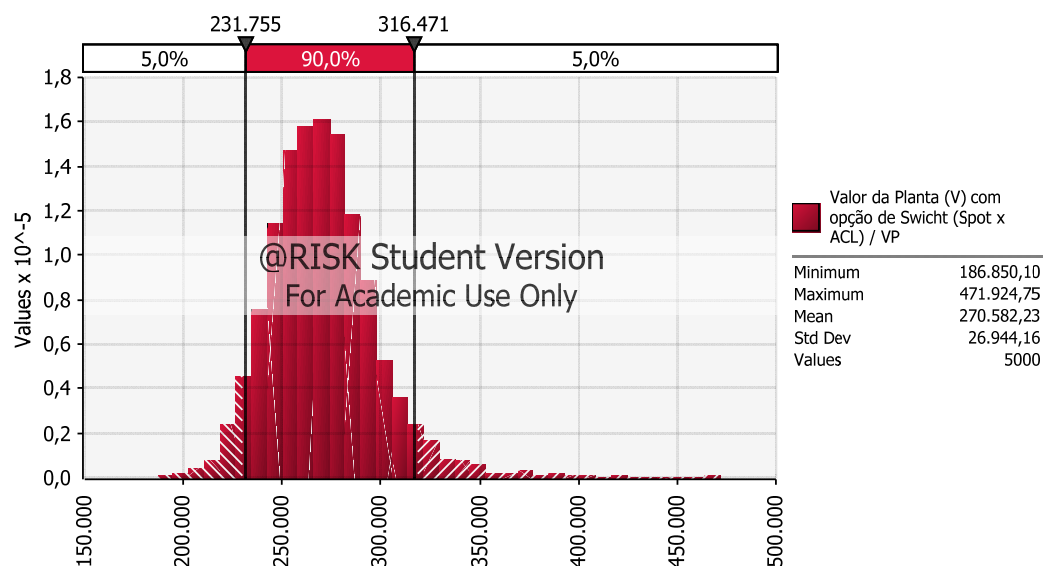


Figura 5.8: Distribuição dos Valores Presentes (VP) do projeto com a opção de *switch*.  
Fonte: Elaboração Própria.

Considerando a opção de *switch* (troca) no projeto podemos verificar que o valor dele tem um aumento. A média do valor presente do projeto para esta simulação é de aproximadamente R\$ 271 milhões, com 5% de probabilidades de ficar abaixo de aproximadamente R\$ 232 milhões. Por outro lado, o VP determinístico calculado de forma tradicional (sem opções) é de aproximadamente R\$ 95 milhões, valor este bem menor.

Destaque-se que para toda geração maior que o cenário de P-50 considerou-se que esta é liquidada ao PLD. Além disso, a distribuição apresentada na Figura 5.8, não levou em consideração possíveis penalidades por geração a menor no contrato do ACL. Na tentativa de simular os valores presentes considerando uma possível penalidade no contrato do ACL, supôs-se que não cumprindo a entrega da quantidade de energia acordada, o gerador paga o montante não entregue ao preço do contrato do ACL. Por exemplo, se o contrato é de entrega de 100 MWh e foi entregue apenas 90 MWh, o gerador pagará 10 MWh  $\times$  Preço do ACL acordado. A Figura 5.9 a seguir apresenta a distribuição considerando os Valores Presentes (VPs) do projeto com a penalidade descrita no ACL.

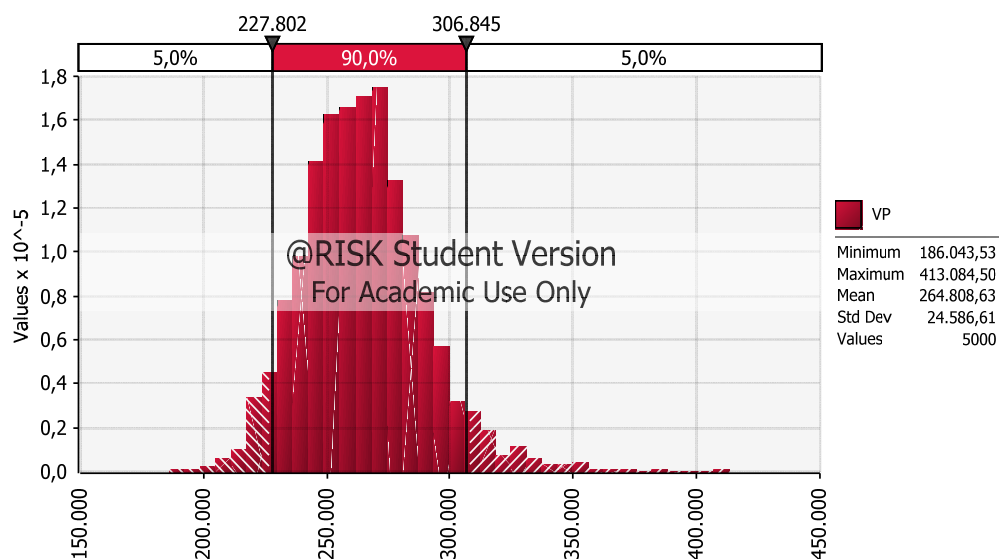


Figura 5.9: Distribuição dos Valores Presentes (VP) do projeto com a opção de *switch* (*Spot* x ACL com penalidade). Fonte: Elaboração Própria.

Como pode ser observado, com a penalidade o valor médio cai um pouco, chegando a aproximadamente a R\$ 265 milhões, contra R\$ 271 milhões sem penalidade. As penalidades no ACL podem ser muito mais impactantes do que a mostrada no presente trabalho, contudo, tentou-se aqui apenas apresentar de forma ilustrativa tal impacto no resultado do projeto.

A análise de sensibilidade do projeto, no caso sem penalidades, em relação à volatilidade do ACL (0,19) é apresentada na Figura 5.10 abaixo.

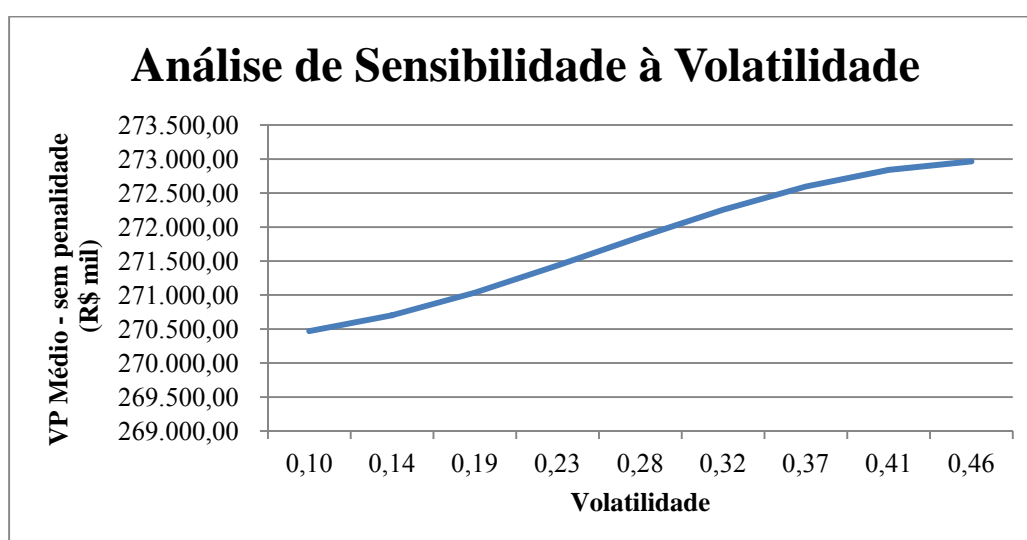


Figura 5.10: Valor Presente Médio do projeto: sensibilidade à volatilidade do preço no ACL.

Conforme, a Figura acima, quanto maior a volatilidade do preço no ACL (sem penalidade), maior é o Valor Presente médio do projeto. A análise de sensibilidade foi feita com um aumento de até 0,46 para o valor da volatilidade do preço do ACL. Limitou-se o aumento do valor da volatilidade do preço do contrato no ACL, pois como no presente trabalho está sendo considerado um horizonte de 1 ano para este tipo de contrato, não faz sentido uma volatilidade tão alta a ponto de se equiparar a volatilidade no mercado de curto prazo, ou seja, ao PLD. Para horizonte de 1 ano, a volatilidade do contrato do ACL tende a ser menor que a do PLD.

Por fim, foi realizada também a análise de sensibilidade do Valor Presente médio do projeto à taxa ajustada ao risco adotada para simular o PLD (0,95% a.m.), no cenário sem penalidade no ACL. A Figura 5.11 ilustra esta análise.

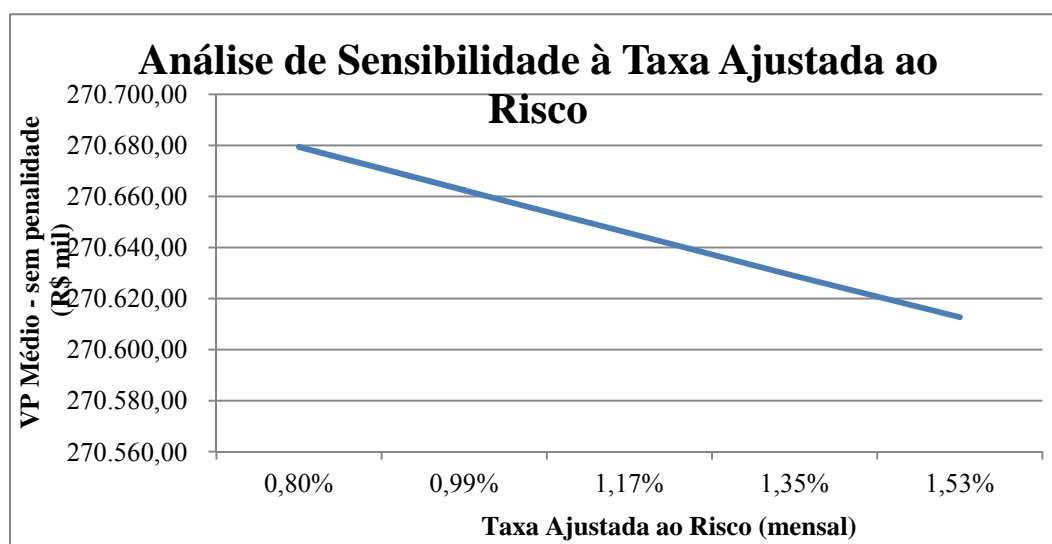


Figura 5.11: Valor Presente Médio do projeto: sensibilidade à Taxa Ajustada ao Risco do PLD.

Para valores entre 0,8% a.m. e 1,53% a.m.<sup>47</sup>, a curva de valor presente médio do projeto, sem penalidade no ACL, varia entre R\$ 270,68 milhões e R\$ 270,61 milhões, aproximadamente.

<sup>47</sup> Equivalente a 10% a.a. e 20% a.a.

## Conclusão

O setor elétrico brasileiro vem passando por diversas modificações nos últimos 20 anos, a começar pela reforma de 1993, com a criação de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, seguida pela Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões), possibilitando a privatização de ativos e assim a entrada de novos agentes no setor. Já em 2004, o segmento passa novamente por outras mudanças, criando as bases para o chamado novo modelo para o setor elétrico, com as Leis nº 10.847 e 10.848/04. Por fim, as mudanças mais recentes com a MP 579/12 e a Lei nº 12.783/13, que tratam da Renovação das Concessões do Setor Elétrico. É neste cenário de constante mudança que o segmento eólico está inserido.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hídrica. Embora a energia eólica represente ainda um percentual relativamente pequeno frente às demais fontes de energia elétrica, é fato que sua participação vem aumentando nos últimos anos no Brasil, passando de uma capacidade instalada de 29 MW em 2005, para 1.424 MW ao final de 2011. Diversos foram os fatores que auxiliaram no desenvolvimento desta fonte no Brasil, tais como: leilões específicos de venda e compra desta energia; a vinda de diversos fornecedores para o Brasil o que, em conjunto com o desaquecimento do mercado externo, auxiliou no barateamento dos aerogeradores; as lições aprendidas com programas como o PROINFA etc.

Neste cenário, o presente trabalho, dada a crescente importância desta fonte no Brasil, propôs a aplicação de um método complementar a análise tradicional do Valor Presente Líquido, a Teoria das Opções Reais (TOR), no intuito de valorar as flexibilidades possíveis no momento de venda da energia gerada por estes ativos.

Para realização da análise, buscou-se inicialmente realizar uma contextualização das metodologias e teorias que envolvem a aplicação das opções reais, em seguida mostrou-se um panorama do segmento eólico no mundo e no

Brasil. Por fim, foi feita a aplicação de fato das opções reais a uma planta de geração eólica.

Isto posto, considerou-se que o parque contaria com uma opção do tipo *switch* (troca), ou seja, poderia trocar parte da energia, não alocada ao CCEAR, para venda da mesma ou no ACL ou liquidando no mercado de curto prazo ganhando assim o PLD.

Para a montagem desta opção foi necessária também a definição de premissas para modelagem do preço no mercado de curto prazo (PLD) e do preço no ACL. Para o PLD utilizou-se como base os resultados e o processo estocástico MRM do trabalho realizado por Alves (2011). Enquanto que para o ACL, dada a indisponibilidade de dados históricos neste mercado, optou-se pela utilização do MGB, adotando a volatilidade do submercado nordeste utilizada no estudo de Caporal & Brandão (2008).

A inclusão da flexibilidade/opção na planta, permitiu um aumento do seu valor, tornando-a mais atrativa economicamente, do que se analisada somente de forma tradicional. O aumento do valor da planta é bem significativo, o que métodos tradicionais, tais como o VPL não conseguem capturar.

Uma estratégia considerada no trabalho em tela foi a venda de grande parte da energia no ACR e apenas uma menor parte com flexibilidade de venda em outros mercados. Como mencionado, tal premissa foi adotada por conta da importância do financiamento de longo prazo para tal tipo de projeto. Os recebíveis no ACR são aceitos como garantia para estes financiamentos, pois tais contratos possuem menos risco que os contratos do ACL, uma vez que aqueles possuem prazos mais longos.

Destaque-se, contudo, que em que pese a maior participação da energia eólica nos leilões, desbancando por vezes projetos de energia à base de biomassa e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), os preços negociados no ACR vem caindo, com preços sendo negociados já abaixo dos R\$ 100/MWh. O Leilão A-5 realizado em dezembro de 2012 (Edital ANEEL nº 06/12), embora com um número pequeno de vencedores (apenas 12 dos 525 projetos habilitados), todos os vencedores fizeram seus lances de preço abaixo de R\$ 90,00 MWh, gerando uma

certa preocupação dos agentes do setor com relação à viabilidade destes projetos a este nível de preço.

Estas preocupações do setor revelam a importância cada vez maior da composição de um “mix” entre o ACL e o ACR, para gerar tanto possíveis “upsides” no valor dos projetos, quanto para mitigar riscos de contratos de prazo menor do ACL. Neste contexto, os projetos passariam a contar com maior flexibilidade podendo assim, aumentar seu valor, contudo, garantindo o financiamento de longo prazo, pois contariam ainda com a parcela significativa de sua geração no ACR (de menor risco).

Por fim, destaque-se, todavia, as limitações também do presente trabalho, como por exemplo, a previsão dos preços de energia. No caso brasileiro, com predominância hidráulica, há a dificuldade adicional de previsão dos preços no spot, pois os mesmos dependem das condições hidrológicas. No Brasil, atualmente, não se permite mais a construção de reservatórios de acumulação, tendo que se construir usinas a fio d’água. Isto por um lado é bom do ponto de vista ambiental, pois as áreas alagadas tornam-se bem menores. Por outro lado reduzem a capacidade de armazenamento do sistema como um todo provocando maior flutuabilidade.

Outra limitação do trabalho foi a escolha do MGB para geração de série de preços no ACL para períodos curtos (1 ano), o MGB, por vezes pode levar a superestimação do valor das opções reais. Ressalte-se que a literatura costuma assumir para preço commodities o uso do MRM. Contudo, a falta de dados históricos levou à utilização de um modelo um pouco mais simples para modelagem do ACL, mas que conseguisse capturar a importância das flexibilidades gerenciais num projeto, como também feito no estudo de Caporal & Brandão (2008).

## 6.1

### Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros sugere-se:

- A utilização do processo estocástico de Reversão à Média com Saltos para modelagem do PLD, a fim de tentar capturar picos, como o ocorrido em 2008;
- Aplicação do modelo de Reversão à Média para modelar o preço no ACL;
- Inserção de mais opções, como por exemplo, a opção de antecipação da geração prevista no Edital do Leilão;
- Aplicação a um caso real, em que o parque tenha parte negociado no ACL e que se possa modelar as penalidades reais de fato praticadas neste contrato.

## Referências bibliográficas

ALBERTS, J. **Adressing Wind Turbine Noise**. Lawrence Technological Univerty, outubro de 2006.

ALVES, M.J. **Determinação do Preço no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro e Valoração de um Derivativo de Energia por simulação Monte Carlo com Aproximação por Algoritmo Genético**, Rio de janeiro, 2011. 96f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

ANDERSON, D.R.; SWEENEY, D.J. & WILLIAMS, T.A. **Estatística Aplicada à Administração e Economia**, Cengage Learning, 2011, 2ª ed., 597.

ARAÚJO, R.O. **Avaliação de Opções Reais Através do Método dos Mínimos Quadrados de Monte Carlo**, Rio de Janeiro, 2004.134f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

BASTIAN-PINTO, C.L. **Modelagem de Opções Reais com Processo de Reversão à Média em Tempo Discreto: Uma Aplicação na Indústria Brasileira de Etanol**. Rio de Janeiro, 2009. 164f. Tese de Doutorado. Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

BATISTA, F.R.S. **Análise Estimação do Valor Incremental do Mercado de Carbono nos Projetos de Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma Abordagem pela Teoria das Opções Reais**. Rio de Janeiro, 2007. 199f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

BLACK, F. & SCHOLES, M. **The Pricing of Options and Corporate Liabilities**. Journal of Political Economy, v.81, p.p. 637-654, mai/jun 1973

BLANK, F.F. **Teoria de Opções Reais em Project Finance e Parceria Público-Privada: Uma Aplicação em Concessões Rodoviárias**, Rio de janeiro, 2008. 200f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

COPELAND, T.E. & ANTIKAROV, V. **Real Options: a practitioner's guide**. Texere, 2003.

CAPORAL, A. & BRANDÃO, L.E.T. **Avaliação de uma Unidade de Geração de Energia Através de Teoria das Opções Reais**. BBR – Brazilian Business Review, vol 5, núm 2, 2008.



COSTA, R.A.; CASOTI, B.P. & AZEVEDO, R.L.S. Um Panorama da Indústria de Bens de Capital Relacionados à Energia Eólica. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n.29, p.229-278, março 2009.

COX, J.C.; ROSS, S. & RUBINSTEIN, M. Options Pricing a Simplified Approach. **Journal of Financial Economics**, v.3, p. 145-166, 1979

DALBEM, M.C. **Análise de Investimentos em Energia Eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2010. 197f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

DIAS, M.A.G. **Opções Reais Híbridas com Aplicação em Petróleo**. Rio de Janeiro, 2005. 509f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

DIXIT, A.K. & PINDYCK, R.S. **Investment under Uncertainty**, Princeton, New Jersey: Princeton University Press, 1994.

———. ENERGIA EÓLICA: Anuário 2012. Editora Brasil Energia.

———. ENERGY REPORT: Edição 69 – Setembro 2012. PSR

———. ENERGY REPORT: Edição 73 – Novembro 2012. PSR

EWEA. Formulário UpWind. Disponível em: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/upwind/21895\\_UpWind\\_Report\\_low\\_web.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_UpWind_Report_low_web.pdf). Acessado em: 15.08.12

FADIGAS, E.A.F.A. **Energia Eólica**, Manole, p.285, 2011.

FONSECA, F.R. **Estratégias de Sazonalização da Garantia Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa**, Rio de Janeiro, 2009. 104f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

GWEC – Global Wind Energy Council. Analysis of the Regulatory Framework for Wind Power Generation in Brazil. Disponível em: [http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil\\_report\\_2011.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf). Acessado em: 09.06.12.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind 2011 Report. Disponível em: [http://www.gwec.net/fileadmin/documents/NewsDocuments/Annual\\_report\\_2011\\_lowres.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/NewsDocuments/Annual_report_2011_lowres.pdf). Acesso em: 09.06.12

HULL, J.C. **Options, Futures, and Other Derivatives Securities**. Prentice Hall, 7a ed., 2008.

IHS – Emerging Energy Research. **Wind Turbine Supply Chain Strategies: 2011 – 2025**. Disponível em: <http://www.emerging-energy.com/uploadDocs/WindTurbineSupplyChainStrategies2011.pdf>

KLOEDEN, P.E. & PLATEN, E. **Numerical Solution of Stochastic Differential Equations**. Springer-Verlag, 1992, 636 pp, 1992.

MACEDO, W.N. **Estudo de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando a Energia Solar, Fotovoltáica e Eólica**. 2002. 152 p. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Engenharia Elétrica). Centro Tecnológico da Universidade Federal do Pará.

MERTON, R. Theory of Rational Option Pricing, **Bell Journal of Economics and Management Science**, v.4,n.1, p. 141-183, 1973

MUÑOZ, J.; CONTRERAS, J.; CAAMANO, J. & CORREIA, P. (2009). **Risk assessment of wind power generation project investments based on real options**. IEEE Bucharest Power Tech Conference.

PAULA, R.L. **Modelo Acoplado Torre-Aerogerador de Eixo Horizontal**. 2012. 99p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). COPPE – UFRJ.

PDEE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2011/2020**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2011

QUEIROZ, H.P.J.; ALMEIDA, E.L.F.; BOMTEMPO, J.V.; IOOTY, M. & BICALHO, R.G. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**, ed. Elsevier, 2007. 343 p.

ROSS, S.A.; WESTERFIELD, R.W. & JAFFE, J.F. **Administração Financeira**. 2ª ed. Atlas, 2002. 776 p.

SAMANEZ, C.P. **Gestão de Investimentos e Geração de Valor**. 1ª ed. Pearson Prentice Hall, 2007. 382 p. 1ª ed. Elsevier, 2007. 343 p.

SALINO, P.J. **Energia Eólica no Brasil: Uma Comparação do PROINFA e dos Novos Leilões**. Rio de Janeiro, 2011. 120f. Monografia. Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro

SCHWARTZ, E.S. **The Stochastic Behavior of Commodities Prices: Implications for Valuation and Hedging**, Journal of Finance, vol. 52, No 3, 1997, pp. 923-973.

TITMAN, S. & MARTIN, J.D. **Valuation: the art and science of corporate investment decisions**. Pearson, 2008.

TORRES, R.C. **Avaliação de Portfólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de Opções Reais**, Rio de Janeiro, 2006. 117f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

TRIGEORGIS, L. **Real Options – Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation**. The MIT Press, 1996. 427 p.

## SÍTIOS NA INTERNET:

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Disponível em: <http://www.ccee.org.br>

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

Centro de Energia Eólica - PUC RS. Disponível em: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=23#23>

Empresa de Planejamento Energético (EPE). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>

Real Options in Petroleum, desenvolvido pelo Prof. Marco Antônio Guimarães Dias. Disponível em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind>

Notas de aula do Prof. Marco Antônio Guimarães Dias. Disponível em: <http://www.puc-rio.br/marco.ind/ind2272.html>

American Wind Energy Association. Disponível em: <http://www.awea.org>

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/principal.php>.