



**Wagner Sousa de
Oliveira**

**Avaliação e gestão de projectos de energia eólica
onshore**



**Wagner Sousa de
Oliveira**

**Avaliação e gestão de projectos de energia eólica
onshore**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Professor Doutor Joaquim José Borges Gouveia, Professor Catedrático do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro e do Professor Doutor António Jorge Fernandes, Professor Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro.

Dedico este trabalho à minha esposa, Francidalva, aos meus filhos, Heron e Darah e aos meus pais, Antonio e Ebenezer.

o júri

presidente

Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins
professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

vogais

Prof. Doutor Vasco Nuno Quedes Ferreira
professor auxiliar convidado do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro

Prof. Doutor Joaquim José Borges Gouveia
professor catedrático do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro (Orientador)

agradecimentos

À Deus pela iluminação e orientação ao longo da minha vida.

Ao longo da execução deste trabalho, foram muitos contributos que tornaram possível a sua conclusão. Assim, primeiramente gostaria de agradecer aos meus orientadores, Exmo. Senhor Professor Doutor Joaquim José Borges Gouveia e ao Exmo. Senhor Professor Doutor António Jorge Fernandes, pela disponibilidade, conhecimentos transmitidos e valiosas sugestões durante a execução deste trabalho.

Estendo este agradecimento também ao Exmo. Senhor Professor Doutor António José Barbosa Samagaio pela ajuda ao longo da execução deste trabalho que revelou-se numa ajuda indispensável, para além da simpatia, boa disposição e disponibilidade sempre presentes em nossa relação académica no Departamento de Ambiente e Ordenamento.

Aos meus amados pais, Antonio Barros de Oliveira e Ebenezer Sousa de Oliveira, pelo amor, carinho, incentivo, compreensão, paciência e apoio aos desafios da vida e por zelarem pela minha educação moral e intelectual, e em especial à minha mãe, por sempre me apoiar e nunca me ter deixado desistir, pela coragem que sempre me transmitiu e por ser minha referência de vida.

A minha amada esposa Francidalva pelo seu incansável e constante apoio e suporte emocional nesta fase de nossas vidas, bem como por ter me feito pai de Heron e Darah, filhos tão amorosos.

A todos os demais que directa ou indirectamente contribuíram para a realização e sucesso deste trabalho.

palavras-chave

avaliação e gestão de projectos, energias renováveis, atractividade e risco, análise de custos, energia eólica onshore, parque eólico, competitividade.

resumo

No actual sector eléctrico mundial, as decisões de investimento de determinado projecto devem ser baseadas em análise de viabilidade económico-financeira, como forma de instrumento de suporte ao planeamento do sistema; de gestão no estabelecimento de prioridades; ou, até mesmo, na determinação das rentabilidades inerentes a cada participante da estrutura de financiamento do projecto; e na concepção de consórcio privado e/ou produtor independente de energia eléctrica.

Nesta dissertação são realizadas simulações dos custos totais de produção de electricidade através de caso de estudo de parque eólico *onshore* hipotético de 40 MW_e situado em Caldas da Rainha. A análise económico-financeira considera custos de investimentos, operações e manutenção, combustível (não aplicável neste caso) e demais custos ao longo da vida útil do parque eólico (em anos). São feitas análises dos diferentes resultados calculados nos cenários (Actual, C₁, C₂ e C₃) e análise de sensibilidade. Ainda são determinados os valores dos indicadores de avaliação e gestão económico-financeira de projectos de energia e seus custos.

Os indicadores de atractividade e riscos analisados foram WACC, SPB, DPB, VAL, TIR, RR e BCR. Também foram realizadas análises do custo de produção por MWh. Dentre os indicadores de análise de custos em projectos de energia foram calculados LCOE, TLCC, NPC, LEGC e UPAC.

Nesse sentido, o contributo desta dissertação consiste em analisar as principais metodologias de avaliação e gestão de projectos de energia eólica *onshore* e seus custos para perceber o tipo de informação fornecida ao gestor e/ou investidor de um projecto de energia renovável para assegurar a melhor tomada de decisão.

keywords

projects evaluation and management, renewable energies, attractiveness and risk, cost analysis, onshore wind energy, wind park, competitiveness.

abstract

In the current electric world sector, the decisions of investment of certain project should be based on economical-financial viability, as a support tool for system planning; establishment priorities on management; or, even more, in determination of profitabilities to each one of participants concerning structure of project financing; and conception of a private consortium for independent producer electric power.

This dissertation are carried out total costs simulations of producing electricity through case study of onshore wind park hypothetical 40 MW_e located in Caldas da Rainha. The economic and financial analysis considers investment costs, operations and maintenance, fuel (not applicable in this case) and other costs over the lifetime of the wind park (in years). The study analyzed the results calculated for scenarios (Present, C₁, C₂ and C₃) and sensitivity analysis. There are still some values of the indicators for assessing economic and financial management and their costs for energy projects.

The indicators of attractiveness and risks were analyzed WACC, SPB, DPB, NPV, IRR, BCR and RR. Analyses were also conducted of production cost per MWh. Among the indicators of cost analysis in energy projects were calculated LCOE, TLCC, NPC, LEGC and UPAC.

Thus, the contribution of this dissertation is to examine the main methods of assessment and management for onshore wind energy projects and their costs to realize the type of information provided to the manager and/or investor of a renewable energy project to ensure better decision.

Índice geral

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Índice geral.....	viii
Índice de figuras.....	x
Índice de tabelas.....	xii
Abreviações.....	xiii
Nomenclatura.....	xv

Capítulo 1 | Introdução

1.1 Apresentação.....	1
1.2 Energia renovável.....	3
1.2.1 Oferta e procura de energia.....	3
1.2.2 Promoção de energia renovável.....	6
1.2.3 Energia eólica como fonte de energia renovável.....	7
1.3 Status da energia eólica e desafios.....	8
1.3.1 Aspectos tecnológicos da energia eólica.....	8
1.3.2 Tendências de I&D para energia eólica.....	12
1.3.3 Visão global da energia eólica.....	16
1.4 Objectivos e abordagem da dissertação.....	20
1.4.1 Definição do problema.....	20
1.4.2 Objectivos da dissertação.....	21
1.4.3 Abordagem da dissertação.....	23
1.5 Metodologia.....	24
1.5.1 Aspectos conceituais.....	24
1.5.2 Relação das variáveis e fronteira de estudo.....	25
1.6 Estrutura da dissertação.....	26

Capítulo 2 | Energia, economia e sociedade

2.1 Introdução.....	27
2.2 Desenvolvimento das sociedades e energia.....	28
2.3 A energia e estrutura das sociedades.....	30
2.4 Energia e impactos ambientais.....	35
2.4.1 Introdução.....	35
2.4.2 Energia e meio ambiente.....	36
2.4.3 Impactos da actividade de produção de electricidade.....	41
2.5 Resumo e conclusões.....	49

Capítulo 3 | Modelos de avaliação económica de projectos e custos

3.1 Introdução.....	53
3.2 Classificação das categorias de custos.....	55
3.2.1 Estrutura de custos da energia eólica onshore.....	55

3.3 Modelos de avaliação económica de projectos.....	64
3.3.1 Fundamentos de avaliação económica de projectos.....	64
3.3.1.1 Tempo de retorno simples (<i>Simple PayBack</i>).....	66
3.3.1.2 Tempo de retorno descontado (<i>Discounted Simple Payback</i>).....	69
3.3.1.3 Valor actual liquido (<i>Net Present Value</i>).....	70
3.3.1.4 Taxa interna de rentabilidade (<i>Internal Rate of Return</i>).....	73
3.3.1.5 Receitas requeridas (<i>Required Revenues</i>).....	76
3.3.1.6 Rácio benefício-custo (<i>Benefit-to-Cost Ratio</i>).....	78
3.3.2 Particularidades na análise de investimentos de projectos de energia eólica	80
3.4 Modelos avaliação de custos.....	81
3.4.1 Medidas específicas de desempenho económico de projectos de energia.....	81
3.4.1.1 Custo nivelado de energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>).....	84
3.4.1.2 Custo total do ciclo de vida (<i>Total Life-Cycle Cost</i>).....	91
3.4.1.3 Custo actual liquido (<i>Net Present Cost</i>).....	93
3.4.1.4 Custo nivelado de produção de electricidade (<i>Levelized Electricity Generation Cost</i>).....	94
3.4.1.5 Custo unitário médio actualizado (<i>Unitary Present Average Cost</i>).....	96
3.4.2 Particularidades na análise de custos de projectos de energia eólica	99
3.5 Resumo e conclusões.....	100

Capítulo 4 | Aplicação prática dos modelos estudados

4.1 Introdução.....	104
4.2 Parâmetros considerados no caso de estudo.....	104
4.2.1 Aspectos técnicos do sistema de produção de energia.....	105
4.2.2 Aspectos económico-financeiros do projecto.....	106
4.3 Resultados dos métodos de avaliação económica de projectos e custos.....	107
4.4 Aplicação do Software RETScreen® para análise de projectos de energias renováveis.....	109
4.5 Resultados e comparações.....	111
4.5.1 Análise de sensibilidade do projecto.....	113
4.6 Resumo e conclusões.....	117

Capítulo 5 | Conclusão e implicações

5.1 Introdução.....	123
5.2 Resultados obtidos nos modelos de avaliação económica estudados.....	125
5.3 Perspectivas e sugestões para investigações futuras	131

Referencias	132
--------------------------	-----

Anexos	140
---------------------	-----

Índice de figuras

Figura 1.1	Produto Nacional Bruto (linha pontilhada) e consumo de electricidade (linha sólida) na Holanda.....	3
Figura 1.2	Capacidade instalada anual global de energia eólica 1996-2009.....	8
Figura 1.3	Evolução do tamanho e da potência dos aerogeradores.....	9
Figura 1.4	Modelo de difusão da indústria da energia eólica.....	15
Figura 1.5	Investimento financeiro por tecnologia em 2009, e crescimento em 2008 (M\$).....	17
Figura 1.6	Capacidade instalada global acumulada/Top 10 nova capacidade instalada (MW)....	18
Figura 1.7	Relação entre as variáveis determinantes do custo da energia produzida.....	25
Figura 2.1	Transporte de monumento em pedra maciça em 660 a.C.....	31
Figura 2.2	Tendências da energia e consumo mundial de electricidade, emissões de CO ₂ e intensidade das emissões de CO ₂ do consumo de energia.....	37
Figura 2.3	Tendências na UE-15 e consumo de energia eléctrica, as emissões de CO ₂ e da intensidade das emissões de CO ₂ do consumo de energia.....	38
Figura 2.4	Percentagem de emissões de CO ₂ de poluentes atmosféricos pela actividade em 2005, na UE-27 e em Portugal.....	39
Figura 2.5	Resultados globais do projecto Externe.....	42
Figura 3.1	Processo de avaliação e gestão financeira de projectos de energias renováveis.....	54
Figura 3.2	Exemplo dos principais componentes de turbina eólica <i>onshore</i> com distribuição do custo global da 5 MW REpower.....	59
Figura 3.3	Esquema do processo de nivelamento de fluxos de caixas em projectos de energia renovável.....	83
Figura 3.4	Valores em \$/MWh do LCOE (<i>Levelized Cost of Energy</i>) em 2005 para diversas tecnologias convencionais e renováveis para produção de energia.....	84
Figura 4.1	Cinco passos da análise padrão do RETScreen®.....	104
Figura I.1	Processos de conversão e conservação de energia para potencial eólico.....	141
Figura I.2	Curva de potência e produção de electricidade do aerogerador Siemens, AN BONUS 2 MW.....	143
Figura II.1	Informações disponíveis no RETScreen Climate Database.....	147
Figura III.1	Informações disponíveis no RETScreen Product Database.....	148
Figura VI.1	Valores da TIR (%) nos cenários.....	155
Figura VI.2	Valores do WACC (%) nos cenários.....	155
Figura VI.3	Valores do VAL (€) nos cenários.....	156
Figura VI.4	Valores de $RR_{levelized}$ (€) nos cenários.....	156
Figura VI.5	Valores da análise BCR do projecto nos cenários.....	157
Figura VI.6	Valores de LCOE (€/MWh) do projecto nos cenários.....	157
Figura VI.7	Valores de TLCC (€) do projecto nos cenários.....	158
Figura VI.8	Valores de NPC (€) do projecto nos cenários.....	158

Figura VI.9 Valores de LEGC (€/MWh) do projecto nos cenários.....	159
Figura VI.10 Valores de UPAC (€/kW) do projecto nos cenários.....	159

Índice de tabelas

Tabela 3.1	Classificação dos custos em categorias para projectos de energia eólica.....	56
Tabela 3.2	Tendências do custo de capital assumido pelo projecto PRIMES para energia eólica.	62
Tabela 3.3	Resumo das principais fontes de informação para identificar custos de capital e custos de produção de energia eólica.....	63
Tabela 3.4	Resumo das principais fontes de informação para identificar os custos variáveis na produção de energia um parque eólico.....	64
Tabela 3.5	Exemplo de fluxo de caixa típico para análise BCR.....	79
Tabela 3.6	Exemplo de fluxo de caixa líquido para desempenho económico em projectos de energia (método VAL).....	82
Tabela 3.7	Matriz de medidas de avaliação económica de projectos e custos com aplicabilidade em situações específicas para projectos de energias renováveis.....	102
Tabela 4.1	Parâmetros do sistema de produção do caso de estudo.....	105
Tabela 4.2	Parâmetros económico-financeiros do caso de estudo.....	106
Tabela 4.3	Indicadores económico-financeiros do cenário actual.....	107
Tabela 4.4	Comparação dos Indicadores económico-financeiros.....	111
Tabela 4.5	Valores calculados no cenário actual do projecto.....	113
Tabela 4.6	Alterações nos parâmetros para o cenário C ₁	114
Tabela 4.7	Indicadores económico-financeiros do cenário C ₁	114
Tabela 4.8	Alterações nos parâmetros para o cenário C ₂	115
Tabela 4.9	Indicadores económico-financeiros do cenário C ₂	115
Tabela 4.10	Alterações nos parâmetros para o cenário C ₃	116
Tabela 4.11	Indicadores económico-financeiros do cenário C ₃	116
Tabela 4.12	Comparação em valores absolutos dos cenários.....	118
Tabela 4.13	Comparação das variações percentuais dos cenários.....	120
Tabela 4.14	Comparação em valores absolutos dos parâmetros calculados nos cenários.....	121
Tabela 4.15	Comparação das variações percentuais dos parâmetros calculados nos cenários.....	122
Tabela 4.16	Resultados dos modelos estudados para avaliação económica de projecto.....	125
Tabela 4.17	Resultados dos modelos estudados para avaliação de custos.....	127
Tabela I.1	Classes de densidade de potência eólica segundo EWEA.....	146
Tabela IV.1	Fórmulas de cálculo para análise de atractividade económico-financeira de projectos	149
Tabela IV.2	Fórmulas de cálculo para análise de custos de projectos de energia.....	150
Tabela V.1	Fluxo de caixa do projecto no cenário actual.....	151
Tabela V.2	Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C ₁).....	152
Tabela V.3	Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C ₂).....	153
Tabela V.4	Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C ₃).....	154

Abreviações

BWEA	British Wind Energy Association
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CO ₂	Dióxido de carbono
CoPS	Complex Product System
DCF	Discounted Cash Flows
DGGE	Direcção Geral de Energia e Geologia
DPB	Discounted PayBack
DSO	Distribution System Operator
DTI	Department of Trade and Industry
EEA	Energy European Agency
EER	Emerging Energy Research
E-FER	Electricidade produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis
EIA	Energy Information Administration
EUA	Estados Unidos da América
EWEA	European Wind Association
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GWEC	Global Wind Energy Council
ID&D	Investigação, Desenvolvimento e Demonstração
IEA	Internacional Energy Agency
LIDAR	Light Detection And Ranging
LWST	Low Speed Wind Turbine Program
NO _x	Óxidos nitrogenados
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NWCC	National Wind Coordinating Collaborative
O&M	Operations and Maintenance
PNB	Produto Nacional Bruto
PNUD	Plano das Nações Unidas para o Desenvolvimento
REN	Rede Eléctrica Nacional
RETs	Renewables Energies Technologies
SO ₂	Dióxido de enxofre
TPWind	Plataforma Tecnológica Europeia para Energia Eólica
TSO	Transmission System Operator

UE	União Europeia
UE-15	Áustria, Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Holanda, Espanha, Portugal, Suécia e Reino Unido.
EU-27	Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polónia, Portugal, Roménia, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Suécia e Reino Unido.
UKERC	United Kingdom Energy Research Centre
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US DOE	United States Department of Energy

Nomenclatura

A	Área
α	Inverso de URCF
ρ	Massa específica do ar (1.255 kg/m ³)
<i>Amort</i>	Amortization
<i>AAR</i>	Average Annual Revenue
AEP_{net}	Annual Energy Net Production
AEP_{gross}	Annual Energy Gross Production
AEP_s	Cumulated annual energy production
β	Equivalente a URCF
<i>BCR</i>	Benefit-to-Cost Ratio
<i>CAL</i>	Custo Actual Liquido
C_1	Cenário 1
C_2	Cenário 2
C_3	Cenário 3
C_f	Factor de capacidade ou utilização
C_i	Cash inflows
C_o	Cash outflows
$C_{O\&M}$	Cost of Operations and Maintenance
Co_0	Initial Investiment
<i>COE</i>	Cost of Energy
Co_t	Cash outflows in period t
C_p	Coeficiente de desempenho aerodinâmico
<i>CUMA</i>	Custo Unitário Médio Actualizado
D	Diâmetro do rotor
$Debt_{médio}$	Custos médios de financiamentos
<i>DPB</i>	Discounted PayBack
D_v	Disinvestment value
Ec	Energia cinética
<i>FCR</i>	Fixed Charge Rate
F_t	Fuel expenditures in the year t
g	Anuidade
h_p	Horas totais de produção para um ano

H		Altura desejada
H_0		Altura de referência
i		Discount rate
ICC		Inicial Capital Cost
IRR		Internal Rate of Return
I_t		Investment expenditures in the year t
K_0		Valor presente
K_t		Valor de pagamento
kcal		Quilocaloria
kg		Quilograma
kPa		Quilopascal
kV		Quilovolt
kW_e		Quilowatt eléctrico
kW		Quilowatt
kWh		Quilowatt hora
LCOE		Levelized Cost of Energy
LEGC		Levelized Electricity Generation Cost
LLC		Land Lease Cost
LRC		Levelized Replacement Cost
m		Massa
\dot{m}		Taxa de fluxo de massa
MR		Machine Rating
M_t		Operations and maintenance expenditures in the year t
MW		Megawatt
MW_e		Megawatt eléctrico
MWh		Megawatt hora
n		Number of analysis periods
η		Eficiências mecânicas e eléctricas do sistema
N		Lifetime of wind parks
NPC		Net Present Cost
NPV		Net Present Value
P		Potência eléctrica instalada
PTC		Production Tax Credit
PV_{ci}		Present Value of Cash Inflows

PV_{CO}	Present Value of Cash Outflows
PV_{SAEP}	Present value of cumulated annual energy production
Q	Taxa de fluxo volumétrico
r	Discount rate
RR	Required Revenues
r_E	Equit cost
r_D	Debt cost before tax
t	Taxes para WACC
t'	Aproximação linear no SPB
T	Number of analysis periods
$Tax_{médio}$	Custos médios de impostos
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
$TLCC$	Total Life-Cycle Cost
$UCRF$	Uniform Capital Recovery Factor
v	Velocidade
v_0	Velocidade desejada
V	Volt ou vóltio
$WACC$	Weighted Average Cost of Capital
W	Watt
W_D	Capital Structure
z_0	Comprimento da rugosidade



Capítulo 1

1 Introdução

1.1 Apresentação

Numa altura de crescente preocupação ambiental, a produção de energia exclusivamente através da queima de combustíveis fósseis torna-se insustentável. Problemas relacionados com poluição ambiental, como efeito de estufa, aquecimento global, diminuição da camada de ozono e chuvas ácidas são decorrentes das emissões para atmosfera de gases nocivos por estas formas de produção de energia.

O Protocolo de Quioto é consequência de uma série de eventos iniciada com a *Toronto Conference on the Changing Atmosphere*, no Canadá, e que culminou com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC). Constitui-se no protocolo de um tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão de gases que provocam efeitos de estufa.

Foi estipulado que os países desenvolvidos têm a obrigação de reduzir a quantidade de gases poluentes em, pelo menos, 5.2% até 2012, em relação aos níveis de 1990. Para o cumprimento destas metas, medidas devem ser tomadas, nomeadamente ao nível do sector de energia e de transportes, através de limitações de emissões de metano, da promoção de fontes energéticas renováveis e da protecção de florestas. Consequentemente, nos últimos anos tem-se manifestado um crescente interesse pelas energias renováveis em geral e em particular pela energia eólica em escala global, onde Portugal não é excepção.

No quadro da Directiva 2001/77/CE¹, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, Portugal ficou obrigado a atingir uma meta de 39% para a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis até 2010. No ano de 2006 entraram em funcionamento 36 novos parques

¹ O objectivo essencial subjacente a esta Directiva é criar um quadro que facilite o aumento significativo a médio prazo da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia na União Europeia. A Directiva "constitui uma parte substancial do pacote de medidas necessárias ao cumprimento do Protocolo de Quioto e à Convenção Quadro das Nações Unidas relativa às alterações climáticas".



eólicos, o que significa um crescimento de 60% da potência eólica instalada. Dado a este crescimento, o governo português definiu novos objectivos:

- a. A produção de electricidade com base em energias alternativas passa de 39% para 45% do consumo em 2010, com uma aposta forte em todas as vertentes.
- b. Os biocombustíveis utilizados nos transportes aumentam de 5.75% dos combustíveis rodoviários para 10% em 2010.
- c. 5 a 10% do carvão utilizado nas centrais de Sines e do Pego será substituído por biomassa ou resíduos até 2010.
- d. Até 2015 serão implementadas medidas de eficiência energética equivalentes a 10% do consumo energético.

Para além dessas questões, tem-se que a energia eléctrica é factor básico para o desenvolvimento económico e social de um país. Nas fontes alternativas, além de critérios económicos e das regras de mercado, entram em pauta necessidades, interesses e directrizes de desenvolvimento de novas tecnologias, bem como a percepção da energia como bem comum, cuja universalização de acesso e garantia de continuidade constitui factor estratégico de desenvolvimento e de inclusão social. Assim, as energias renováveis podem contribuir para atender às comunidades carentes de electricidade e ao elevado crescimento mundial do consumo de energia eléctrica.

As energias renováveis constituem motor de desenvolvimento económico, social e tecnológico. Estão na base da promoção de importantes investimentos, da criação de emprego e de desenvolvimento regional, sendo de realçar o desenvolvimento de *clusters* tecnológicos e de investigação. O desenvolvimento dos recursos energéticos endógenos representa um elevado potencial para a inovação.

Apesar da redução do custo unitário nos últimos anos, alguns problemas ainda persistem obstando os investimentos em projectos de energia eólica. Ao conectar um parque eólico à rede eléctrica de transmissão, geralmente, os custos de investimentos ainda são maiores do que das indústrias de energia convencionais de petróleo e gás. Além disso, a presença de aerogeradores pode ameaçar pássaros e provocar impacto sonoro e visual (Gipe, 1999).

A minha motivação para realização desta dissertação dar-se pelo interesse pela análise de investimentos, visto que projectos de energia eólica representam uma resposta aos problemas ambientais actuais, mas merece avaliação económica coerente e consistente.



1.2 Energia renovável

1.2.1 Oferta e procura de energia

A disponibilidade de energia eléctrica é uma pré-condição para o funcionamento das sociedades modernas. É usada para prover energia necessária para operar tecnologias de informação e comunicação, transporte de pessoas e mercadorias, iluminação, processamento e armazenagem de comida, tal qual, uma grande variedade de processos industriais, todas as quais são características de uma sociedade moderna. As várias formas de energia representam uma propriedade do mundo desenvolvido e em desenvolvimento através do fornecimento de energia na forma de electricidade. Existe uma relação entre o nível de penetração e consumo de energia em forma de electricidade por um lado, e várias características de funcionamento dessa mesma sociedade, por outro.

Investigações têm demonstrado que há significativa relação entre crescimento económico e o desenvolvimento da sociedade em geral, medida por indicadores tais como analfabetismo e expectativa de vida, consumo de electricidade e intensidade energética (Murrey et al., 1994; Goldemberg et al., 1998). Na Figura 1.1 o crescimento económico, medido pelo Produto Nacional Bruto (PNB) e o consumo de electricidade na Holanda nos últimos 55 anos são apresentados.

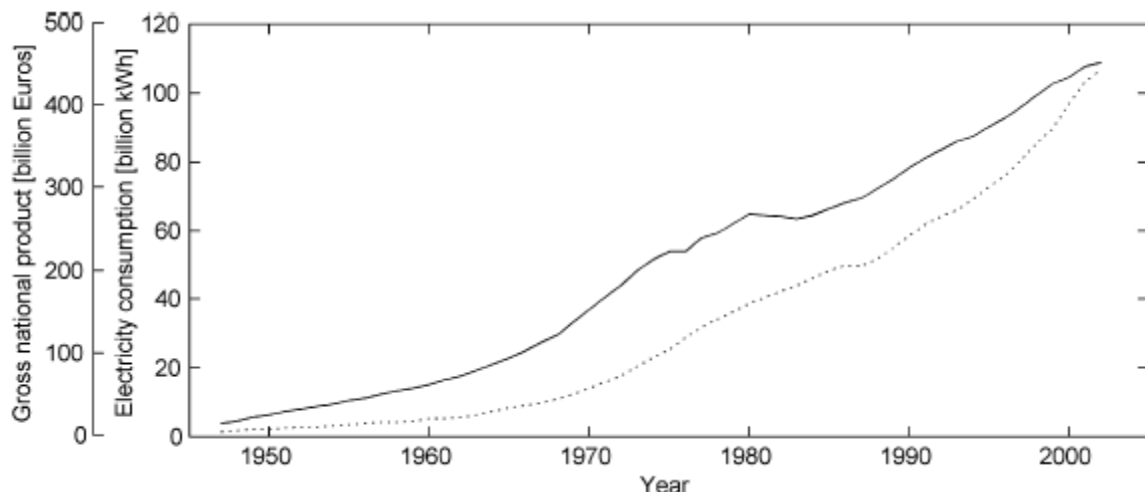


Figura 1.1 Produto Nacional Bruto (linha pontilhada) e consumo de electricidade (linha sólida) na Holanda (Murrey, Nan, 1994; Goldemberg, Johansson, Reddy, 1998).



A relação entre desenvolvimento económico-social e consumo de energia é bidireccional. A disponibilidade de electricidade facilita a industrialização, pois a electricidade é a maneira conveniente de substituir a força humana por outra forma de energia, na qual são convertidas em electricidade para transmissão, distribuição e consumo de produtos e serviços. Consequentemente, a disponibilidade de electricidade permita a aplicação das modernas tecnologias, como as tecnologias de informação e comunicação (TIC's). Tudo isto conduz a melhoria na produtividade e aumento o bem-estar económico. Este aumento no bem-estar permite as pessoas pagarem sua factura de electricidade, decorrente de serviços de tv a cabo, internet e uso de computadores e frigoríficos a nível doméstico, o que tem efeito no aumento no consumo da electricidade na sociedade em geral. Portanto, o consumo de electricidade é pré-condição e consequência do crescimento e desenvolvimento económico (Murrey et al., 1994; Goldemberg et al., 1998; Reddy, 2002).

A electricidade é uma energia proveniente de uma cadeia de produção complexa. É produzida pela indústria de energia, onde uma fonte de energia primária é convertida em energia eléctrica (energia final). Exemplos de energia primária usados pela indústria de energia são os combustíveis fósseis, recursos hídricos e fissão nuclear. Uma importante questão na produção de electricidade a partir de combustíveis fósseis e fissão nuclear são os impactos ambientais adversos, como gases de efeito estufa causado pelo aumento da concentração de CO₂ na atmosfera terrestre e o problema do lixo nuclear. Além do mais, as reservas de combustíveis fósseis e urânio são essencialmente finitas. Uma desvantagem adicional ao uso do urânio e combustíveis fósseis para produção de electricidade, particularmente para os países que não tem reservas suficientes destas fontes primárias de energia e dependem de outros países para suprimento deste importante recurso, geralmente causa impactos negativos em sua economia.

Países com grande oferta de energia primária que exportam para outros países podem usar do controlo sobre as exportações no mercado internacional, ou seja, exercem uma pressão nos outros países dependentes destas exportações, e.g. alterar o preço do barril de crude, subsidiar ou não as exportações. Um exemplo é a formação de crises do petróleo, onde os países árabes 'punem' alguns países ocidentais por apoiar Israel através da suspensão de fornecimento de petróleo.

Indústrias hidroeléctricas de grande escala de potência que convertem a energia da água corrente ou em queda em electricidade compreendem uma valiosa alternativa para produção de energia eléctrica, térmica e nuclear, porque não têm os inconvenientes de



abastecimento finito de fonte primária de energia e emissões e resíduos nucleares. No entanto, é difícil suprir a procura mundial de electricidade completamente com grandes indústrias hidroeléctricas. Nos países desenvolvidos, os potenciais de energia hidráulica disponível tem sido utilizada em grande parte. A fim de aumentar a quota de energia hidráulica na produção de energia eléctrica nesses países, seria necessária a construção de indústrias hidroeléctricas em locais distantes, que muitas vezes são de difícil acesso (ECD, 2009).

Todavia, o transporte de energia eléctrica para a rede eléctrica torna-se cada vez mais complexo, pois o custo e a complexidade do sistema de transmissão aumenta devido às longas distâncias a percorrer e em alguns casos, as regiões politicamente instáveis devem ser cruzadas, na qual o risco de interrupção do sistema de transmissão de energia eléctrica existe. Finalmente, a construção de barragens e bacias para produção de energia hidroeléctrica provoca o alagamento de grandes áreas e, portanto, destrói os ecossistemas locais e, às vezes força o reagrupamento de aglomerados humanos. Assim, embora o abastecimento de energia primária seja infinito e não provoca emissões ou resíduos nucleares, as hidroeléctricas de grande escala tem suas próprias complicações e impactos ambientais negativos.

Existem outras tecnologias de produção de electricidade através de fontes renováveis de energia primária que não implicam, por conseguinte, nas desvantagens da energia nuclear e térmica. Exemplos são energia das ondas e marés, energia solar e eólica. Na energia das ondas e marés, a energia é extraída das ondas e do volume de água causado pela maré. Em centrais de energia solar, que consiste de painéis solares, a luz solar é convertida em electricidade, no entanto nas turbinas eólicas, a energia contida no fluxo de ar é convertido em electricidade (Rosa, 2009).

Até este momento, o contributo destas tecnologias para a procura de electricidade é bastante modesto. Isso é causado por dois problemas importantes destas tecnologias. O primeiro é que a electricidade que produzem tende a ser mais cara do que a produzida pelas tecnologias convencionais mencionadas acima. A segunda é que em muitos casos, elas são menos flexíveis do que a produção de energia convencional, pois a fonte de energia primária usada na produção de electricidade não pode ser controlada. Nota-se que esta segunda desvantagem não se aplica a produção de energia eléctrica por biomassa.



1.2.2 Promoção de energia renovável

Como pode ser concluído na última secção, as principais vantagens de térmicas convencionais, a produção de energia nuclear e hidroeléctrica são o preço da electricidade produzida, a controlabilidade e flexibilidade de produção. Por outro lado, as principais vantagens da produção de energia renovável são o uso de fontes de energia primária disponíveis infinitamente (tais como solar, eólica ou biomassa) e as consequências menos graves do ambiente.

A nível global, os governos tendem a valorizar as vantagens da produção de energia renovável mais do que produção de energia convencional. Portanto, apoiam a expansão da capacidade de produção de energia renovável de várias maneiras, que basicamente visam reduzir os inconvenientes da maioria das tecnologias para produção de energia renovável: o custo e a falta de controlabilidade. A desvantagem do custo é na maioria dos casos reduzida através da socialização do ónus por alguma forma de subsídio cruzado. Um exemplo é forçar as empresas de electricidade a comprar energia a partir de fontes renováveis a um preço garantido que não é com base no custo real desta energia, mas que é calculado de forma que o projecto de energia renovável torne-se "rentável" para o investidor (Sevilgen et al., 2005).

A menos que as companhias de energia sejam capazes de vender esta energia como "energia verde" a um preço *premium*², situações como estas conduzir-se-ão ao aumento generalizado do preço da electricidade, como resultado todos os consumidores estão sujeitos a pagar o custo adicional de electricidade produzida a partir de fontes renováveis. Outro exemplo, são os subsídios ofertados aos investidores/gestores de projectos de energia renovável, que faz a distribuição dos custos adicionais das energias renováveis para todos os contribuintes. A abordagem mais no sentido de reduzir a desvantagem do custo da electricidade renovável, a imposição de impostos sobre a electricidade a partir de centrais convencionais, elevando o custo da electricidade e facilitando a concorrência para as energias renováveis.

A desvantagem da controlabilidade é compensada por excepção de fontes renováveis de contribuir para a manutenção do equilíbrio do sistema. Todos os produtores que querem se conectar a uma rede devem atender aos requisitos de conexão de uma empresa de

² O governo estabelece o preço da electricidade produzida a partir de fontes renováveis (que pode depender de vários factores). As empresas de energia são obrigadas a comprar electricidade de E-FER pelo preço estabelecido. A duração do subsídio é parâmetro importante para garantir a efectividade desse instrumento.



gestão de rede eléctrica. As empresas de gestão de redes contêm os requisitos que se referem à interacção entre a produção e a rede eléctrica. Para ser capaz de manter a produção e o consumo equilibrados, que é necessário para o funcionamento correcto de um sistema de energia, a controlabilidade dos produtores é direccionada nestes requisitos de conexão. No entanto, as fontes renováveis são frequentemente excluídas, em certa medida, ou mesmo completamente no que diz respeito à controlabilidade da potência produzida.

Desta forma, a desvantagem de controlabilidade é cancelada, pelo menos pela óptica do investidor/gestor do projecto, que agora é permitido para se conectar ao sistema, sem a necessidade de tomar medidas adicionais para melhorar a controlabilidade das fontes renováveis. Um exemplo é usar um sistema de armazenamento ou sistema produção de reserva. De facto, o problema é transferido para os operadores e controladores de redes, pois a condição técnica (equilíbrio entre oferta e procura de energia) não é afectado pela mudança administrativa dos requisitos de conexão.

1.2.3 Energia eólica como fonte de energia renovável

Uma tecnologia para produzir electricidade de forma renovável é a utilização de turbinas eólicas que transformam a energia contida no vento em electricidade. O vento é uma fonte infinita de energia primária. Além disso, outros impactos ambientais da energia eólica são também limitados. Apesar de afectar a paisagem visual e emitir algum ruído, as consequências são pequenas e os ecossistemas dificilmente parecem ser afectados. Uma vez removidos, o ruído e o impacto visual, não restam mudanças permanentes no ambiente. Uma turbina eólica produz energia utilizada para sua produção e instalação em poucos meses de funcionamento e o balanço de energia ao longo do ciclo de vida é claramente positivo. Muitos dos componentes da turbina podem ser reciclados. O principal problema ambiental associado à energia eólica são as pás do rotor, que nesta fase não podem ser reciclados, mas são utilizados em aplicações inferiores, como pavimentação de estradas, após a desactivação da turbina (Kennedy, 2005).

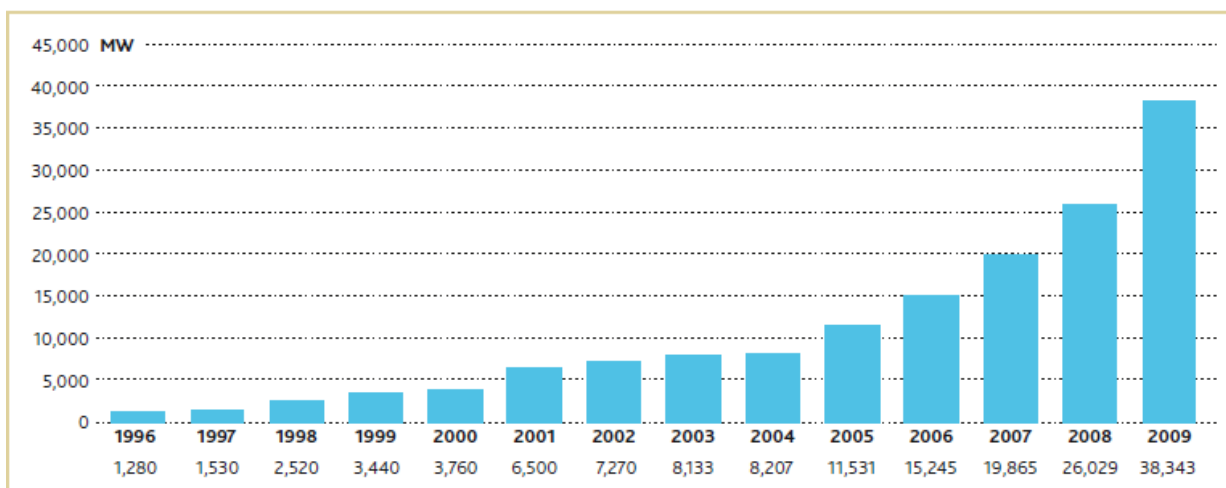


Figura 1.2 Capacidade instalada anual global de energia eólica 1996-2009 (GWEC, 2010).

Quando comparada a outras fontes de energia renováveis, como a energia fotovoltaica e das ondas e marés, a energia eólica é uma fonte de energia renovável relativamente de baixo custo. Portanto, a promoção das energias renováveis, por vários governos tem levado a um forte crescimento da energia eólica nos respectivos países. A Figura 1.2 mostra o crescimento da energia eólica durante a última década no mundo. Como pode ser visto, a capacidade instalada de energia eólica apresenta crescimento aproximadamente exponencial: durante os últimos cinco anos, o crescimento anual tem sido superior a 30%. A energia eólica é das tecnologias renováveis que mais se beneficia dos regimes de estímulos governamentais, facto este que torna o custo de produção relativamente baixo quando comparado a outras fontes de energias renováveis.

1.3 Status da energia eólica e desafios

1.3.1 Aspectos tecnológicos da energia eólica

Embora o princípio fundamental de trabalho de uma turbina eólica seja simples, uma turbina eólica é um sistema complexo em que vários campos de conhecimentos são combinados. O projecto e a optimização das pás requer um conhecimento profundo da aerodinâmica, o trem de accionamento e da torre requer conhecimento de engenharia



mecânica e estrutural, sistemas de controlo e protecção exigem conhecimentos de engenharia eléctrica e sistemas de controlo.

Dois grandes desenvolvimentos tecnológicos ocorreram recentemente no campo da energia eólica. Em primeiro lugar, uma ampliação substancial que por sua vez fez reduzir ainda mais o custo da energia eólica: a turbina individualmente tornou-se maior e por isso tem dimensões típicas. Para modernas turbinas eólicas da classe multi-MW, ambas a altura da *nacelle*³ e o diâmetro do rotor estão na ordem de 100 m. Assim, na posição vertical, a ponta da pá pode atingir alturas de até 150 m. O desenvolvimento da escala de turbinas eólicas individuais introduzidas no mercado está representado na Figura 1.3.

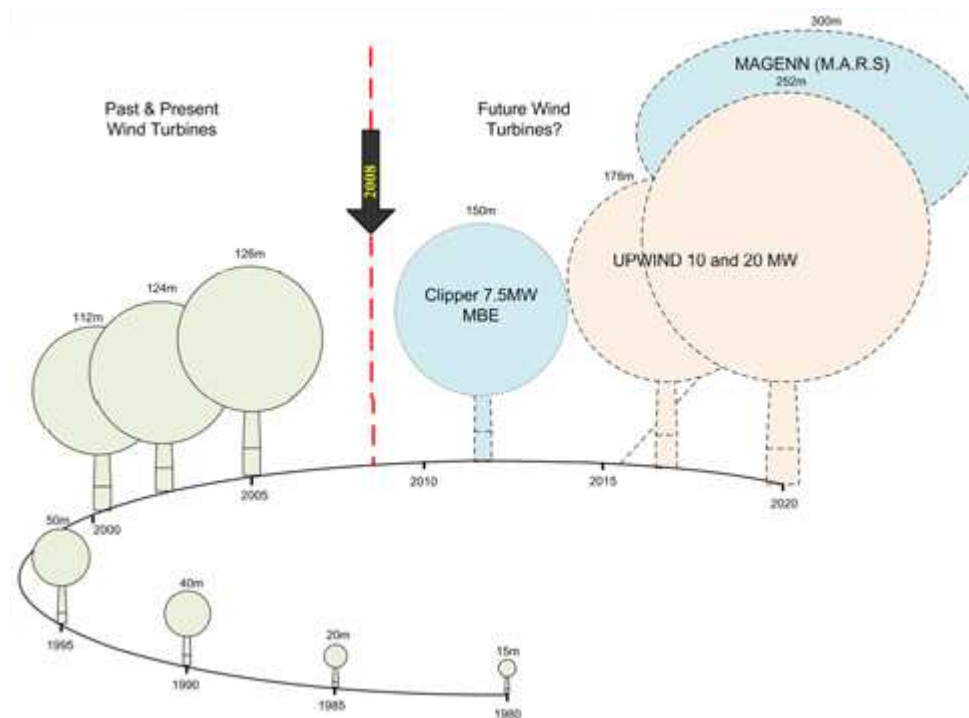


Figura 1.3 Evolução do tamanho e da potência dos aerogeradores (*Wind Energy*, 2010).

A escala dos projectos típicos aumentou também. A tendência se tornou em montar parques eólicos em vez de turbinas eólicas isoladas ou pequenos grupos de turbinas. Esses parques consistem de várias dezenas de turbinas eólicas. Por vezes são

³ Termo derivado do Francês antigo *nacele* que significa pequeno barco ou *dinghy*, que é derivado do Latin *navicella*. O termo é usado geralmente em projecto de aviação, náutico e espacial. No caso da energia eólica, o *nacelle* é a parte que abriga os principais componentes do aerogerador, caixa de engrenagens, gerador eléctrico, caixa de velocidades, controladores, sistema de refrigeração, entre outros. (Jenkins et. al. *Handbook of Wind Energy*, Wiley, John & Sons, 2001).



construídos parques eólicos *offshore*⁴, o que não serão abordados por não fazerem parte do objectivo deste trabalho de investigação. As razões pelas quais as turbinas eólicas são agrupadas em parques são os locais com bom recurso eólico de forma eficaz, o que faz o impacto visual das turbinas ficar concentrada em determinadas regiões.

A segunda evolução importante na tecnologia de turbinas eólicas é a mudança de velocidade constante de produção para um sistema de velocidade variável de produção. Como é óbvio, a diferença na turbina a constante velocidade do vento, o rotor gira a uma velocidade constante, enquanto em uma turbina de velocidade variável do vento, a velocidade de rotação do rotor pode variar e ser controlada, naturalmente dentro de determinado limite projectado. Durante os últimos anos, muitos fabricantes passaram do conceito de velocidade convencional constante para o conceito de velocidade variável. Os sistemas de velocidade variável são tecnicamente mais avançados do que os sistemas de velocidade constante. Consistem de mais componentes, necessitam de sistemas de controlo adicional e, portanto, um custo mais elevado. No entanto, também têm várias vantagens em comparação aos sistemas de velocidade constante, como um rendimento energético maior, uma redução de emissão de ruídos e cargas mecânicas e melhor controlabilidade da potência activa e reactiva (Manwell et al., 2002; Jenkins et al., 2001).

Os principais componentes que constituem uma turbina eólica de eixo horizontal são (Jenkins et al., 2001):

- a) Torre - suporta a gôndola (*nacelle*) e o rotor. Normalmente é vantajoso ter torres mais altas dado que a velocidade do vento aumenta com a distância ao solo. Tipicamente, uma turbina de 2000 kW terá uma torre de 70/100 metros. Poderão ser tubulares, em treliça ou em betão, assentes em plataformas de betão armado que garantem a estabilidade e equilíbrio de todo o conjunto.
- b) Gôndola - contém os componentes fundamentais da turbina eólica, incluindo a “caixa de velocidades” e o gerador eléctrico. A *nacelle* está ligada à torre de modo a rodar em torno do seu centro permitindo orientação do eixo na direcção do vento. Na extremidade do eixo encontra-se acoplado o cubo (*hub*) que, por sua vez, suporta as pás.

⁴ Um parque eólico *offshore* é um espaço marítimo onde estão concentrados vários aerogeradores destinados a transformar energia eólica em energia eléctrica. (Rosa, Aldo V. da. *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, 2nd Edition, UK, Elsevier, 2009).



- c) Pás - “capturam” o vento e transferem a sua energia para o veio. Cada pá de uma turbina de 2000 kW poderá medir aproximadamente 40 metros de comprimento e terá uma forma muito parecida com a hélice de um avião (perfil alar com torção variável).
- d) Cubo - centro do rotor, na extremidade do veio onde se encastram as pás e que transmite o binário ao eixo primário. Este tem uma baixa velocidade de rotação (condição imposta pela aerodinâmica) e interliga-se ao eixo secundário através da “caixa de velocidades”.
- e) Caixa de velocidades - permite converter uma potência de elevado binário e baixa velocidade (eixo primário), numa potência de baixo binário e elevada velocidade (eixo secundário); de facto a rotação das pás é demasiado lenta para ser directamente transmitido ao gerador.
- f) Gerador eléctrico - é o componente responsável pela produção de electricidade. A grande maioria dos aerogeradores fabricados actualmente (em especial os de menor potência unitária) vem equipada com geradores assíncronos que podem adaptar-se a ligeiras variações de velocidade (em torno da velocidade de sincronismo), o que pode representar alguma vantagem já que a velocidade do vento pode alterar-se rapidamente aquando de uma rajada. Note-se que para além das questões relacionadas com a qualidade da energia eléctrica fornecida, as rajadas podem provocar solicitações mecânicas consideráveis. A rede exige uma certa qualidade de energia e pode exigir no mínimo potência reactiva nula (ou mesmo fornecimento) o que significa, no caso das máquinas assíncronas, a necessidade de recorrer a bancos de condensadores em regra variáveis de forma a adaptar-se às condições de funcionamento da rede.
- g) Controlador - é um sistema de controlo electrónico do funcionamento geral da máquina e do seu mecanismo de orientação. Este sistema gere o arranque da turbina, a orientação da *nacelle*, o passo das pás, a paragem, a regulação da frequência e a fase da energia eléctrica gerada ou a adaptação às próprias cargas da rede.
- h) Refrigeração - existem sistemas de refrigeração para o “multiplicador” de velocidade que suporta os esforços mecânicos entre os dois eixos e para o gerador. Trata-se, em regra, de ventiladores ou de radiadores a água ou óleo. Na



caixa de velocidades utiliza-se refrigeração a óleo já que este em si é essencial neste componente.

- i) Sistema de orientação da turbina - é composto por um sistema de pinhão e coroa equipada de um ou mais motores de accionamento. Permite a orientação da turbina face à direcção do vento (determinado por um cata-vento, em regra montado na *nacelle*) e a sua “fixação” através de um travão.
- j) Transformador - os geradores típicos das turbinas eólicas geram elevadas correntes com baixos níveis de tensão pelo que têm em regra, acoplado um transformador tendo em vista minimizar as perdas de transporte no próprio interior do parque eólico. Nos parques eólicos actuais, a energia produzida necessita de ser transportada para uma subestação a partir do qual se inter-conecta à rede de distribuição, nomeadamente à subestação deste. Regra geral, os geradores das turbinas eólicas apresentam tensão nominal da ordem de 690 V e o seu transformador permite elevar esta tensão até ao valor nominal na ordem de 20 kV, existindo depois na subestação do parque um segundo transformador que eleva a tensão para os valores da rede de distribuição (tipicamente 60 kV). Actualmente, não existem turbinas eólicas directamente ligadas à rede nacional de transporte (220 e 400 kV).

1.3.2 Tendências de I&D para energia eólica

A mudança na política para apoiar a investigação privada, em oposição à investigação colaborativa no domínio público, provavelmente aumentará a influência das forças de mercado sobre a escolha do projecto - e, portanto, a escolha da tecnologia. Embora possa ser benéfico em termos de curto prazo, a implantação de novas tecnologias de energias renováveis (RETs) por si só, pode significar menos oportunidade que poderia existir para regular o apoio dado a tecnologias específicas. Se a tendência aparece no campo das energias renováveis, é provável que traz consigo uma perspectiva de curto prazo, possivelmente reduzindo o apoio dado à ID&D em tecnologias que são consideradas como tendo grande potencial a longo prazo, mas que ainda estão relativamente distantes do mercado, em comparação com alternativas mais maduras (IEA, 2008).



A Plataforma Tecnológica Europeia para Energia Eólica (TPWind) identificou como áreas temáticas para I&D em energia eólica para os próximos 30 anos, os seguintes aspectos (IEA, 2010; TPWind, 2010):

1. Condições do vento: Foco em áreas onde a exploração eólica ainda é pobre, para possibilitar o pleno desenvolvimento da energia eólica. Particular ênfase deve ser posta em *offshore* e recursos extremos do clima. As áreas-chave nesta temática podem incluir: localização, modelos avançados de caracterização do vento, mapeamento de recursos eólicos e técnicas avançadas de previsão de vento. Técnicas avançadas de medição, incluindo sensoriamento remoto.
2. Sistemas de energia eólica: Ênfase sobre os aspectos que permitam a redução dos custos da turbina eólica (*onshore*⁵ e *offshore*). As áreas-chave nesta temática podem incluir: materiais, caixa de transmissão, pás, O&M e *design* da turbina eólica e aumento da eficiência.
3. Integração de energia eólica: Foco em grandes parques eólicos (*onshore* e *offshore*) para a integração em larga escala a nível de sistema de energia. O *layout* e estrutura básica da rede devem ser adaptados a grandes quantidades de fornecimento de energia variável. As áreas-chave nesta temática podem incluir: códigos e normas de comunicação de redes, estrutura e planeamento de redes, de operação e gestão de redes de energia (ferramentas de previsão, planeamento de capacidade probabilística, instalações de armazenamento), a integração energética do mercado em produtos do mercado de energia, prestação de serviços adicionais de rede (TSO e DSO).
4. Operação e planeamento de redes: Caracterizar roteiro para implantação em larga escala da energia eólica *offshore*, focando a investigação e desenvolvimento em temas relevantes. As áreas-chave nesta temática incluem: a segurança e o acesso a turbinas *offshore*, novos conceitos e melhoria das turbinas de energia eólica *offshore*, *design* e fabricação de subestruturas *offshore*, novos conceitos para a instalação, montagem e conexão de equipamentos de grande porte, os cabos e conectores *offshore*, operações e manutenção, ordenamento do território e da desactivação.

⁵ Um parque eólico *onshore* é um espaço terrestre onde estão concentrados vários aerogeradores destinados a transformar energia eólica em energia eléctrica. (Rosa, Aldo V. da. *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, 2nd Edition, UK, Elsevier, 2009).



5. Economia e mercado de energia eólica: Abordagens ligadas à economia de mercado e instrumentos relacionados com a energia eólica, *onshore* e *offshore*. As áreas-chave nesta temática incluem custo e financiamento das turbinas eólicas, análise de projectos de energia eólica, análise e melhoria da cadeia de fornecimento, instrumentos de mercado para o comércio de electricidade a nível da EU e impacto dos certificados no mercado de energia eólica.
6. Política de energia eólica e meio ambiente: Foco em possíveis melhorias das políticas e medidas ambientais a nível internacional, da UE e Estados-Membros, para *onshore* e *offshore*. As áreas-chave nesta temática incluem: política de optimização, optimização de aspectos ambientais. As barreiras administrativas e institucionais com efeitos no desenvolvimento da indústria eólica são áreas prioritárias nesta temática.

Vale ressaltar que os esforços em ID&D já apresentam resultados satisfatórios, por exemplo o núcleo de I&D em engenharia da Universidade de Risoe, na Dinamarca que completou com sucesso os primeiros testes práticos de uma nova turbina eólica, a gigantesca ventoinha responsável pela produção de energia consegue prever e reagir às alterações do vento, otimizando a produção de electricidade.

Os resultados mostram que este sistema consegue prever a direcção e intensidade do vento até a turbulência. Espera-se uma futura produção de turbinas eólicas capaz de aumentar a produção de energia e reduzir as cargas extremas que impactam no seu tempo de vida útil (DTU, 2010).

O sistema agregado à turbina eólica é uma espécie de anemómetro a laser, que os cientistas chamam de "LIDAR do vento". LIDAR (*Light Detection And Ranging*) é uma espécie de "radar de luz", que utiliza um feixe de raios laser para detectar a distribuição espacial da temperatura e da humidade na atmosfera.

Os sistemas de energia eólica são do tipo CoPS (*Complex Product System*) que são de alto custo, sistemas intensivos em engenharia e nunca de produtos de massa para consumidores finais. Ao contrário do consumidor final, os clientes intermédios directamente envolvidos no processo de inovação em todo o ciclo de vida do projecto. A acumulação tecnológica gerada pelo projecto, a construção e operação do sistema de produto complexo. A melhoria incremental de aperfeiçoamento tecnológico em sistemas de produto complexo vem ao longo da trajectória tecnológica, difusas pelo actor(es) ou métodos de melhores práticas na concepção, fabrico e construção do sistema eólico



(Davies et al., 2005; Hobday, 1998). O modelo de difusão da indústria da energia eólica está caracterizado na Figura 1.4.

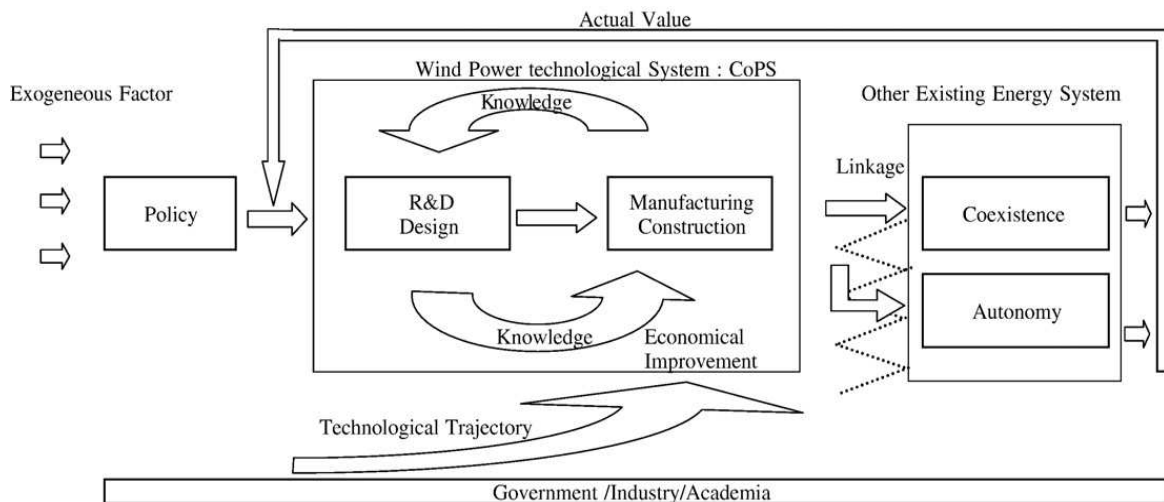


Figura 1.4 Modelo de difusão da indústria da energia eólica. (Inoue e Miyazaki, 2008)

Para promover a difusão da energia eólica, o factor económico é essencialmente importante. Por exemplo, os custos de investimento devem ser recolhidos por electricidade obtida por energia eólica. Para a cobertura dos custos de investimento, os equipamentos têm de ser ampliados com o conseguinte aumento das economias de escala. Apesar de a electricidade ser agora abordada para gerar lucro, há vários problemas em termos de eficiência económica, nas circunstâncias actuais. Os governos, a indústria e organizações académicas estão envolvidos em acções que podem resolver os problemas das alterações climáticas e aquecimento global numa dimensão institucional, uma vez que não seria um problema atribuído apenas para a indústria como um todo e sim a todo o sistema de produto complexo.

A ênfase do desenvolvimento tecnológico é colocada sobre a segurança, a melhoria do desempenho e redução de custos de produção, assim como a inserção desta tecnologia no mercado através da colaboração do governo, academia e indústria. A indústria gera o conhecimento em relação aos fabricantes para acabar com o ponto crítico na produção e comercialização ainda vindoura. Então o efeito de aprendizagem reduz os custos de instalação de sistemas de energia eólica. Em paralelo, o governo deve apoiar a instalação de sistemas de energia eólica para minimizar o ponto crítico para que os sistemas de energia eólica tenham vantagem competitiva nos custos de funcionamento,



assim poder competir com outro sistema de energia existente com base no valor actual líquido gerado pelo negócio de energia. Mesmo se um sistema de energia eólica não é capaz de ligação directa com o sistema de energia existente em termos económicos, as medidas sistémicas alternativas para evitar alguns pontos de rupturas na produção e comercialização da energia verde são levados em consideração no processo de inovação das soluções propostas pela indústria eólica, mesmo com foco ainda em temas como o combate ao aquecimento global ou a segurança energética mundial (Rosegger, 1996; Rogers, 1982).

1.3.3 Visão global da energia eólica

Os recentes aumentos excessivos no preço do petróleo colocaram em discussão a segurança de oferta no topo da agenda política e energética internacional. Uma das razões para a alta do preço do barril é o esgotamento progressivo do suprimento de todos os combustíveis fósseis – petróleo, gás e carvão – e o aumento do consumo energético em escala global. Os tempos de petróleo e gás natural baratos estão a chegar ao fim. Urânio, o combustível das centrais nucleares, também é um recurso finito. As reservas de energias renováveis, por outro lado, são tecnicamente acessíveis a todos e abundantes o suficiente para fornecer cerca de seis vezes mais energia do que é consumido hoje no mundo (EWEA, 2008; *Wind Power Monthly*, 2001).

A solução para nossas necessidades futuras de energia encontra-se no maior uso das fontes de energias renováveis, tanto para transporte, quanto para produção de energia eléctrica. O relatório sobre *As Perspectivas para a Energia Eólica Global*, do *Global Wind Energy Council* (GWEC, fórum global para o sector da energia eólica, com mil e quinhentas empresas, organizações e instituições em mais de cinquenta países) indica que, até 2050, um terço da electricidade a nível mundial pode ser fornecida pelo vento. A capacidade das turbinas eólicas implementadas nesta escala evitaria que 113 milhões de toneladas de CO₂ fossem libertados na atmosfera em 2050. Este relatório coloca firmemente a energia eólica como uma das fontes de energia mais importantes para o século XXI.

O que diz respeito ao investimento financeiro em energias renováveis, pode-se perceber que já existe uma notória preferência por parte dos investidores quanto as tecnologias disponíveis actualmente no mercado.

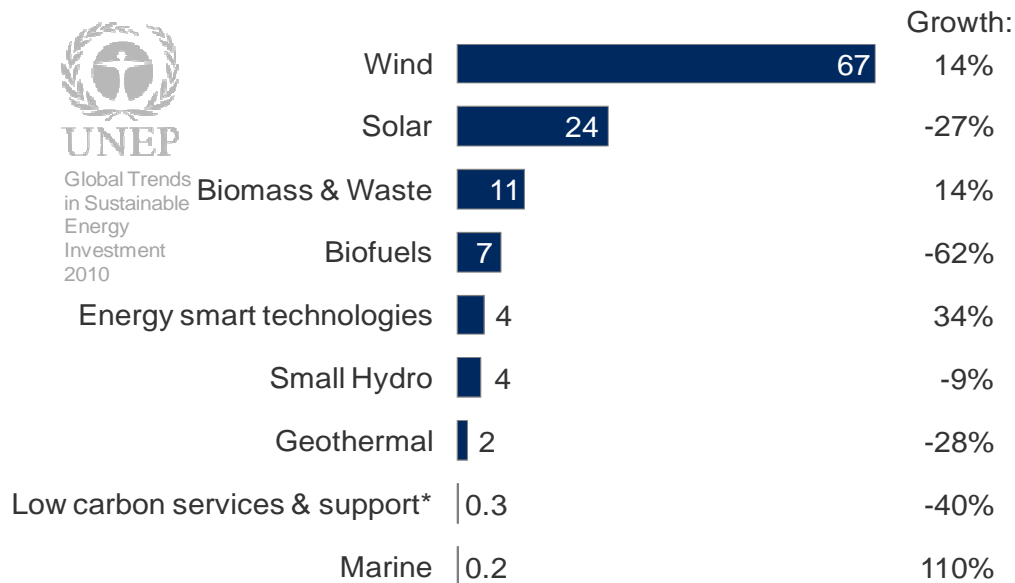


Figura 1.5 Investimento financeiro por tecnologia em 2009, e crescimento em 2008 (M\$). (SEFI and Bloomberg New Energy Finance, 2010).

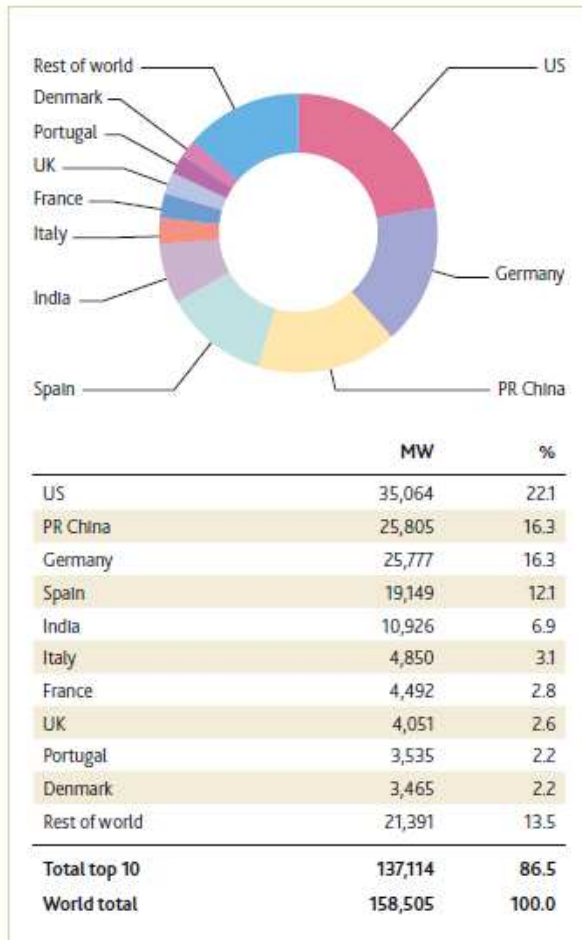
A energia eólica foi ainda mais dominante, como destino para investimentos em 2009 em comparação ao ano anterior. Em 2008, representou por 59 mil milhões de dólares ou 45% de todos os investimentos financeiros em energia sustentável. Em 2009, sua participação aumentou para 56%. O investimento financeiro total em energia eólica no ano passado foi de 67 milhões de dólares, em comparação com 119.000 milhões dólares para todas as tecnologias de energia sustentável (SEFI and Bloomberg New Energy Finance, 2010).

A força da energia eólica é reflexo de vários factores, mesmo num cenário global económico e financeiro incertos, por ser visto como uma tecnologia relativamente desenvolvida, e, portanto, menor risco, em relação às demais tecnologias renováveis para produção de electricidade.

De acordo com os dados consolidados em março de 2010 pela GWEC (2010) a capacidade global instalada em 2009 alcançou 158.505 MW, distribuídos conforme Figura.1.6.



TOP 10 CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 2009



TOP 10 NEW INSTALLED CAPACITY 2009

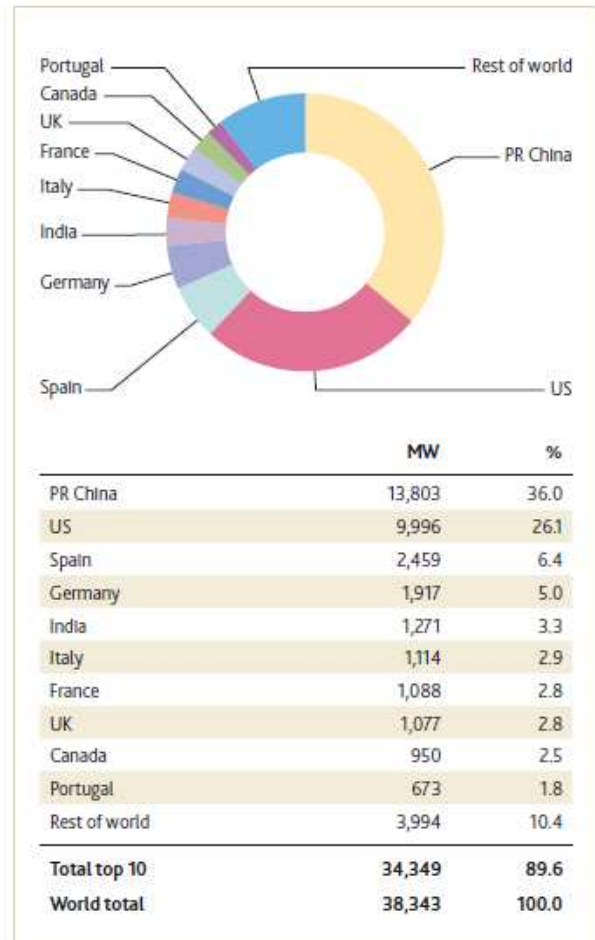


Figura 1.6 Capacidade instalada global acumulada/Top 10 nova capacidade instalada (MW) (GWEC, 2010).

A capacidade instalada acumulada em escala global no ano de 2009 chegou a 158.505 MW. Esta capacidade instalada é liderada pelos EUA, República Popular da China e Alemanha. Países como China e EUA continuam apostando fortemente nesta tecnologia, representando 36% e 26,1% da capacidade global instalada em 2009, como apresentado na Figura 1.6.

De acordo com a DGGE (Direcção Geral de Energia e Geologia) a potência eólica instalada em Portugal no final de Dezembro de 2009 situava-se em 3.566 MW, distribuída por 195 parques eólicos, com um total de 1.879 aerogeradores ao longo de todo o território Continental. Cerca de 37% da potência instalada situa-se em parques com potência igual ou inferior a 25 MW. A produção, em 2009, situou-se nas 2.231 horas equivalentes por MW, com 72% da energia gerada em instalações com mais de 2 000 horas em 2009. Os distritos com maior potência instalada, em Dezembro de 2009, são



Viseu, Castelo Branco, Coimbra, Viana do Castelo, Lisboa, Vila Real, Leiria, Santarém, Braga e Guarda (624, 470, 465, 351, 287, 272, 231, 157, 151 e 150 MW) (DGGE, 2009).

No que diz respeito ao nível de custo atingido já é favorável, devido à progressão tecnológica que tem havido na indústria da energia eólica. A disponibilidade de localidades também tem aumentado, apesar de parte da população não ser favorável a energia eólica pois acreditam que a mesma “*estraga a paisagem*”. Além do mais é necessário muito espaço para a sua instalação. O imperativo da mudança climática exige nada menos do que uma Revolução Energética. No cerne desta revolução, está uma mudança no modo como usamos, distribuimos e consumimos energia. Os cinco princípios-chaves para essa mudança são: 1) Implementar soluções renováveis, especialmente através de sistemas de energia descentralizados; 2) Respeitar os limites naturais do meio ambiente; 3) Eliminar gradualmente fontes de energia sujas e não sustentáveis; 4) Promover a equidade na utilização dos recursos; 5) Desvincular o crescimento económico do consumo de combustíveis fósseis (Devine-Wright, 2005).

As maiores turbinas eólicas do mundo, várias delas instaladas na Alemanha, têm capacidade de 6 MW. O custo de novos sistemas tem, contudo, estagnado em alguns países nos últimos anos devido ao contínuo aumento da procura e investimentos consideráveis dos fabricantes no aperfeiçoamento da tecnologia e desenvolvimento e introdução de novos sistemas. O resultado para o factor de aprendizagem observado para turbinas eólicas construídas entre 1990 e 2000 na Alemanha era somente 0,94. Contudo, desde que os desenvolvimentos técnicos proporcionaram aumentos de produção, os custos de produção de electricidade tendem a diminuir. Prevê-se um maior potencial de redução de custos, com a taxa de aprendizagem mais alta (Nakicenovic et al., 1998).

As opções de tecnologias de energia renovável disponíveis actualmente têm diferenças marcantes em termos de maturidade técnica, custos e potencial de desenvolvimento. Enquanto a energia hídrica tem sido largamente utilizada há décadas, outras tecnologias, como a gasificação da biomassa, ainda precisam abrir caminho até sua maturidade económica. Algumas fontes renováveis, devido a sua própria natureza, incluindo a energia solar e a eólica, propiciam uma oferta variável, exigindo uma coordenação controlada pela rede eléctrica. Embora na maioria dos casos sejam tecnologias descentralizadoras – sua potência é produzida e consumida localmente pelos consumidores – no futuro poderão ser empregadas em larga escala, na forma de parques eólicos costeiros.



1.4 Objectivos e abordagem da dissertação

1.4.1 Definição do problema

Não existe um único preço e custo de energia para parques eólicos. Ambos dependem da localização, do tamanho e da quantidade de turbinas, além de serem influenciados por políticas de incentivo ou subsídios concedidos pelos governos. Os custos iniciais de investimento – custo de equipamento, estudo de viabilidade, instalação, e de O&M são essenciais para se determinar os custos finais da tecnologia. Em geral, as principais variáveis que compõem o custo de produção de energia eólica (€/MWh) são os custos de investimento, de combustível e de operações e manutenção (Wizelius, 2007; Morthoest, Chandler, 2004).

No caso da energia eólica não há dependência do custo de combustível, mas o custo de investimento ainda é maior que o das fontes convencionais. Entretanto, os custos dos parques eólicos estão decrescendo, indicando que essa tendência tende a continuar devido a diversos factores como o desenvolvimento de maiores turbinas e mais eficientes, avanço tecnológico, redução do custo de O&M, entre outros. Um factor extremamente importante que contribui para elevar o custo da energia eólica é o seu factor de capacidade⁶, em geral em torno de 30%, atingindo o máximo de 40%, enquanto das plantas convencionais varia entre 40% e 80% (EWEA, 2008).

O custo de produção de electricidade pela acção do vento na Europa diminuiu nos últimos 15 anos aproximadamente em 80%. Ao mesmo tempo, a capacidade instalada aumentou em escala exponencial, desde menos de 100 MW até 34.400 MW em 2004. Durante os últimos dez anos o preço das turbinas eólicas diminuiu em 5% cada ano, enquanto ao mesmo tempo o rendimento aumentou em 30% (EWEA, 2008; Flavin, 1999).

Apesar da redução do custo unitário nos últimos anos, alguns problemas ainda persistem obstando os investimentos em projectos de energia eólica. Ao conectar um parque eólico à rede eléctrica de transmissão, é preciso verificar o factor de potência, a tensão final e a produção de harmónicos provocados pelas turbinas, e os custos de investimentos ainda

⁶ O factor de capacidade de uma central de produção de energia eléctrica é a proporção entre produção efectiva da central de produção em certo período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. A média mundial do factor de capacidade de parques eólicos é 30%. Significa que durante 30% do ano há produção de energia, e nos outros 70% a produção não é significativa. (Vesterdal. *The Potential of Wind Farms*. ELSAM, 1992).



são maiores do que das unidades convencionais de petróleo e gás. Além disso, a presença de aerogeradores pode ameaçar os pássaros e provocar impacto sonoro e visual (Gipe, 1995; Heier, 1998).

Com relação à produção de energia eólica, a avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, também se faz necessária diante de outros factores, como por exemplo, a possível penetração dessa fonte na matriz energética mundial, principalmente em regiões onde as velocidades de vento são expressivas. Como a potência é extremamente sensível à velocidade do vento, a variabilidade impacta significativamente nos indicadores financeiros do investimento. Diante disso, destaca-se a importância do desenvolvimento de metodologias de avaliação e gestão económico-financeira de projectos de produção de electricidade que considerem as incertezas associadas a este tipo de tecnologia (EWEA, 2009; SunMedia GmbH, 1999; Wizelius, 2007).

Nesse contexto, para que se proceda a avaliação e gestão de projectos de produção de electricidade a partir da fonte de energia primária renovável, é indispensável identificar precisamente quais são os principais parâmetros que influenciam a viabilidade, para que se possa mensurar os impactos em seus custos e principalmente no retorno económico-financeiro do projecto.

1.4.2 Objectivos da dissertação

Como discutido na secção anterior fazer a análise económico-financeira de investimento de uma central de produção de energia renovável – caso da energia eólica – requer uma compreensão de suas características técnico-económicas. Em termos técnicos, é fazer a completa e correcta caracterização do sistema de produção (sistema de electricidade: média anual da velocidade do vento, altura das torres, número de turbinas, potência eléctrica de cada turbina, diâmetro do rotor, número de pás, área varrida pelas pás, curva de potência, percentual das perdas de produção e disponibilidade), bem como outros aspectos técnicos pertinentes.

Em termos económicos, devem ser correctamente caracterizados a análise ou composição dos custos e os parâmetros financeiros do projecto em estudo. Os custos são geralmente subdivididos em custos de investimentos, O&M (operações e manutenção) e custos periódicos. Enquanto os parâmetros financeiros podem ser caracterizados como taxa de inflação, taxa de desconto, vida do projecto, incentivos e



subsídios, taxa de amortização do investimento físico, isenção fiscal, razão entre recursos próprios e alheios, bem como outros parâmetros económico-financeiros pertinentes.

Logo, o objectivo global desta dissertação, portanto, pode ser formulado como:

Analisar as metodologias de avaliação económica de projectos de produção de electricidade a partir da energia eólica onshore e seus custos para determinação do custo de produção por unidade produzida (€/MWh), tendo-se em conta as incertezas desta tecnologia.

A fim de atingir o objectivo global deste trabalho, foram estabelecidos os seguintes objectivos específicos:

- a) Rever e sistematizar os métodos de análise de viabilidade económico-financeira aplicada às energias renováveis bem como a determinação de seus custos de produção, exclusivamente aos projectos de energia eólica *onshore*;
- b) Analisar os custos económicos e financeiros de produção de electricidade a partir de parque eólico *onshore* e efectuar análise de sensibilidade a alguns parâmetros económico-financeiros;
- c) Comparar os diferentes resultados encontrados, tendo-se em conta as diferenças metodológicas e o respectivo impacto na informação por parte do investidor e gestor de parque eólico;
- d) Validar os resultados encontrados através de aplicação prática dos modelos estudados nesta dissertação, conforme contido no capítulo 4.

Considerando a aplicabilidade da metodologia de análise de viabilidade económico-financeira a projectos de qualquer natureza, e como demonstrado nesta dissertação a tecnologia de energia eólica a que mais cresce entre os projectos de energia renovável, o que por si só, justifica a importância deste trabalho dentro da área das energias renováveis.



1.4.3 Abordagem da dissertação

A abordagem global necessária para atingir objectivo da dissertação foi analisar os diferentes métodos determinísticos de análise económico e financeira para parques eólicos, através da caracterização das diferenças dos resultados encontrados, a fim de comparar estas diferenças e explicar pelo aspecto metodológico o impacto destes indicadores de avaliação na tomada de decisão por parte do investidor e gestor de um parque eólico *onshore*.

Provou-se necessário investigar os tipos de metodologias mais usadas para se fazer análise de investimento e gestão de projectos isoladamente, pois percebe-se que cada método tem abordagem de análise distinta, e depois em conjunto, o que garante uma análise mais consistente e completa do parque eólico estudado. Nota-se que nas análises apresentar-se-ão resultados distintos devido às diferenças fundamentais em seus paradigmas de análise. Foi, portanto, impossível tirar conclusões isoladamente com relação ao impacto na tomada de decisão por parte do investidor e gestor de um parque eólico, pois não é objectivo deste trabalho e as conclusões tiveram que ser analisadas dentro da óptica da competitividade – menor custo maior competitividade.

A análise económica incluiu custos de capital (despesas de equipamentos e instalações), custos de operações e manutenção, custos de combustível e custos periódicos. A taxa de desconto do projecto, taxa de crescimento dos custos variáveis de O&M e a taxa de inflação compõem os parâmetros da análise. Dependendo do grau de aprofundamento do estudo, poderão ser avaliados outros factores que influenciam os custos de produção e, conseqüentemente, a viabilidade dos projectos ou a comparação de resultados de vários cenários propostos.

Os critérios de avaliação que são habitualmente usados para medir o interesse económico dos projectos podem afigurar-se inteiramente nos objectivos, mas na realidade não o são totalmente. Contam com despesas e receitas futuras e o futuro é, como se sabe, mais ou menos incerto. Assim, quando se admitem como certos os parâmetros que condicionam a avaliação (custos, receitas, duração dos equipamentos, encargos de operações e de manutenção e outros), isso resulta mais da atitude relativa de quem avalia do que de evidências objectivas. Como consequência, é mais correcto falar-se em obter previsão dos dados necessários à análise de um projecto do ponto de vista económico.



1.5 Metodologia

1.5.1 Aspectos conceituais

A investigação exploratória proporciona maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses. Pode-se dizer que estas investigações têm como objectivo principal o aprimoramento de ideias ou a descoberta de intuições. Seguindo os princípios da metodologia de investigação científica e as classificações propostas por Leedy (1989) e visando atingir os objectivos definidos, esta dissertação apresenta os seguintes aspectos:

- do ponto de vista da natureza, investigação aplicada, porque objectiva a resolução de um problema específico por meio de aplicação prática dos conhecimentos estudados;
- pela forma de abordagem do problema, investigação quantitativa, pois será utilizada técnicas de avaliação e gestão de projectos e cálculo do custo da energia produzida em projectos de energia eólica *onshore*;
- do ponto de vista dos objectivos, investigação exploratória, pois objectiva proporcionar maior familiaridade com o problema, para torná-lo mais claro;
- do ponto de vista dos procedimentos técnicos utilizados nas diversas etapas desta investigação, ela pode ser considerada:
 - a) pesquisa bibliográfica, porque é elaborada a partir de material já publicado.
 - b) caso de estudo, porque envolve estudo sistematizado que permite o conhecimento mais detalhado de uma situação prática estudada.

As informações tecno-económicas serão retiradas de publicações mais recentes da EWEA (*European Wind Energy Association*), e GWEC (*Global Wind Energy Council*) e demais referências científicas compiladas na revisão da literatura, sendo organizados em esquema descritivo através de folhas de cálculos desenvolvidas nos softwares MS Excel, e análises pertinentes ao software RETScreen Versão 4 para garantir correlação destes dados e futuras simulações, conforme descrito no capítulo 4.



1.5.2 Relação das variáveis e fronteira de estudo

O modelo de avaliação e gestão de projectos de produção de electricidade a partir de fonte de energia primária renovável, no caso a energia eólica, está desenvolvido para este estudo. Esses sub-modelos incluem modelo de custos de componentes (custos de capital por ano), modelo de custos de O&M, modelo de avaliação técnica (diâmetro do rotor, altura, velocidade média do vento), modelo de produção de energia, e modelo resultante no custo final de energia por kWh. A Figura 1.7 mostra como esses vários sub-modelos se inter-relacionam.

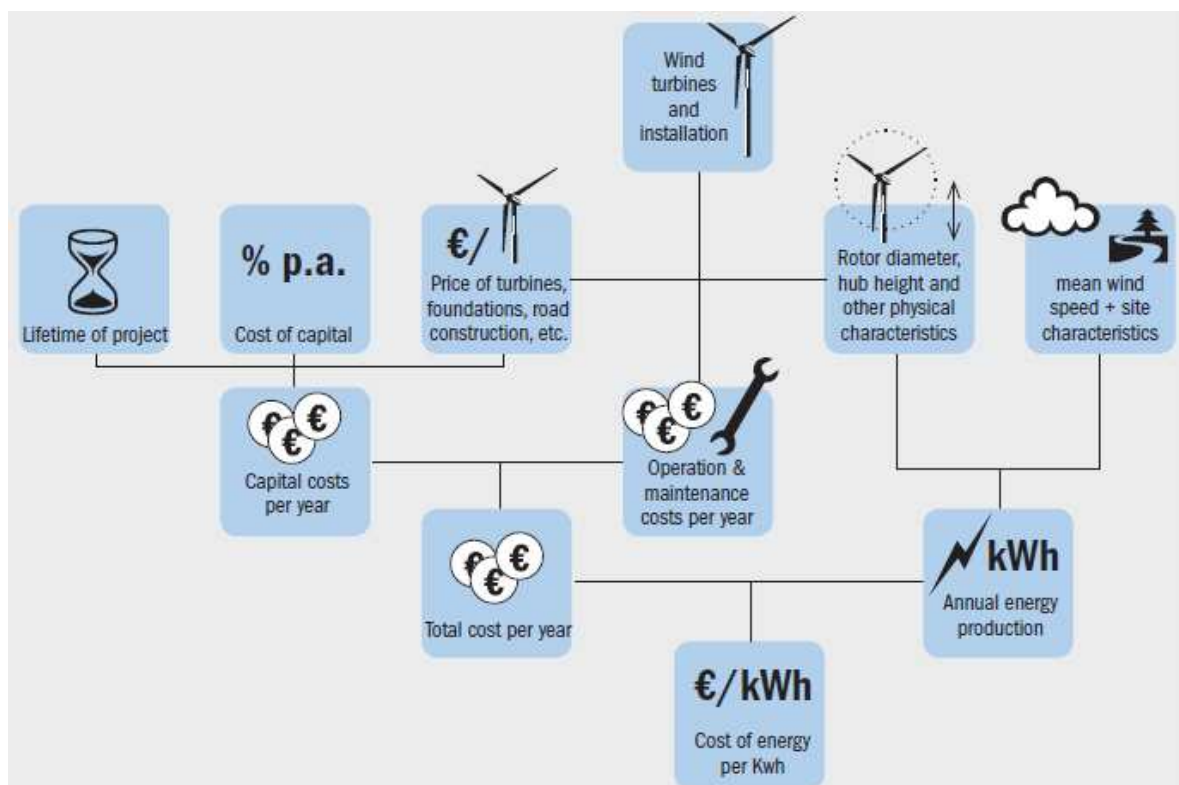


Figura 1.7 Relação entre as variáveis determinantes do custo da energia produzida (EWEA, 2009).

Por questões de simplificação e limitação da fronteira de avaliação económica e análise dos custos, considera-se os custos de produção até a ligação à rede eléctrica de distribuição. Isso implica que os custos e demais encargos de transporte da corrente eléctrica até o consumidor final não fazem parte da metodologia de estudo desta dissertação.



1.6 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída por cinco capítulos.

No primeiro capítulo é feita uma introdução geral do trabalho, particularmente sobre às energias renováveis com ênfase na energia eólica; apresenta-se em linhas gerais o *status* da energia eólica e seus desafios; são ainda descritos os objectivos e abordagem, bem como a metodologia e a organização da dissertação.

O segundo capítulo inclui uma apresentação da relação entre energia, economia e sociedade. Discute-se sobre o desenvolvimento das sociedades e energia; da energia e a estrutura das sociedades. É, ainda, caracterizado os impactos ambientais a partir do uso das fontes energéticas oriundas de recursos fósseis e renováveis. No final deste capítulo é feito resumo e apresentadas as principais conclusões.

No terceiro capítulo são apresentados os modelos de avaliação económica de projectos e custos. Mencionam-se artigos sobre análises económicas de parques eólicos e seus respectivos custos de produção de electricidade. São, também, apresentados estudos para a determinação de custos na produção de energia, custos estes, também incluídos nas análises realizadas nesta dissertação. São, igualmente, caracterizados os indicadores de avaliação e gestão económico-financeiros de projectos aplicados às energias renováveis, exclusivamente, para os sistemas de energia eólica *onshore*, e como no capítulo anterior, é feito resumo e apresentadas as principais conclusões.

O capítulo quarto compreende simulações dos custos totais de produção de electricidade a partir de parque eólico *onshore* hipotético de 40 MW_e situado em Caldas da Rainha. A análise económico-financeira considera custos de investimentos, operações e manutenção, combustível (não aplicável neste caso) e demais custos ao longo da vida útil do parque eólico (em anos). São feitas análises dos diferentes resultados calculados para os cenários nas simulações e análise de sensibilidade (Actual, C₁, C₂ e C₃). Ainda são verificados as tendências dos indicadores de avaliação e gestão económico-financeiro de projectos de energia, apresentados no capítulo três. Como nos demais capítulos, é feito resumo e apresentadas as principais conclusões.

No último capítulo, apresentam-se conclusões e implicações teóricas e metodológicas, limitações, contributos e sugestões para trabalhos futuros.



Capítulo 2

2 Energia, economia e sociedade

2.1 Introdução

Ao longo dos séculos, o homem utilizou energia oriunda de muitas fontes para suprir suas necessidades de alimentação, moradia, transporte, saúde e melhorar sua condição de vida. As duas fontes de energia principais, o sol e a fissão nuclear, e as suas relativas abundâncias, influenciaram e ainda assim o fazem nas actividades humanas actuais.

À medida que se alternavam as formas de agrupamento social dos homens, assim também se ia alterando a utilização dos recursos energéticos. Os selvagens primitivos que caçavam e colectavam o seu alimento na natureza dependiam primariamente da sua própria energia. Hoje em grande parte da população mundial está em condições de recorrer aos combustíveis fósseis, mas em países em desenvolvimento ainda faz-se a utilização da força animal, da força humana e do combustível lenhoso (Cook, 1976).

Independentemente do tipo de energia utilizada, o homem sempre teve que despendar energia para enfrentar suas necessidades de sobrevivência. Vastos aprovisionamentos de energia fóssil permitiram fazer frente ao acréscimo populacional. As taxas de natalidade permanecem altas ao passo que as reservas de energia, especialmente as fósseis, estão a diminuir. É assim que, olhamos para o futuro, quando a população mundial a ser atendida quase tiver duplicada face aos dias actuais, preocupa-nos saber que estratégias podem ser aplicadas para enfrentar uma procura por energia tão tremendamente aumentada.

Antes que seja possível elaborar planos de eficiência energética e maior introdução das energias renováveis na matriz energética actual, necessário se torna reunir muitas informações acerca dos custos da energia aplicada nos diversos sistemas de transformação para a produção e distribuição dos bens essenciais a sobrevivência da humanidade. Tais custos devem ser postos em confronto com os abastecimentos de energia que se encontrarão disponíveis.



Nestas condições, este capítulo consiste em explorar as interdependências existentes entre energia, economia e os respectivos impactos na sociedade. Tenho a esperança de que tais análises sirvam de base para a contextualização e entendimento que de facto o processo económico de qualquer sociedade define o perfil de produção e consumo energético, bem como seus impactos na sociedade como um todo.

2.2 Desenvolvimento das sociedades e energia

As sociedades ao longo da história da humanidade com o objectivo de assegurar suas necessidades básicas de sobrevivência – alimentação e saúde, moradia e segurança – viu-se sempre estreitamente ligada ao fornecimento de energia, portanto a energia em todas as suas formas é parte da própria natureza do homem.

Ao longo desse percurso, o homem tem utilizado energia proveniente de muitas fontes. Começando com sua própria energia e da luz solar (energia solar), passou depois para as do combustível lenhoso, da tracção animal, da força da água e do vento. Mais tarde desenvolveu-se a força das máquinas alimentada a lenha, carvão, petróleo e energia nuclear. O homem utilizou energia para modificar ou manipular a terra, a água, as plantas e os animais, a fim de fornecer a si próprio alimento, vestuário e materiais para abrigo. Descobrir, controlar e utilizar energia levou o homem avançar da vida primitiva para um estado estável civilizado. O homem é o único dos animais capaz de pensar criativamente e de utilizar a ciência e a tecnologia, colocando a seu serviço a energia e outros recursos ambientais.

A energia é também utilizada para controlar doenças dos organismos; para obter e purificar e armazenar água; para produzir antibióticos e outras drogas químicas; e para aplicar medidas diversas de saúde pública. Embora a saúde pública seja um aspecto da segurança, tanto está com a estabilidade estão também associadas à protecção dos homens entre si, de um grupo de pessoas contra as investidas de outros grupos rivais. A harmonia social depende não somente das regras estabelecidas pelos governos mas também da eficiência das forças policiais e militares utilizadas para fazer cumprir a lei. Tanto os governos como as forças policiais e militares despendem quantidades enormes de energia. Nas chamadas “sociedades civilizadas” das nações desenvolvidas do mundo de hoje, a quantidade de energia utilizada pelo governo e pelas forças policiais e militares



é significativamente mais elevada que a utilizada para produzir alimentos destinados à população governada (Cottrell, 1955).

A disponibilidade de excedentes de energia habilita o homem a criar estruturas mais complexas que a dos primeiros caçadores-colectores. O presente estado de utilização de recursos energéticos representa uma alteração dramática, relativamente àquele de um passado recente, em que a procura de alimentação adequada era a principal preocupação do homem e comandava as suas actividades.

De acordo com White (1943) a evolução do homem pode ser desdobrada em três principais estágios: (1) população “selvagem” em que os caçadores-colectores viviam da alimentação natural; (2) população “bárbara”, primitivas sociedades agrícolas e pastorais; (3) “civilização”, desenvolvimento das máquinas e uso intensivo de energia fóssil para produzir alimentos e outros bens úteis.

Estes passos encontram-se todos relacionados com alterações nos fornecimentos de energia utilizada pelo homem. White (1943) considerava que este *“teria ficado indefinidamente ao nível da selvageria se não tivesse aprendido a quantidade de energia sob o seu controlo”*. Inclui esta a quantidade total de energia controlada pelo homem e os excedentes energéticos de que este dispõe acima do necessário para satisfazer as necessidades essenciais de alimentação, vestuário, abrigo e saúde pública.

O uso da energia acomodou a sociedade actual de tal forma, que as sociedades com pouco acesso a energia são as que ficam conseqüentemente com uma evolução inferior aos outros que tem maior acesso a energia. Países localizados em continentes como a África, têm índices baixíssimos de consumo de energia, porém o índice de pobreza é elevado, devido à falta de tecnologia sustentado por fortes fontes de energia.

Com a falta de energia o Estado perde força e a sociedade empobrece. Tendo em vista a permanente dependência do homem diante da energia, e conhecendo-se perfeitamente todo um contexto histórico cabe a sociedade buscar constantemente novas saídas de produção, sem o qual não será possível obter uma economia forte e competitiva (Willrich, 1978).

Pode-se constatar isso actualmente, ao ver o que a humanidade fez e continua fazendo, em busca de energia. Destaca-se aqui o petróleo, que continua mantendo guerras. Países em busca do poder sobre esse cobiçado potencial energético, o qual é capaz de influenciar a sociedade de tal modo que move um país e faz com que o homem passe por cima de princípios essenciais para a harmonia entre os povos. Percebe-se também, que



países chamados desenvolvidos, são os que possuem maior consumo de energia, isso porque eles necessitam da energia para manter todo seu potencial energético e tecnológico, pode-se constatar isso ao observar países como Estados Unidos e grande parte da Europa, onde o consumo de energia é muito grande, acarretando assim em índices de poluição estrondosos. No entanto, destaca-se aqui a preocupação quanto à incessante busca por energia, busca essa que certamente chegará a um fim.

O governo assume papel primordial para o desenvolvimento de cada sociedade, pois ele deve possibilitar o acesso de toda a sociedade à energia, agindo como uma válvula onde regula o quanto e o modo de uso da energia, que não pode ser descuidada, os governos que conseguem fazer cumprir seu papel de acessibilidade de energia a todos passa a ser um dos principais factores pela evolução de tal sociedade, porém se este não cumprir com esse papel acabará por conter o desenvolvimento de sua população além de prejudicar o meio ambiente (Hinrichs e Kleinbach, 2004).

A energia é elemento essencial para a evolução de qualquer tipo de sociedade. Tendo em vista a constante evolução que vivencia-se nas sociedades modernas e sabendo que a mesma está altamente vinculada com esse bem indestrutível chamado energia, deve-se impor à sociedade informações quanto à utilização racional e o respeito ao meio ambiente, do qual ela é extraída, para que não obtenhamos como consequência a formação de um danoso a todos, implicando assim no retrocesso na evolução (Hammond, 1972).

2.3 A energia e estrutura das sociedades

As sociedades de caça-colecta eram pequenas, raramente mais de 500 indivíduos e eram simples. Como a procura de alimento e abrigo consumia muito tempo e muita energia, quase não existiam outras actividades individuais e colectivas. Todavia, com o desenvolvimento da agricultura, tornaram-se disponíveis quantidades maiores de alimentos, fibras e de excedentes energéticos. Concorrentemente, verificam-se, nas sociedades humanas, maior interdependência entre as pessoas e mais incentivos ao aumento da produtividade (Service, 1962; Lee & DeVORE, 1976; Bews, 1973).

Factor este igualmente importante foi a circunstância de que, à medida que aumentavam as quantidades produzidas de alimento, também aumentou a estabilidade dos



abastecimentos alimentares. Sociedades outrora obrigadas a ser nómadas para acompanharem o seu abastecimento alimentar, melhoraram no que se refere à segurança e permanência.

Mesmo nas primitivas sociedades agrícolas, a produção de alimentos ainda era a principal actividade do homem e, como consequência, a sua interacção social permanecia relativamente estreita. A introdução da força de tracção animal na produção agrícola libertou maiores quantidades do tempo e energia do homem. Este excedente de energia e mais tempo disponível permitiram que o homem participasse em várias novas actividades, o que conduziu a tornar mais complexos os sistemas sociais.

A roda de água e o moinho de vento acrescentaram novas formas de energia àquelas que o homem inicialmente usara em seus processos produtivos, nomeadamente no sistema de produção alimentar. Agora, em vez de usar animais de tracção cuja alimentação e outros cuidados requerem energia, o homem recorria à força da água e do vento. Com esta mudança, o homem ficou a dispor de mais poder a menos custo (calculado em termos de gasto de energia humana) do que no passado. Desta forma, a quantidade de excedente energético ao dispor da sociedade foi largamente aumentada.

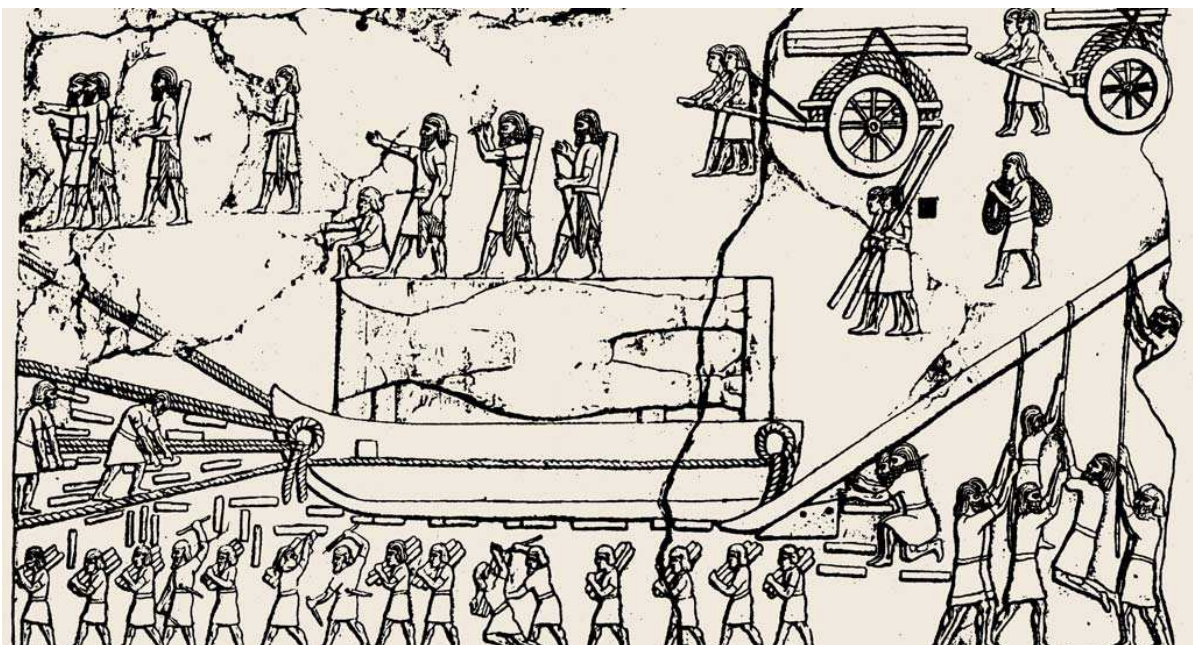


Figura 2.1 Transporte de monumento em pedra maciça em 660 a.C. (Loftness, 1984).

A água e o vento, como recursos adicionais de força, e a subsequente redução da dependência da força animal, promoveram o desenvolvimento do comércio e do



transporte entre grupos de pessoas. Sob condições melhoradas de comunicação, aumentou a troca inter-grupos de recursos e ideias. Os avanços tecnológicos expandiram-se mais facilmente do que nunca antes acontecera. O subsequente desenvolvimento da ciência e da tecnologia teve como resultado a construção e utilização de navios à vela, que fizeram avançar a comunicação, o transporte e o comércio entre grupos cada vez mais amplos. Estas mudanças trouxeram diversidade maior às actividades humanas e fizeram surgir as especializações na agricultura, navegação, comercialização e industrialização.

A invenção da máquina a vapor foi um marco altamente significativo no uso da energia, porquanto assinalou o começo do emprego de combustíveis fósseis como fonte de energia primária. Esta máquina, bem como mais tarde as que utilizavam carvão e combustíveis líquidos, conferiu ao homem um poder imenso para controlar o seu ambiente e alterar toda a estrutura económica, política e social da sociedade, ao mesmo tempo que se verificam maiores estabilidade e especialização do trabalho.

A estrutura das sociedades dos primeiros caçadores-colectores era mínima. Quando muito, um chefe ou um grupo dos mais idosos dirigia o acampamento ou a aldeia. A maior parte destes dirigentes eram obrigados a caçar e colectar juntamente com os outros membros, porquanto eram escassos os excedentes de alimentos e de outros recursos vitais para permitir que funcionasse em permanência um chefe ou um conselho da aldeia.

O desenvolvimento da agricultura alterou esse padrão de trabalho monotípico. A família agrícola primitiva conseguia colher 3 a 10 kg de grão por cada quilograma semeado. Parte deste excedente alimentar/energético era devolvido à comunidade e assegurava a manutenção dos não-agricultores, tais como chefes ou conselhos de aldeia, médicos, padres e mesmo guerreiros. Os não-agricultores dessas primeiras sociedades assumiam o governo e asseguravam a estabilidade e segurança à população agricultora, de modo a que esta conseguisse aumentar os excedentes das produções alimentares/energéticas (Fakhry, 1969; Cottrell, 1955).

Sob condições favoráveis à agricultura e com melhoria da tecnologia agrícola começaram a obter-se excedentes energéticos apreciáveis e, como resultado, surgiram grupos populacionais maiores ou mesmo cidades. Com a concentração da população em cidades maiores, apareceu a especialização das tarefas. Especialistas, tais como pedreiros, carpinteiros, ferreiros, mercadores, comerciantes e marinheiros, mostravam-se mais eficientes que as pessoas não especializadas. Os bens e serviços fornecidos por



artesãos-tecnologistas determinaram uma qualidade de vida melhorada, um padrão de vida mais elevado e, para a maior parte das sociedades, uma estabilidade acrescida.

O Egipto, durante o reino dos Faraós, é um exemplo flagrante de uma sociedade primitiva que possuía recursos ambientais favoráveis ao estabelecimento de uma agricultura estável, e que criou uma tecnologia agrícola eficiente. O Nilo levava às terras cultivadas água e valiosos nutrientes, que substituíam aqueles que as colheitas de cereais e outros produtos retiravam do solo. Graças às suas cheias periódicas, o Nilo depositava lamas ricas em nutrientes nas terras de cultura, que assim se mantinham produtivas. Era também uma fonte de água para a rega digna de confiança. Além disso, e com igual importância, havia a considerar o clima quente do Egipto que era altamente favorável à produção agrícola. Este produtivo sistema agrícola sustenta os 95% da população egípcia directamente envolvida na agricultura, e fornecia suficiente excedente alimentar/energético para manter os 5% da população que não trabalhava na agricultura (Cottrell, 1955).

Para sustentar a pequena classe dirigente, bastava uma quantidade relativamente reduzida de energia alimentar. A localização naturalmente isolada do Egipto assegurava protecção contra invasões sem a necessidade de grandes despesas para sustentar uma classe militar. Consequentemente, os 5% da população não envolvida na agricultura eram utilizados pelos Faraós como trabalho escravo para construir as pirâmides e nestas armazenar bens e materiais para uma vida que, segundo os egípcios acreditavam, se seguiria à vida na terra.

Ao longo deste período, a população egípcia permaneceu relativamente constante devido à procura de escravos efectuada pelos dirigentes. Logo que os homens em excesso se encontravam suficientemente capazes de trabalhar eram destinados à construção das pirâmides. Estes homens eram forçados a realizar muitas horas de duro trabalho e eram literalmente “*usados até a morte*” durante um período de poucos anos de trabalho escravo. Quando morriam, eram substituídos por novos elementos escolhidos entre os trabalhadores excedentários. Tudo isso era feito sem comprometer o sistema agrícola fundamental que requeria os esforços de quase todo o povo egípcio.

Durante a idade dos Faraós, que ocupou os anos 2780 a 1625 a.C., o Egipto tinha uma população de cerca de 3 milhões, muito menos que os 38 milhões de hoje. Um excedente energético de 5% em cerca de 3 milhões de pessoas não é muito. Numa base *per capita*



correspondente a 100-150 kcal⁷ por dia, equivalente a 10-15 kg de trigo por pessoa e ano. Em relação aos 3 milhões, o total alcança 30-40 x 10⁶ kg de excedente de trigo por ano (Fakhry, 1969; Cottrell, 1955).

A construção da pirâmide de Cheops ao longo de 20 anos utilizou uma quantidade de energia que igualava o excedente energético produzido durante a vida de cerca de 3 milhões de egípcios. Durante o período de construção, a força de trabalho aplicada foi de cerca de 100.000 escravos por ano. Atribuindo a cada escravo 300 a 400 kg de alimentos por ano, o custo total terá sido 30-45 x 10⁶ kg, ou seja a totalidade do excedente alimentar/energético proveniente da agricultura egípcia.

Em períodos posteriores da história do Egito, foram utilizados níveis similares para manter grandes forças militares que conquistaram alguns dos países vizinhos do Egito. Estas operações militares proporcionaram alguma terra e alimentos adicionais e, muitas vezes, os povos conquistados foram levados para o Egito como escravos. Todavia, as longas distâncias em regiões desertas que as tropas egípcias eram obrigadas a percorrer e o aprovisionamento destas limitavam as operações militares. Tornava-se necessário dispendir grandes quantidades de energia unicamente para proteger as estradas e os transportes militares de abastecimentos.

Noutras ocasiões, quando a população aumentou muito relativamente aos recursos da terra e da agricultura, deixou de haver no Egito excedentes de recursos agrícolas. Nestas condições de relativa sobrepopulação e com insuficiência em vez de excedentes, a sociedade egípcia apenas era capaz de se sustentar a si própria. Algumas vezes, sob estas condições de pressão, ocorreram lutas civis e problemas sociais. Tais condições ocasionaram frequentemente declínios no efectivo populacional, dado que essas sociedades instáveis não eram produtivas quer na agricultura quer noutras actividades essenciais.

Deste modo, a história primitiva do Egito é um exemplo excelente do papel que a energia, medida em excedentes alimentares/energéticos, desempenhava na estrutura e nas actividades de uma sociedade primitiva. Embora as estruturas das sociedades de hoje sejam bem mais complexas, a energia continua a ser um importante factor de desenvolvimento da humanidade.

⁷ Historicamente, a definição de caloria era quantidade de calor necessária para elevar em 1 grau Celsius a temperatura de 1 grama de água. Com a evolução das técnicas de medida, verificou-se que o calor específico não era constante com a temperatura. Por isso buscou-se padronizá-lo para uma faixa estreita, e a caloria foi então redefinida como sendo o calor trocado quando a massa de um grama de água passa de 14,5 °C para 15,5 °C. Um kcal é a quantidade de energia necessária para elevar em 1 grau Celsius a temperatura de 1 quilograma (Kg) (equivalente a 1 litro) de água. *Thermodynamics: An Engineering Approach, 5th edition by Yunus A. Çengel and Michael A. Boles.*



A humanidade terá que se adaptar e achar novos potenciais energéticos, assim como fez ao longo de toda a sua história. Novas energias surgem esgotáveis ou não, poluentes ou não, mas serão elas distribuídas igualmente? De nada adianta a grande produção de energia se a mesma será distribuída e usufruída por poucos.

2.4 Energia e impactos ambientais

2.4.1 Introdução

A produção e utilização de energia têm consequências ambientais e sociais em nível local, regional e global. Esses impactos se estendem ao longo do ciclo de um sistema de energia a base de recursos fósseis e podem manifestar-se numa escala de tempo mais curto, médio ou longo prazos (UNDP, 2000). A avaliação adequada desses impactos e sua inclusão no processo de tomada de decisão sobre as energias é fundamental para garantir um sector energético sustentável.

Impactos locais, embora afectando um pequeno grupo de pessoas pode ser de extrema importância, sobretudo se envolvendo doenças ocupacionais e acidentes que afectam os trabalhadores ou membros do público. Impactos locais também são mais relevantes para as tecnologias renováveis. Por exemplo, mais preocupação com o desenvolvimento de parques eólicos normalmente refere-se a intrusão visual na paisagem natural e as emissões de ruído (*European Commission*, 1998). Contudo, as grandes centrais de energia térmica, quer utilizem energias renováveis ou combustíveis fósseis, também podem ter efeitos adversos dos recursos locais relacionados com o consumo excessivo de água, solo e poluição da água subterrânea, ou desflorestamento. As estratégias energéticas sustentáveis do Plano das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) apresentam alguns exemplos de impactos regionais relacionadas com a produção de energia, como: deposição ácida, destruição de habitat, deslocamento em larga escala de pessoas devido à construção e operação de projectos de grandes hidroeléctricas ou radiação devido aos acidentes de centrais nucleares (UNDP, 2000). A nível global, a ligação entre energia e os efeitos do aquecimento global em todo o mundo está documentada. Outros impactos globais relevantes incluem a perda de biodiversidade e degradação da terra.



A *European Commission* (1998) afirma que os impactos devem ser avaliados sobre seus tempos de vida. Embora, apresente incertezas para os impactos a longo prazo, como aquecimento global ou nível elevado de eliminação de resíduos radioactivos. Da mesma forma, Weisser (2007) lembra que, nas economias onde o carbono está sendo fixado o preço ou as emissões de gases de efeito estufa (GEE), constrangido, não respondem adequadamente para as emissões de GEE no ciclo de vida na produção de electricidade, pode constituir vantagem para as tecnologias transnacionais, o que torna a contabilização das emissões significativa dentro do ciclo de vida de um projecto fora das fronteiras legislativas e políticas de mitigação de gases de efeito estufa.

Este capítulo faz análise dos impactos das diferentes tecnologias de produção de electricidade com base na revisão de literatura. A secção 2.4.2 centra-se na estreita relação entre energia e meio ambiente, que detalha as tendências das emissões de CO₂⁸ provenientes do consumo de energia primária e das actividades de produção de electricidade, descritas no protocolo de Quioto e na regulação da União Europeia (UE) para promoção do desempenho ambiental no sector de energia. Os impactos da actividade de produção de energia eléctrica estão descritos na secção 2.4.3 para ambos os recursos fósseis e para as principais tecnologias de energia renovável. Esta secção aborda com detalhe os impactos ambientais e sociais da energia eólica, discute os efeitos da integração no sistema eléctrico e discute sobre a aceitação social desta tecnologia.

2.4.2 Energia e meio ambiente

A produção de energia e o consumo está fortemente associada com a pressão ambiental do planeta. Por exemplo, as emissões de SO₂ (dióxido de enxofre), gases de efeito estufa CO₂ e outros e NO_x (óxidos nitrogenados) para determinado período, depende da quantidade de electricidade produzida e no *mix* tecnológico das centrais que operam em cada sistema eléctrico durante certo período. As acções de cada um dos combustíveis fósseis, centrais nucleares e renováveis operam juntamente com a eficiência de cada central de produção representam os mecanismos disponíveis fundamentais para avaliar o desempenho ambiental do sistema de electricidade de um país.

⁸ Existem 6 gases com efeito de estufa reconhecido no âmbito do protocolo de Quioto. A análise efectuada incide principalmente sobre CO₂. Este é o mais importante gás estufa antropogénico representando 82% das emissões totais de gases com efeito de estufa da UE-27 e 79% das emissões de gases com efeito de estufa em Portugal, em 2005.



De acordo com o relatório da Agência Europeia do Ambiente (EEA, 2006) para a UE-15⁹, os principais factores responsáveis pela redução das emissões de CO₂ provenientes dos sistemas de produção de electricidade e de calor são a melhoria na eficiência, substituição de combustíveis derivados do carvão para o gás e, em menor medida, o aumento da quota das energias renováveis. Portugal representa um caso particular em que as emissões de CO₂ dependem fortemente das condições de chuva. O nível de emissões mostra variações significativas em relação às flutuações acentuadas de produção de energia hidroeléctrica, que é fortemente dependente da precipitação anual. No entanto, a estreita relação entre consumo de energia e emissões de CO₂ do sector da energia é evidente.

A Figura 2.2, demonstra a estreita relação entre consumo de energia e emissões de CO₂ a nível mundial. O consumo mundial de energia primária está a aumentar e, entre 1990 e 2004 cresceu 29%. As emissões de CO₂ apresentaram uma tendência semelhante, em 2004 tinham aumentado também cerca de 27% comparativamente a 1990. A pequena diferença entre as taxas de aumento permite uma pequena diminuição nas emissões de CO₂ por unidade de energia consumida.

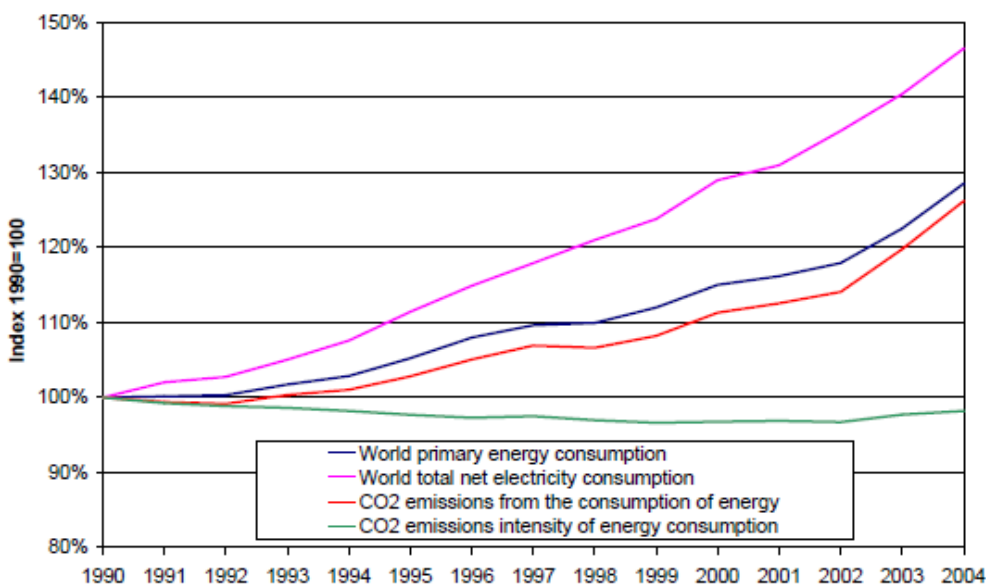


Figura 2.2 Tendências da energia e consumo mundial de electricidade, as emissões de CO₂ e intensidade das emissões de CO₂ do consumo de energia. (*Energy Information Administration, 2007*).

⁹ Áustria, Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Holanda, Espanha, Portugal, Suécia e Reino Unido.



A nível europeu (UE-15) há uma tendência geral de aumento do consumo de energia, como pode ser observado na Figura 2.3. No entanto, o uso de tecnologias mais eficientes e renováveis, juntamente com algumas mudanças estruturais que ocorrem em membros da UE e da introdução de políticas e medidas específicas, contribuem para um aumento menos significativo das emissões de CO₂. Como resultado, entre 1990 e 2005, as emissões de CO₂ por unidade de consumo de energia caiu em torno de 12%.

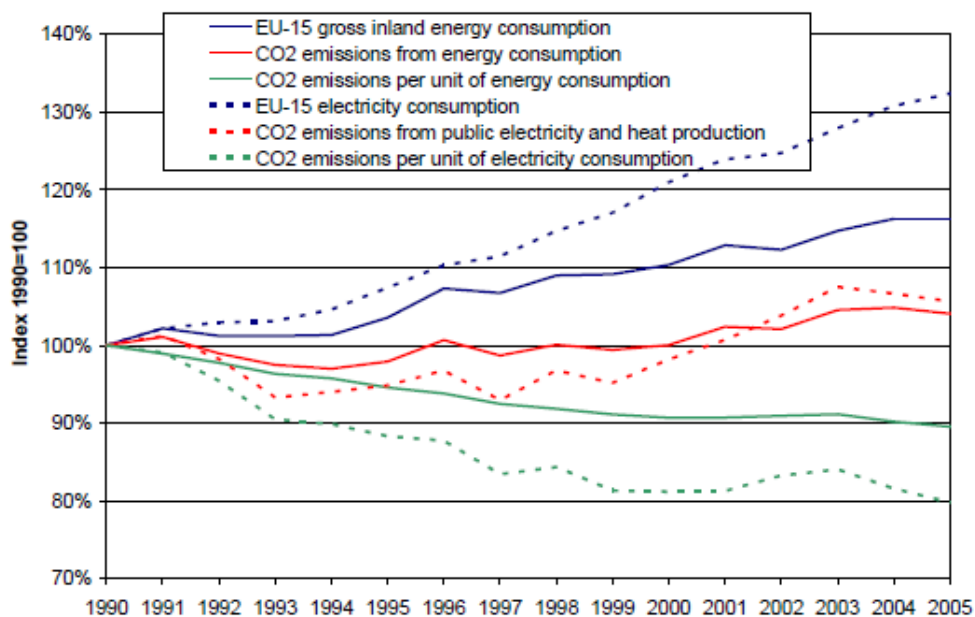


Figura 2.3 Tendências na UE-15 e consumo de energia eléctrica, emissões de CO₂ e da intensidade das emissões de CO₂ do consumo de energia. (*Energy Information Administration, 2007; EEA, 2007*).

A procura por electricidade vem crescendo rapidamente e, em certa medida, compensa o aumento do consumo dos benefícios ambientais obtidos com o avanço tecnológico e a alternância de combustíveis. Um efeito semelhante ocorre no sector de transportes. As emissões dos transportes na UE-15 aumentaram significativamente durante o mesmo período, como resultado de um aumento contínuo da procura de transporte rodoviário. Este facto compensou boa parte da queda em outros sectores (EEA, 2006). Em geral, as emissões de CO₂ associadas ao consumo de energia e electricidade apresentaram tendência decrescente real entre 1990 e 2005, indicando movimento em direcção a mistura de combustíveis menos intensivos em carbono a nível europeu.



A produção de energia e consumo são as maiores fontes emissoras de gases de efeito estufa (GEE) na UE. A Figura 2.4, mostra em 2005 as emissões de CO₂ produzidas por sector em Portugal e na UE-27. Cerca de 90% das emissões totais de CO₂ em Portugal estão relacionadas com a energia, o que significa que são resultado das actividades de consumo de energia. Esse valor sobe para 94% na UE-27. Particularmente relevante é o papel do sector de produção de electricidade e calor. Cerca de um terço das emissões de CO₂ decorrem dos combustíveis fósseis utilizados para produzir electricidade, sendo que cada central é capaz de emitir milhões de toneladas de CO₂ anualmente.

Limitar a concentração de CO₂ na atmosfera exige a redução das emissões de CO₂ em todo o sector económico. O sector de produção de electricidade tem algumas características particulares que o tornam um alvo importante para redução de CO₂, como apontado por Johnson & Keith (2004) em relação às fontes de emissões distribuídas no sector de transporte, centrais de produção de electricidade podem atingir reduções de profundidade com impacto mínimo sobre infra-estruturas energéticas; a propriedade e gestão centralizada da indústria de energia eléctrica facilita a regulação e produtores ganharam experiência considerável nos últimos anos com controlos cada vez mais apertados sobre os poluentes convencionais, e não é provável que o movimento dos produtores de electricidade para os países menos regulados como poderia acontecer para o sector industrial.

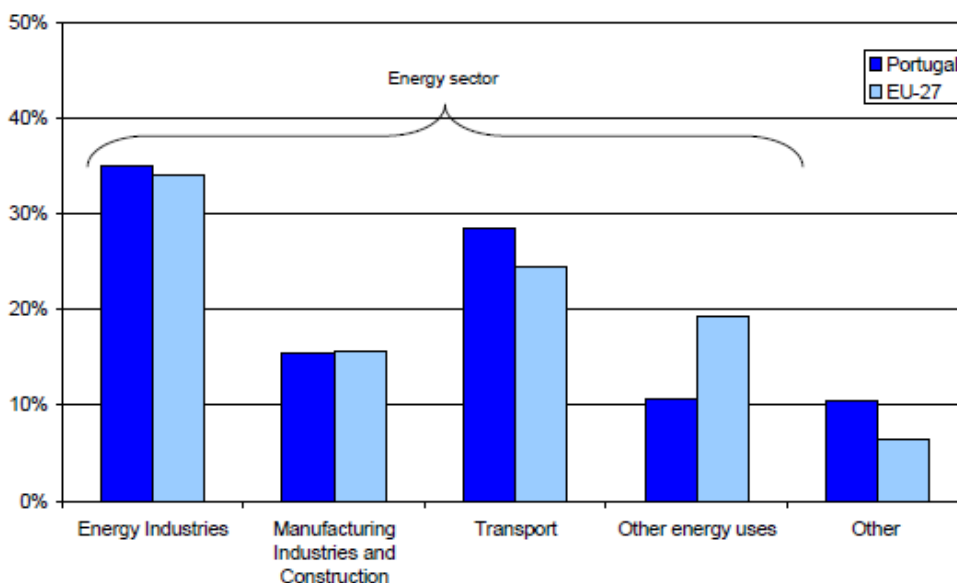


Figura 2.4 Percentagem de emissões de CO₂ de poluentes atmosféricos pela actividade em 2005, na UE-27 e em Portugal. (*Energy Information Administration, 2007; EEA, 2007*).



Em Portugal, em 2005, as emissões de CO₂ a partir do funcionamento de central a carvão foram cerca de 844g/kWh¹⁰. Considerando que a partir do funcionamento de central CCGT¹¹ este valor foi de cerca 375g/kWh¹². Os resultados de Hondo (2005) indicam que, mesmo as centrais nucleares emitem cerca de 24g CO₂/kWh durante seu ciclo de vida, principalmente de enriquecimento de urânio. As instalações de energia eólica são responsáveis por 29g CO₂/kWh, principalmente liberados durante a fase de construção e instalação. As energias renováveis têm, em geral baixas emissões de CO₂ e são fortemente favorecidas pela regulamentação ambiental para o sector energético.

Um factor relevante no desenvolvimento futuro do sector de energia e na definição das políticas energéticas actuais e futuras é o protocolo de Quioto. No âmbito do Protocolo de Quioto, a UE comprometeu-se em reduzir as emissões de gases com efeito de estufa a 8% durante o primeiro período de compromisso, de 2008 a 2012. Este objectivo é partilhado entre os Estados-Membros no âmbito de um acordo juridicamente vinculativo de repartição de encargos, que estabelece metas de emissões individuais para cada Estado-Membro. Em particular, Portugal poderá aumentar as emissões médias de 27% do nível de emissões de 1990.

A redução do crescimento no consumo de electricidade será crucial no ponto de vista ambiental, especialmente em relação ao consumo de electricidade produzida por combustíveis fósseis. As fontes de energia renováveis não produzem CO₂ (ou muito pouco), não deitam lixos radioactivos e, geralmente, apresentam níveis significativamente baixos de outros poluentes. Melhorar o desempenho ambiental das centrais de combustíveis fósseis também é fundamental e pode ser alcançado com a utilização crescente das tecnologias de redução efectiva e melhorar a eficiência. A necessidade de reduzir as pressões impostas sobre o meio ambiente através da utilização de energia num esforço contínuo e mundial para promover e utilizar fontes de energia renováveis e, complementado por alterações no comportamento do consumidor de energia.

¹⁰ EDP (2006), Relatório e contas, 2005. Caderno de sustentabilidade. Disponível em: www.edp.pt.

¹¹ *Combined Cycle Gas Turbine* - Turbina a Gás de Ciclo Combinado. Uma central de produção a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única central, ambas produzindo energia eléctrica a partir da queima do mesmo combustível. O calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário ao accionamento da turbina a vapor. *Thermodynamics: An Engineering Approach*, 5th edition by Yunus A. Çengel and Michael A. Boles.

¹² Turbogás (2006), *Environmental performance report 2006*. Disponível em: www.turbogas.pt.



2.4.3 Impactos da actividade de produção de electricidade

Há reconhecimento crescente da importância dos impactos sociais e ambientais das actividades de produção de electricidade. Conforme descrito no capítulo anterior, a produção de energia envolve processo, no qual as acções dos produtores de electricidade não podem ser devidamente reflectidas nos preços de mercado do produto. A *Energy Information Administration* (1995) classifica as externalidades atribuíveis à produção de energia eléctrica em quatro categorias: poluentes atmosféricos, gases de efeito estufa, quantidade e qualidade da água e valores de uso da terra.

Clarificar a totalidade dos custos de produção de energia para os reguladores e formuladores de políticas é particularmente crítico por causa da não-diferenciação de preços entre os fornecedores de electricidade produzida a partir de diferentes fontes com emissões de poluentes potencialmente muito diferentes. O objectivo básico da contabilidade social plena é tornar explícita a magnitude dos custos directos e custos ambientais derivados da produção de electricidade e suportados pela sociedade, de forma a influenciar os decisores na tomada de decisão de investimento no sector de energia para melhorar o bem-estar social (Venema & Barg, 2003).

Desenvolver as estimativas das externalidades defensável é um exercício complexo e dispendioso (Rowe, Lang & Chestnut, 1996). Valores para externalidade na produção de electricidade foram desenvolvidos nos EUA e na Europa. Freeman III (1996) e do *Energy Information Administration* (1995) apresentam alguns dos principais estudos sobre as estimativas dos custos ambientais externos que resultam da adição da capacidade de um sistema de produção de electricidade.

A Comissão Europeia, juntamente com o Departamento de Energia dos EUA lançou um projecto de investigação conjunto para avaliar as externalidades ambientais da utilização de energia, em 1991. Durante o projecto, um quadro contabilístico operacional para a avaliação dos custos externos das tecnologias energéticas, chamado ExternE (externalidades de Energia) foi desenvolvido. Os EUA suspenderam sua participação no projecto, no final da primeira fase. A metodologia desenvolvida e os resultados obtidos são amplamente aceites e têm sido utilizados para apoiar outros estudos e projectos, alguns deles relativos a diferentes sectores ou regiões como APERC (2005), Venema & Barg (2003), *Nuclear Energy Agency* (2003), HEATCO (2006) entre muitos outros¹³.

¹³ Uma lista de projectos relacionados com ExternE podem ser encontrada em <http://www.externe.info/>.

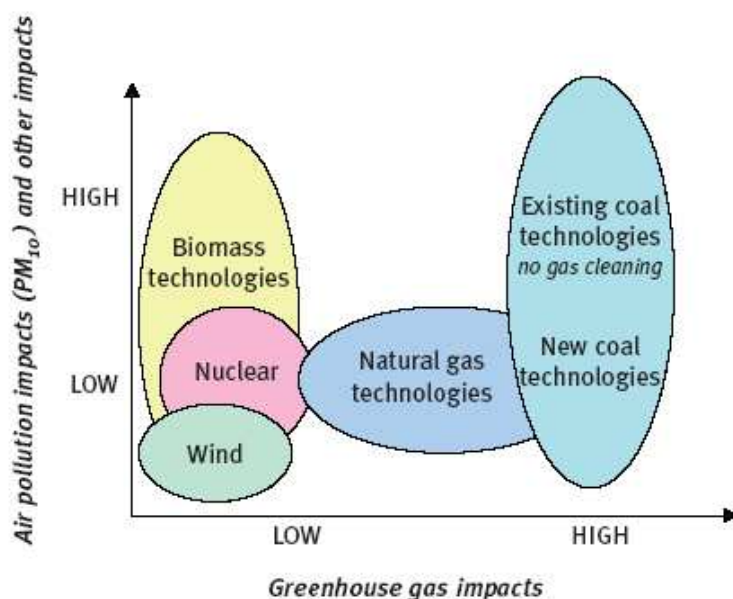


Figura 2.5 Resultados globais do projecto ExternE. (European Commission, 2003).

Em geral, tecnologias eólicas são amigas do ambiente no que diz respeito às emissões de poluentes, incluindo as emissões de gases de efeito estufa. No entanto, os resultados também indicam alguma variação dos custos externos atribuídos ao vento devido ao ruído ou impactos de outra utilidade, dependendo principalmente das condições locais de cada parque analisado. As tecnologias nucleares apresentam baixos níveis de emissões e geram baixos custos externos, mesmo considerando a baixa probabilidade de acidentes com elevadas consequências. Quanto à biomassa, devido ao grande número de tecnologias, a variação dos custos externos é elevada, embora em geral produzem emissões com efeito de estufa muito baixo em seu ciclo de vida. As tecnologias a gás são limpas, com relação aos poluentes clássicos (não incluindo gases com efeito de estufa), mas dependendo da eficiência da tecnologia podem ter impacto sobre as alterações climáticas devido às emissões de CO₂. As tecnologias a carvão geram elevadas emissões de CO₂, mesmo para tecnologias mais novas e eficientes. Antigas centrais a carvão são unidades altamente poluentes para cada tipo de poluente considerado (European Commission, 2003).

Para os combustíveis fósseis, a mudança climática global é questão fundamental que domina muito a política actual de energia. Para o combustível nuclear, consequências potencialmente grande de acidente, e impactos de longo prazo dos resíduos radioactivos são a chave para a decisão principal. A expansão das tecnologias de energias renováveis tem resultado na crescente oposição em certas parcelas da população local afectada por



conta de impactos de utilidade crescente. Os impactos potenciais sobre o ecossistema local a partir, por exemplo, centrais hidroeléctricas, parques eólicos *offshore* ou plantações de biomassa, em particular têm levantado objecções de grupos de interesse *verde* que tradicionalmente consideram tecnologias de energia renovável como alternativa viável em vez da energia nuclear (Krewitt, 2002). Os cálculos de Mirasgedis et al. (2000) indicam que a mortalidade associada com os efeitos da poluição do ar e os efeitos do aquecimento global são os componentes mais importantes das externalidades atribuídas a centrais de energia convencionais.

Para as centrais de energia a biomassa, os custos externos associados ao aquecimento global são considerados nulos e os impactos de alta prioridade são próximos aos identificados para as centrais a petróleo convencional. Quanto aos parques eólicos e centrais hidroeléctricas, o principal custo externo referem-se ao ruído e acidentes de trabalho.

Embora as fontes renováveis de energia são geralmente associados com menor impacto externo relativamente às centrais de energia que usam combustíveis fósseis, em particular o carvão, não são absolutamente livres de impacto. De facto, importantes impactos negativos foram estudados para as mais frequentes tecnologias de energias renováveis utilizadas.

Impactos da hidroeléctrica

Quanto ao sector hidroeléctrico, um grande número de vantagens ou impactos positivos pode ser descrito (Almeida et al., 2004; *US Department of Energy*¹⁴; *World Bank*¹⁵):

- Impactos energéticos, associado com: o valor económico da energia eléctrica e energia fornecida, benefícios económicos do potencial de reservas, unidade de resposta dinâmica dessas tecnologias e as emissões evitadas. Além disso, é uma fonte de energia doméstica e renovável. A REN (2006) salienta que elevados níveis de disponibilidade e flexibilidade de produção são duas grandes vantagens das centrais hidroeléctricas.

¹⁴ Consultar em http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/hydro_ad.html.

¹⁵ Consultar em <http://www.worldbank.org/html/fpd/em/hydro/ihd.stm>.



- Impactos dos recursos hídricos, associados ao contributo para irrigação, abastecimento de água e caudais ecológicos mínimos durante a estação de seca.
- Impactos de desenvolvimento socioeconómicos, associadas à criação de novas actividades relacionadas com o desporto ou turismo, geração de novos empregos e diversificação da economia. Também actividades agrícolas podem beneficiar-se de controlo de inundações e disponibilidade de água. A maioria das instalações hidroeléctricas é obrigada a fornecer acesso ao público ao reservatório para permitir-lhe oportunidades de exploração.

No entanto, algumas desvantagens importantes ou impactos negativos também são relatados na literatura (Almeida et al., 2004; *US Department of Energy*; *World Bank*; *International Rivers Network*¹⁶):

- Impactos ambientais, associados a perda de habitats e da biodiversidade, perda da quantidade de peixes, alterações da paisagem ou obstrução da movimentação de peixes migratórios. As barragens, também mudam o padrão de fluxo do rio, reduzindo o seu volume global e variações sazonais. Todas as partes da ecologia de um rio podem ser afectadas por mudanças em seu fluxo.
- Impactos energéticos. A capacidade de produção de electricidade é fortemente dependente das condições de chuva.
- Impactos socioeconómicos. Novas hidroeléctricas podem competir com outros usos da terra que podem ser mais valorizados do que a produção de electricidade. A população local pode perder o seu habitat e terras. As culturas locais e sítios históricos podem ser invadidos.
- Perdas de conveniência local. O ruído e a vibração devido a actividades de construção podem perturbar a vida selvagem local e as populações humanas vizinhas.

Uma descrição detalhada dos impactos das hidroeléctricas pode ser encontrada no *site* do Banco Mundial, juntamente com uma descrição das medidas de mitigação possível.

A *World Commission on Dams* (2001) apoia a ideia de que as barragens têm sido promovidas como meio importante para encontrar a água e as necessidades de energia e a longo prazo, estratégica de investimento com a capacidade de oferecer múltiplos

¹⁶ Consultar em <http://www.irm.org/index.php?id=basics/impacts.html>.



benefícios. O desenvolvimento regional, criação de empregos e promoção de uma base industrial com potencial exportador são frequentemente citados como benefícios.

No entanto, esses benefícios precisam ser pesados contra os impactos sociais e ambientais de grandes barragens. O enorme investimento necessário para construir grandes barragens, e seus enormes impactos social, ambiental e económico, torna-os em projectos altamente controversos.

Impactos da biomassa

A bioenergia é uma agregação heterogénea de diferentes materiais de alimentação, tecnologias de conversão e utilização fina de recursos energéticos. No contexto europeu, a biomassa é levado a incluir resíduos agrícolas e industriais, como potencial fonte de combustível para aquecimento e electricidade (McKay, 2006). Os principais impactos positivos e negativos das tecnologias de biomassa na literatura estão listados abaixo:

- Impactos ambientais. Como acontece com outras formas de combustão, a combustão a lenha emite poluentes atmosféricos. A quantidade e o tipo de poluentes dependem tanto do processo de combustão específico envolvido e sobre a extensão da queima controlada. Comparado com os combustíveis fósseis, as instalações de combustão alimentadas com resíduos florestais emitem níveis semelhantes de óxidos de azoto, mas significativamente menos dióxido de enxofre (Miranda; Hale, 2001).
- Impactos energéticos. Entre as fontes de energia renováveis, a biomassa é um dos poucos recursos cuja disponibilidade não depende de condições climáticas, variações sazonais ou diurna e pode ser armazenada, para uso sob procura (Thornley, 2006). Isso representa vantagem importante, permitindo a produção de electricidade de forma mais previsível. Além do mais, é fonte de energia doméstica, contribuindo para a diversificação da mistura de combustível e segurança de aprovisionamento.
- Impactos socioeconómicos. Os projectos de bioenergia envolvendo as culturas energéticas podem ter contributo significativo para a renda rural, ou aumento de emprego. As culturas energéticas podem levar a mudanças nos padrões de trabalho agrícola e dar contributos positivos para a diversificação da economia



rural (Thornley, 2006). Resultados de inquéritos sobre opinião pública local de um gaseificador de biomassa proposto no Reino Unido indicam que o potencial impacto sobre o emprego foi o benefício mais confirmado (Upham, Shackley, 2007).

As emissões dos transportes e infra-estrutura e requisitos associados da nova capacidade de biomassa podem resultar em reacção adversa a partir de segmentos da comunidade local (Thornley, 2006). Upreti (2004) apresenta alguns exemplos que demonstram que o grande obstáculo à promoção da energia da biomassa é a oposição da população local.

Em geral, as tecnologias de biomassa têm menos impactos ambientais em relação às fontes convencionais. Além do mais, trazem benefícios importantes para as populações rurais e contribuem para a segurança do fornecimento de electricidade. No entanto, ainda há importantes impactos locais que podem levantar questões e gerar oposição ao desenvolvimento de centrais a biomassa. Os efeitos das emissões de poluentes são uma grande preocupação com a perda da qualidade de vida causada pelo aumento do tráfego e da instalação da central.

Impactos da energia eólica

Estudos foram publicados abordando o impacto do desenvolvimento da energia eólica no ambiente, no desenvolvimento socioeconómico, sobre o funcionamento e a segurança do sistema de electricidade, bem como o custo final da energia fornecida.

Manwell et al. (2002) assinala que o desenvolvimento da energia eólica tem impactos positivos e negativos. No lado positivo, os autores destacam que a energia eólica é considerada geralmente favorável ao ambiente, quando comparada à centrais de produção convencional de electricidade em larga escala. No entanto, quanto mais as turbinas eólicas são instaladas, a importância de seus impactos negativos torna-se mais perceptível.

Os problemas mais citados para os parques eólicos são os impactos visuais e sonoros das turbinas eólicas na paisagem na opinião pública. Outras preocupações citadas incluem o impacto sobre as aves e animais selvagens e aspectos relacionados com a integração da energia eólica em redes eléctricas associadas à insegurança percebida,



elevado custo e baixa eficiência. Outros efeitos menos frequentemente relatados são as interferências electromagnéticas e uso da terra (Devine-Wright, 2005; Wolsink, 2007).

- **Interação aviaria com turbinas eólicas**

O desenvolvimento de parques eólicos pode afectar negativamente a avifauna devido a electrocussão e colisão de aves, mudança de hábitos de forrageamento, redução do habitat disponível e alteração na reprodução e nidificação. Aspectos positivos também podem derivar desta tecnologia, como a protecção de áreas, oferta de terras, caça e nidificação ou protecção de aves com caça indiscriminada (Manwell et al., 2002).

Não há consenso entre os especialistas sobre a importância dos impactos das centrais eólicas sobre pássaros. Conforme Travassos et al. (2005) e Fielding (2006) indicam que os estudos nesse campo estão longe de serem homogéneos. Os resultados dependem de questões como a localização dos parques eólicos, o tipo de aves analisadas, ou das condições meteorológicas. O relatório ExternE sobre energia eólica (*European Commission*, 1995) atribui prioridade média para este impacto e conclui que a existência de estudos europeus e experiência não fornecem evidências de impacto significativo para as colisões de aves nas turbinas. Em contrapartida, Drewitt e Langston (2006) concluem que, embora muitos dos estudos realizados ou são inconclusivos ou indicam que os efeitos não são significativos para uma determinada espécie de lugar e temporada, isso não deve ser usado como justificação para a avaliação ruim ou falta de desenvolvimentos futuros. Segundo esses autores, há relativamente poucos estudos que indicam impacto significativo que a localização inadequada de parques eólicos pode afectar negativamente as populações de aves selvagens.

- **Impacto visual das turbinas eólicas**

Instalações de energia eólica tem sido alvo de duras críticas, por ser um elemento novo e porque são, por vezes localizadas em lugares muito visíveis, a fim de explorar as condições do vento (Kaldellis et al., 2003). Os impactos da paisagem são por vezes agravados pelo facto de que os locais com bom recurso eólico estão precisamente nas áreas de sequeiro expostos que são valorizadas por suas qualidades cénicas, logo são ecologicamente sensíveis (Moran e Sherrington, 2007).



Autores como Bishop e Miller (2007), Manwell et al. (2002) e Kaldellis et al., (2003) concordam que uma das principais preocupações do público e um factor importante na determinação da oposição do público aos parques eólicos é o impacto visual. O projecto ExternE considera a intrusão visual de turbinas e equipamentos associados, tal como um impacto de alta prioridade em projectos de energia eólica (*European Commission, 1995*).

Em relação ao impacto visual das turbinas eólicas não estão bem estabelecidos e avaliação da paisagem é pouco subjectivo (Manwell et al., 2002). Bergmann et al. (2006) estudam sobre atitude das pessoas em relação às energias renováveis indica que o prazer estético de um projecto de energia eólica é uma questão controversa. Algumas pessoas sentem que os parques eólicos são agradáveis de observar e representa a energia renovável, enquanto outros considera-os intrusivos e um estrago visual na paisagem.

Wolsink (2007), analisou algumas obras sobre a atitude pública em favor da energia eólica, concluindo que a avaliação visual de impacto de energia eólica na paisagem é de longe o factor dominante para explicar por que alguns se opõem à aplicação de energia eólica, enquanto outros suportam. Devine-Wright (2005) apresenta a visão que, apesar da ênfase predominante da literatura sobre os impactos visuais das turbinas, há pouca evidência que as turbinas eólicas são universalmente percebidas como feias.

O ponto de vista sobre impacto visual da energia eólica na paisagem varia entre diferentes países e por isso a importância atribuída à estética de um parque eólico varia de país para país. Por outro lado, estudos no Reino Unido revelam que a preservação da paisagem valorizada motiva a maioria da oposição (ver, por exemplo TNS, 2003 ou Warren et al., 2005).

- Ruído das turbinas eólicas

Os níveis de ruído podem ser medidos, mas a percepção do público sobre o impacto do ruído das turbinas eólicas é muito subjectivo. O projeto ExternE atribui elevada prioridade a este impacto e apoia a ideia de que, embora as adaptações técnicas possam ser esperadas para reduzir o problema, a percepção pública sobre os efeitos do ruído da turbina eólica ainda pode ser significativa (*European Commission, 1995*).



Os parques eólicos podem ser construídos sem prejuízo significativo para a comodidade, desde que as turbinas sejam colocadas a uma distância suficiente das casas. Adequadas condições de planeamento são essenciais para minimizar esse impacto, mas como Manwell et al. (2002) observou, devido à grande variação na tolerância individual ao ruído, não há nenhuma maneira completamente satisfatória para prever as reacções desfavoráveis.

Ambos os ruídos mecânicos e aerodinâmicos produzidos por turbinas eólicas diminuem com a melhoria da tecnologia (Manwell et al., 2002; Moran e Sherrington, 2007). De acordo com Kaldellis et al. (2003), devido à actual produção a baixa velocidade de rotação. No entanto, estudos como Van den Berg (2004) demonstram que ainda não é uma questão insignificante. Este autor estudou os níveis de ruído de um parque eólico na Alemanha, onde os residentes a mais de 500 metros do parque reagiu fortemente ao ruído, enquanto os moradores até 1900 metros de distância expressam contrariedade. As principais conclusões foram que os níveis sonoros reais foram consideravelmente maiores do que o previsto, e que as turbinas eólicas podem produzir som com carácter impulsivo, aumentando ainda mais o incómodo.

2.5 Resumo e conclusões

A evolução humana está intimamente ligada à energia, desde o início dos tempos o homem vem conhecendo-a e procurando-a cada vez mais no meio ambiente. Passou a aproveitar e beneficiar-se com seus potenciais. Obteve assim, uma maior adaptação ao meio ambiente, que era muitas vezes hostil e conseqüentemente pouco habitado. Respeitando os meios e o conhecimento de cada período da evolução, o homem passou a ser soberano no meio ambiente, adquiriu com isso, uma responsabilidade muito maior, ao passo em que sobre o meio ambiente impôs sérias transformações para atender à sua evolução. Conforme foi evoluindo, a sociedade adquiriu poderes advindos da natureza e gradativamente aumentou seu poder sobre ela, necessitando preservar o meio ambiente para poder continuar sua evolução de forma saudável.

O homem primitivo descobriu primeiramente, os potenciais energéticos contidos em seu próprio corpo, recebia energia ao alimentar-se e ao descansar, consumia-a na locomoção e ao proteger de outros animais. O homem primitivo aprendeu a usar a energia contida



em seu corpo e assim dominar outras espécies e sobreviver em locais pouco pertinentes a raça humana. Passou a utilizar a energia contida nos animais que conseguia domesticar e com o tempo aprendeu a utilizar esse artifício para se locomover, passando de cavalos e carroças a comboios e aeronaves. Além do mais, descobriu o fogo e de acordo com Loftness (1984), a primeira descoberta do homem utilizando o fogo como energia foi para o cozimento de seus alimentos e para manter-se aquecido.

Com a descoberta do fogo e obviamente, o domínio sobre ele, passou a elaborar melhor seus alimentos, e a não depender exclusivamente do sol para obter iluminação. Usou ainda o fogo para se defender de outros animais ou de lugares perigosos que costumava habitar. Assim, observa-se claramente a capacidade que o homem teve desde a época primordial de adaptar-se ao meio em que vive. De acordo com as condições que lhe eram expostas, aprendeu a manejá-las de maneira que pudesse tirar maior proveito para si e para a sociedade. A partir do momento em que soube aproveitar-se dos benefícios que o fogo, como energia, lhe trazia, o homem conseguiu melhorar sua condição de vida, conseqüentemente, possibilitou-o desfrutar de maior conforto no seu dia-a-dia, vivendo dias melhores na sua comunidade.

Com o passar do tempo, diversas fontes energéticas foram sendo exploradas permitindo assim a evolução do homem e da sociedade, com esta evolução e a partir do momento em que o homem conseguiu disponibilizar a energia de uma forma abrangente a toda a sociedade. Actualmente dispõe-se de diversos potenciais energéticos e têm-se como principais fontes de energia, o petróleo, o carvão, fundamentais para que a sociedade evoluir até o presente momento, no entanto, existe grande preocupação com o uso indiscriminado, uma vez que atitudes de ontem já estão se reflectindo em muitas das condições em que nos encontramos.

A produção de energia e utilização têm inquestionáveis impactos ambientais, contribuindo significativamente para o efeito estufa e outras emissões poluentes. O uso de tecnologias mais eficientes, juntamente com a aplicação de políticas energéticas sustentáveis tem contribuído para uma redução geral da intensidade das emissões de CO₂ provenientes do consumo de energia, particularmente evidente na Europa. No entanto, o aumento global no consumo de energia com frequência compensa os benefícios ambientais obtidos, como foi descrito para o caso particular de Portugal.

A necessidade de energia renovável apelou à aplicação da legislação ambiental, onde o desempenho ambiental das actividades de produção de electricidade é linha prioritária de acção. Medidas importantes incluem a ratificação do Protocolo de Quioto e um grande



conjunto de directivas europeias: a promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis, criação do Esquema de Comércio de Emissões e na limitação das emissões das grandes instalações de combustão.

As energias renováveis têm, em geral menor volume de emissões do que as centrais térmicas convencionais, tornando-as fortemente favorecida pela regulamentação ambiental para o sector energético. No entanto, tecnologias de energias renováveis não estão livres de impactos negativos, embora a atitude pública em relação às energias renováveis seja geralmente positiva, a população local pode reagir de maneira negativa a projectos específicos. No caso particular da energia eólica, impactos sobre o ecossistema, perturbações sonoras (ruído) e impactos negativos na paisagem foram relatados.

Ao utilizar tecnologias de produção variável, como energia eólica para produzir electricidade difere da produção de electricidade por centrais de energia convencionais. As flutuações na produção de energia eólica ocorrem em padrão aleatório e tem que ser compensado pela produção escalonável em comparação às capacidades convencionais no sistema de produção (Rosen et al., 2007). Devido a isso, a energia eólica não funciona como poupança de combustível simples, pois não pode ser facilmente controlada e prevista com precisão (Olsina, 2007).

Para avaliar de maneira adequada os potenciais efeitos da energia eólica sobre o custo do sistema de produção de electricidade comparado com outros sistemas de produção já existentes deve-se levar em conta as economias de combustível e emissões evitadas. Tanto o valor de redução do CO₂ e dos custos adicionais atribuídos ao sistema depende das características do sistema eléctrico em análise. Como sublinha o relatório da EWEA (2005), o tamanho e a flexibilidade inerentes ao sistema energético são aspectos cruciais que determinam a capacidade do sistema de acomodar grande quantidade de energia eólica.

Holttinen e Hirvonen (2005) concluem que a energia eólica contribui para a redução do uso final de combustíveis fósseis das emissões, mas, em elevados níveis de penetração, um sistema ideal pode exigir mudanças no *mix* de capacidade convencional. Também Rosen et al. (2007) ressalta que uma escala crescente das flutuações é um fenómeno desafiador e os efeitos resultantes não podem ser ignorados, nem no funcionamento do sistema de energia, nem no planeamento de longo prazo na expansão da energia eólica. Variações de energia eólica vão afectar o agendamento de centrais de energia convencional para uma medida que depende de previsão, bem como sobre a flexibilidade



dos produtores de energia convencional na área geográfica do sistema em análise (EWEA, 2005).

Embora os possíveis impactos da energia eólica não devem ser negligenciados, é importante reconhecer que os sistemas de energia sem o vento também têm variabilidade significativa (Dragoon e Milligan, 2003). Assim EWEA (2005) lembra que tanto oferta e procura de electricidade são variáveis e a variabilidade da energia eólica possa ser prevista, em grande medida. Quanto aos possíveis impactos negativos, associados com a irritação do ruído, a intrusão da paisagem e perturbação dos ecossistemas, sua magnitude é específica ao aspecto local. A instalação de turbinas eólicas é uma questão crucial na determinação do nível do impacto (Manwell et al., 2002; *European Commission*, 1995).

Em geral, a energia eólica pode dar importante contributo para a redução do consumo de combustíveis fósseis e cumprir os compromissos ambientais internacionais. No entanto, a capacidade de interligação, a combinação da capacidade existente de produção e características do sistema de energia eólica para ter efeito significativo sobre a forma como a variável produção é assimilada pelo sistema e sobre a extensão desse contributo para atender às necessidades da sociedade moderna.

A extensão deste contributo merece ser avaliada em termos económicos através de métodos de avaliação económico-financeiro para estes projectos, bem como seus custos, no intuito de garantir a correcta inserção da energia eólica para atender às necessidades energéticas actuais e futuras. Estes métodos são apresentados e analisados no capítulo 3, a seguir.



Capítulo 3

3 Modelos de avaliação económica de projectos e custos

3.1 Introdução

As oportunidades para usar o sol, o vento, a água, a madeira como fontes energéticas são inúmeras. As energias renováveis são fontes de energias naturalmente reconstituídas em período relativamente curto e geradas por processos naturais. Enquanto que as fontes convencionais de energia são esgotáveis (em dimensões de tempo humano).

Cada caso é preciso ser avaliado o projecto do ponto de vista económico. Se a energia produzida apresentar custo elevado em relação às fontes clássicas, o uso da nova tecnologia fica desacreditado pelos consumidores finais (e atrás dela a opinião pública). Quando são possíveis diferentes soluções técnicas ou quando se oferecem várias oportunidades de investimento é necessário avaliar os projectos para decidir qual ou quais deverão ser executados. Este capítulo trata sobre as avaliações económicas e financeiras para projectos de energia renovável.

Os projectos de energia renovável podem ser de tamanhos diferentes e podem estender-se por diferentes horizontes temporais. Mas sempre envolvem recursos técnicos, financeiros e humanos que devem ser combinados para criar o resultado esperado. Os projectos de energias renováveis compartilham as características típicas de todos os demais projectos (Cleland, 1991):

1. O projecto tem início e fim que determinam a "vida do projecto" o que diferencia de outras actividades de natureza permanente nas organizações existentes ou empresas (que podem estar envolvidos no projecto).
2. Os recursos financeiros e humanos disponíveis para a implementação do projecto são limitados (normalmente pré-determinado no início do projecto).



3. O projecto constitui um conjunto de tarefas e acções que encontram-se separadas de outras actividades realizadas pelas partes envolvidas em uma base de repetição ("o trabalho do dia-a-dia").

O projecto necessita de organização específica que una todas as partes envolvidas em conjunto, independentemente de outros (existentes permanentemente) vínculos organizacionais ou das fronteiras relacionais entre as partes envolvidas, conforme apresentado na Figura 3.1.

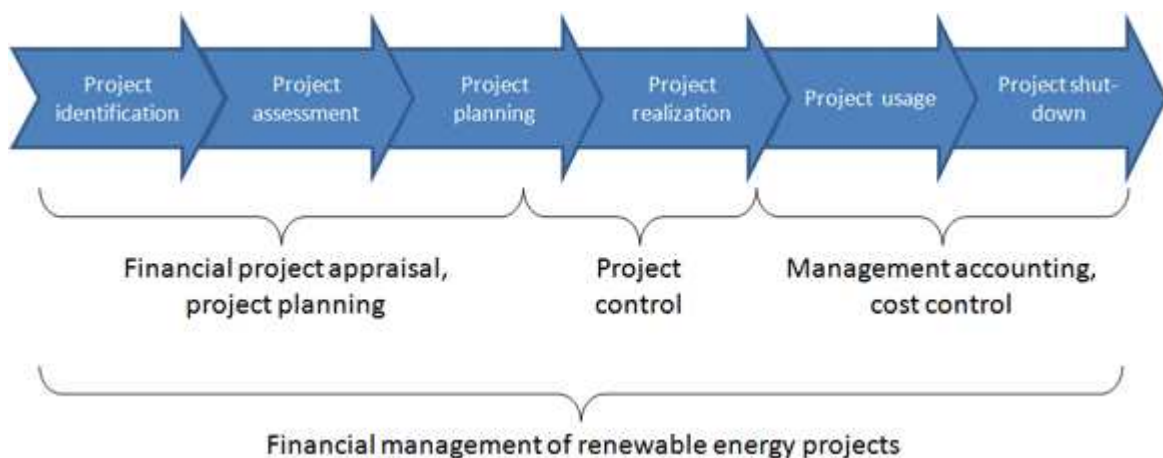


Figura 3.1 Processo de avaliação e gestão financeira de projectos de energias renováveis (NREL, 1995).

A avaliação de investimento mede a atractividade de investimento ou projecto potencial (aqui mais especificamente: um projecto de energia renovável, energia eólica *onshore*) para o investidor e/ou gestor. Um projecto é atractivo, se as consequências do mesmo levarem a resultado esperado atraente do ponto de vista económico-financeiro por parte do investidor (Lapponi, 2000).

Este capítulo trata dos principais métodos de avaliação económica aplicados à economia da energia com a discussão dos temas que mais interessam aos economistas, engenheiros e demais profissionais ligados a análise de viabilidade económica e financeira de investimentos em centrais de produção descentralizada de energia eléctrica. Todavia o assunto é importante: a viabilidade económico-financeira dos empreendimentos é condição necessária para a progressiva implantação de novas tecnologias de energia se faça de modo sólido e convincente.



3.2 Classificação das categorias de custos

3.2.1 Estrutura de custos da energia eólica onshore

Embora não se tenha feito nenhuma distinção entre diferentes tecnologias em energias renováveis, a estrutura de custos de um projecto de energia renovável é dependente da tecnologia utilizada. As "*Energias Renováveis*" abrange um conjunto de diversas tecnologias que vão desde pequenas soluções fotovoltaicas para coberturas individuais de casas a grandes parques eólicos *onshore* e *offshore*.

Conforme definido em 1.4.2 (objectivos da dissertação) e 1.5.2 (relação das variáveis e fronteira de estudo) desta dissertação, são caracterizados apenas custos relacionados à energia eólica *onshore*, feito análise desde a produção até a ligação à rede eléctrica de distribuição.

A seguir os elementos de custo principais para energia eólica *onshore* são apresentados e brevemente descritos (ver Tabela 3.1). A ênfase está na descrição desses elementos não em valores exactos. Os valores de custo são dependentes de circunstâncias de projectos individuais e alteram-se a ritmo acelerado, devido a avanços tecnológicos e de economias de escala. Os principais elementos de custo revelam-se bastante estáveis na natureza tecnológica particular dos projectos de produção de electricidade a partir da energia eólica, portanto, deve-se estar familiarizado com eles, a fim de fazer uma avaliação completa e consistente de atractividade do projecto (NREL, 1995; Harrison & Jenkins, 1993; Kaltschmitt et al., 2007).

Em função da natureza e reflexo do comportamento do custo final da energia produzida por parque eólico, os elementos típicos de custos são agrupadas por categoria de custos. A enumeração não tende a ser exaustiva, pois para energia eólica, pela experiencia e maturidade tecnológica já se torna fácil a identificação destes custos. É importante esta classificação da estrutura de custos para facilitar as análises económicas e financeiras destes projectos (EWEA, 2009; Moran, Sherrington, 2007).



Uma central de produção de electricidade a partir da energia eólica usa o princípio da conversão da energia cinética¹⁷ contida nas massas de ar que fluem ("vento") em energia eléctrica. O conversor de energia eólica é constituído por torre equipada com rotor e pás (conceito de "moinho de vento") ligado ao gerador eléctrico que converte energia mecânica de rotação em energia eléctrica. A energia eólica pode ser usada tanto para sistema conectado a rede eléctrica (geralmente "parques eólicos"), bem como para aplicações independentes da rede eléctrica (Heier, 1998; Jenkins et al., 2001; Walker John F. et al., 1997).

Segundo a IEA (1991); NREL (1995) e RETScreen® *International Clean Energy Project Analysis Software*, (2008), os elementos individuais de custos de projecto de energia eólica para produção de electricidade podem ser agrupados em quatro categorias de custos distintos (custo de investimento, custo operacional, custos de manutenção e custo financeiro).

Tabela 3.1 Classificação dos custos em categorias para projectos de energia eólica

Custo de investimento:	Também chamado de " <i>custo de capital</i> " ou " <i>investimento inicial</i> ", este grupo de custos reflectem todos os elementos de custos que ocorrem somente uma vez no início do projecto. Custo de investimento inclui custo de aquisição e instalação de equipamentos, preparação do local, aquisição de permissões ou licenças necessárias, planeamento e consultoria profissional necessários, conexão do parque eólico ao sistema de rede eléctrica ou construção de redes públicas.
Custo operacional:	Refere-se aos elementos de custo que ocorrem durante modo de funcionamento regular do sistema após ter sido colocado em produção. O custo operacional pode ser custo das matérias-primas ou para pessoal operacional, também pagamentos de impostos e seguros, arrendamento de terras, ou custo para fornecimento de energia para a rede pública (taxa de acesso). Parte do custo de operações é independente da utilização da capacidade instalada do sistema de produção, ou seja, são fixos. Outros custos operacionais variam de acordo com a carga fornecida à rede eléctrica. A divisão entre custo operacional fixo e variável difere entre as tecnologias de energia renovável. A relação do custo operacional fixo para as receitas (por período) é chamada de "auto-financiamento do projecto". Em sistema com auto-financiamento do projecto utiliza-se uma maior proporção de receitas que em sistema

¹⁷ Na Física, o princípio da conversão energia cinética é a quantidade de trabalho que deve realizada sobre um objecto para modificar sua velocidade (seja a partir do repouso - velocidade zero - seja a partir de uma velocidade inicial). Para um objecto de massa m a velocidade v a energia cinética, em um instante de tempo, é calculada como: $E_C = \frac{mv^2}{2}$. (Rosa, Aldo

V. da. *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, 2nd Edition, UK, Elsevier, 2009).



	com baixo auto-financiamento. O auto-financiamento do projecto reduz a flexibilidade do custo do sistema na fase operacional.
Custo de manutenção:	Inclui todos elementos de custo que ocorrem, a fim de manter ou garantir a capacidade produtiva (disponibilidade operacional do sistema). Podendo ser conseguido através de medidas preventivas de manutenção (verificação do sistema antes de ser avariado) ou de reparação (arranjos no sistema depois que foi avariado). Medidas de manutenção podem ser pequenas e frequentes (substituição de componentes pequenos, como filtros de ar e lâmpadas, procedimentos de verificação periódica), ou grandes e não frequentes (reparação não programadas de danos significativos, troca de componentes principais).
Custo financeiro:	Nesta categoria de custos são incluídos todos os gastos financeiros causados por operações de financiamento no âmbito da vida útil do projecto. O elemento de custo mais importante é o pagamento de juros aos financiadores do projecto. Outros elementos de custos típicos são decorrentes de operações bancárias para aquisição de capital de risco, construção de consórcio, custo das garantias financeiras. O custo financeiro pode ser elementos de custo relacionados a um período específico durante a vida do projecto (semelhante ao custo de capital) ou elementos de custos recorrentes (semelhante ao custo operacional). Diferenciam-se dos custos de capital e de operações, uma vez que não são decorrentes de características técnicas ou operacionais do projecto, mas são influenciados pela natureza do financiamento.

Fontes: IEA, 1991; NREL, 1995; RETScreen® *International Clean Energy Project Analysis Software*, 2008.

É importante diferenciar custos do parque eólico, em termos de capacidade instalada (total dos custos de capital e custos variáveis) e custo da energia eólica por kWh produzido. Os custos de combustível para parque eólico são de custo zero. Esta é a fundamental diferença entre electricidade produzida por energia eólica e demais opções de produção de energia eléctrica convencional. Por exemplo, em uma central de energia a gás natural tem-se de 40 a 60% dos custos relacionados ao combustível e O&M, em comparação com cerca de 10% para parque eólico *onshore*. Por outro lado, o facto dos projectos de energia eólica requerer substancial investimento de capital afecta a viabilidade financeira dos projectos. Tornam-se essenciais ao investidor ou gestor ter maioria dos fundos necessário no momento que o parque eólico for construído. Para se ter acesso ao restante do capital financiado em boas condições de reembolso. Alguns projectos não podem ser executados devido ao financiamento necessário durante esta



fase inicial, embora, ao longo do tempo, possa tornar-se uma opção menos onerosa (Blanco, 2009; Harper et al., 2007).

A grande vantagem da energia eólica após o processo de instalação e com medições de vento calculadas correctamente, o custo de produção dessa tecnologia é previsível, o que reduz o risco geral para a empresa de energia. O custo de capital para projectos de energia eólica *offshore* é mais elevado do que para projectos de energia eólica *onshore* (Neij, 1999). O custo mais elevado é devido ao aumento de inversões (fundações da torre no fundo do mar) e custos de transporte, por outro lado a necessidade de alta confiabilidade e baixa rotina de manutenção (acessibilidade reduzida do parque eólico). A protecção adicional às instalações físicas com mais eficácia contra corrosão e acúmulos de materiais marítimos prejudiciais é necessária para instalações *offshore*. Todos estes factores direccionam os investimentos iniciais (Bergmann et al., 2006; EWEA, 2009; NREL; 1995).

A energia eólica é uma tecnologia de capital intensivo, de maneira que maiorias das saídas de caixa ocorrem nesta fase. O custo de capital pode chegar a 80% do custo total do projecto durante a sua vida útil, com variações entre modelos, mercados e locais. A turbina eólica constitui o componente de maior custo, seguido de ligação à rede. Mesmo após mais de duas décadas de reduções constantes, o custo de capital de um projecto de energia eólica tem aumentado cerca de 20% nos últimos três anos. Os resultados mostram que estão na faixa de 1100-1400 €/kW para projectos novos na Europa. Os custos são mais pequenos em alguns mercados emergentes, especialmente para China e Estados Unidos da América. Há também variações na União Europeia (Milborrow, 2008; DTI, 2007a; Blanco, 2009).

A Figura 3.2 ilustra a complexidade dos sub-componentes que compõem uma turbina eólica, e ajuda a explicar porque esses são elementos de custos mais elevados do investimento inicial. Observe que o valor refere-se ao tamanho excepcionalmente grande no mercado actual (5 MW, em oposição às máquinas 2-3 MW que estão sendo instalados na maioria dos parques eólicos *onshore*). O peso relativo dos sub-componentes varia dependendo do modelo. Outros elementos de custo, além da turbina eólica, são necessários no início do projecto e representam cerca de 18 a 32% do custo de capital total para projectos de energia eólica *onshore*.

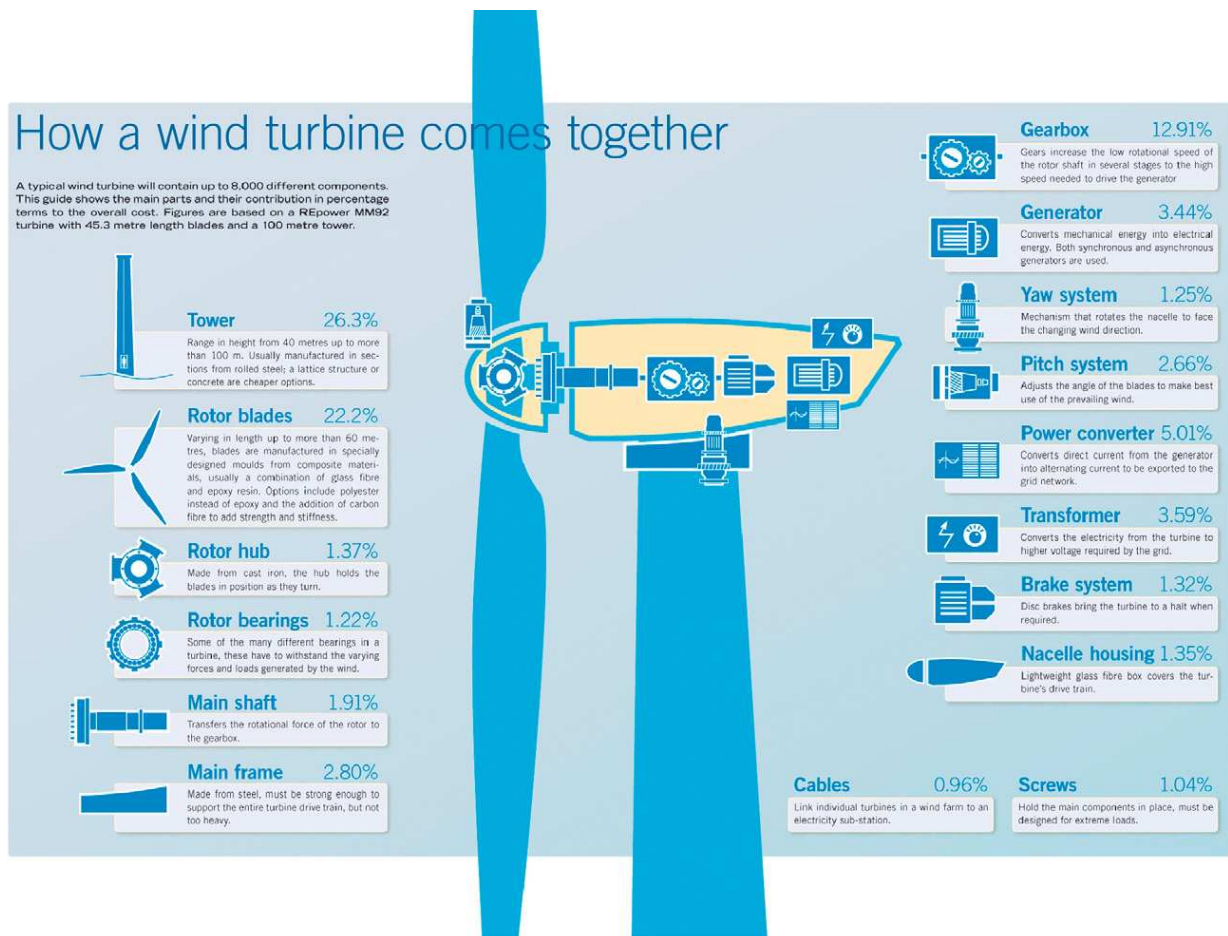


Figura 3.2 Exemplo dos principais componentes de turbina eólica onshore com distribuição do custo global da 5 MW REpower (Blanco, 2009).

Os custos variáveis de produção em projectos de energia eólica estão directamente relacionados ao custo anual de operações e manutenção (O&M) que são relativamente elevados, representando 5 a 8% do investimento inicial (custo de capital). O custo de O&M é particularmente elevado em sistemas *offshore*. Uma característica distinta da energia eólica é a importância do custo do seguro devido ao aumento do risco de danos aos equipamentos, paralisação e prejuízos a terceiros. A energia eólica (em particular parques eólicos *offshore*) também pode implicar custos de reparação consideráveis. Embora o tempo de vida global do projecto possa ser de 20-25 anos, as grandes reparações podem ser necessárias após 10 anos de funcionamento do parque eólico (Milborrow, 2008; IEA, 1991; ECN, 2010).

Actualmente, uma das prioridades dos fabricantes de turbinas eólicas é reduzir os custos variáveis, principalmente aqueles relacionados à operações e manutenção (O&M), através do desenvolvimento de novos projectos de turbinas eólicas que necessitam



menos visitas de serviço, resultando em maior produtividade da turbina. É importante notar que o tempo de inactividade das turbinas seja inferior a 2% ao ano (NREL, 2008; Sevilgen et al., 2005).

Segundo *British Energy Wind Energy Association* (2006), *Asociación Empresarial Eólica* (2006); Morthoest (2007); Milborrow (2008); DTI (2007a), um nível prudente de custos variáveis seria entre 1 a 2 c€/kWh durante a vida útil da turbina eólica. O que significaria entre 10 a 20% dos custos totais (cerca de 10% em apenas actividades de O&M). Como acontece com outras categorias de custos, os percentuais são apenas indicativos.

Finalmente, o desenvolvimento futuro dos custos variáveis, deve-se ter cuidado ao interpretar resultados apresentados previamente. Em primeiro lugar, as turbinas eólicas apresentam economias de escala em termos de redução do investimento por kW com aumento da capacidade das turbinas, economias de escala semelhantes podem acontecer com O&M. Em segundo lugar, turbinas eólicas novas e maiores reduziram os requisitos de O&M em relação às turbinas mais antigas e mais pequenas. Outros custos, incluindo substituição de componentes, monitorização e seguros podem aumentar, devido ao incremento no custo dos materiais e maiores riscos associados com alguns modelos de turbinas eólicas de grandes capacidades (Blanco, 2009; IEA, 1991).

O recurso eólico local é o factor mais importante que afecta a rentabilidade dos investimentos em energia eólica e também explica a maioria das diferenças no custo por kWh entre os países e projectos. As turbinas eólicas são inúteis sem recurso eólico adequado. A localização individual correcta de cada turbina eólica é crucial para a economia de qualquer projecto de energia eólica. De facto, é amplamente reconhecido que durante a fase inicial da indústria eólica moderna (1975-1985), o desenvolvimento da *European Wind Atlas Methodology*¹⁸ foi mais importante para ganhos de produtividade que avanços no *design* nas turbinas eólicas (Troen e Petersen, 1989).

O tamanho e características das turbinas estão adaptadas de acordo com o regime de ventos observado, estando localizados após cuidadosa modelagem computacional, baseado na topografia do local e medições de meteorologia. O número médio de horas de plena carga oscila de local para local e de país para país¹⁹. O intervalo indicado para instalações de parques eólicos *onshore* vai de 1700-3000 h/ano (média de 2342 em Espanha, 2300 na Dinamarca e em 2600 no Reino Unido, para dar alguns exemplos a

¹⁸ A Metodologia do Atlas Eólico Europeu desenvolvida por Erik Petersen e Lundtang Troen Erik que foi posteriormente formalizada no WASP software para avaliação de recursos eólicos por *Risø National Laboratory*, na Dinamarca. Para mais informações, ver em <http://www.wasp.dk/>.

¹⁹ As horas de carga total são calculados como média anual de produção da turbina eólica, dividido pela potência nominal.



nível europeu). Em geral, bons sítios são primeiros a serem explorados, embora possam ser localizados em áreas de difíceis acessos (*European Commission, 2007*).

A teórica produção de energia, com base nas curvas de potência das turbinas eólicas e regime de ventos estimados, é reduzida por uma série de factores, como perdas na matriz de produção (ocorrem devido às turbinas eólicas sombrearem umas as outras dentro do parque eólico), perdas por sujidade ou congelamento nas pás, perdas por atrito mecânico, perdas eléctricas em transformadores e cabeamento e tempo de paragem das turbinas eólicas para manutenção agendada ou por falha técnica. A produção líquida de energia geralmente é estimada em 10-15% abaixo do cálculo de energia com base nas curvas de potências das turbinas eólicas (*Jonathan B. Welch & Anand Venkateswaran, 2009; Blanco, 2009*).

As turbinas eólicas são projectadas para gerarem máxima potência a determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento. A velocidade é ajustada de acordo com regime de ventos do local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s²⁰. Pela mesma razão, para valores superiores à velocidade do vento nominal não é económico aumentar a potência, pois obrigaria a maiores dimensões de todos os equipamentos com correspondente aumento no investimento inicial, do qual apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano, assim, a turbina é regulada para, acima da velocidade nominal do vento e funcionar a potência constante, provocando-se, artificialmente diminuição no rendimento da conversão (*A-Hamid Marafia, Hamdy Ashour, 2003; Newnan & Jerome, 1998; Heier, 1998*).

Quando a velocidade do vento se torna perigosamente elevada (superior a cerca de 25–30 m/s), a turbina é desligada por razões de segurança (as cargas aerodinâmicas crescem com o quadrado da velocidade do vento). Nas actuais turbinas eólicas a adaptação do regime de produção à velocidade do vento a cada instante faz-se pelo ajuste programado do ângulo de ataque das pás (controlo passo) e através de conjunto de soluções mecânicas ou eléctricas que se tem em certos casos, associados a soluções electrónicas de controlo de potência, bem como pelo controlo da velocidade de rotação. Todavia, em determinadas situações, limita-se a potência de funcionamento do aerogerador (*Jenkins et al., 2001; Rosa, 2009*).

²⁰ De acordo com *The International System of Units (SI) 2008 Edition*, 1 m/s equivale a 3,6 km/h. Disponível em http://www.bipm.org/utis/common/pdf/si_brochure_8_en.pdf.



Uma variedade de modelos que analisam a tendência dos custos de longo prazo da energia eólica e outras energias renováveis, foram desenvolvidos ao longo da última década, muitos apoiados pela União Europeia²¹. A *European Commission* (2007), em *2007 Strategic Energy Review* apresenta um conjunto de principais resultados, como parte da avaliação de impacto sobre as energias renováveis. O que mostra que o custo de capital da energia eólica deverá cair para cerca de 826 €/kW em 2020, 788 €/kW em 2030 e 762 €/kW em 2050. Um padrão semelhante é esperado para a energia eólica *offshore*, conforme apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Tendências do custo de capital assumido pelo projecto PRIMES para energia eólica

	€/kW em 2020	€/kW em 2030	€/kW em 2040	€/kW em 2050
<i>Onshore</i>	826	788	770	762
<i>Offshore</i>	1274	1206	1175	1161

Fonte: *European Commission*, 2007; Blanco, 2009.

Da mesma forma, *British Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* (DTI, 2007b) encomendou um estudo realizado pela Ernst & Young para analisar custos presentes e futuros das tecnologias renováveis. Para energia eólica *onshore* e *offshore* prevêem tendência ascendente até 2010. Esta será seguida por diminuição, uma vez que pontos de estrangulamento da cadeia de abastecimento sejam resolvidos.

Usando custos específicos de energia como base (custo por kWh produzido), os índices de progresso estimado nas publicações especializadas estão entre 0,83-0,91, correspondendo a taxas de aprendizagem de 0,17 a 0,09. Então, quando a capacidade total instalada de energia eólica duplica, os custos por kWh produzido para novas turbinas decrescem entre 9 a 17%. O recente estudo realizado pelo DTI (2007b) considera que a redução de custos em 10% quando a capacidade total instalada duplica. Nas Tabelas 3.3 e 3.4, tem-se resumo dos custos de capital, produção de energia e custos variáveis com respectivos estudos e valores.

²¹ Por exemplo, TEEM, SAPIENT, SAPIENTIA, CASCADE-MINTS, co-financiado pelo DG Research.



Tabela 3.3 Resumo das principais fontes de informação para identificar custos de capital e custos de produção de energia eólica

Estudo	Custo de capital por kW instalado	Custo por kWh
Morthoest (2007; 2004)	900€ a 1175€	n.a
Milborrow (2006)	869€ a 1559 €/kW	n.a
Intermoney-AEE (2006)	971.67€ a 1175.10 €/kW	n.a
EER for Vestas (2007)	1050 €/kW a 1350 €/kW	n.a
BWEA (2006)	1520€/kW	n.a
IEA (2005) custos projectados de produção de electricidade, actualização 2005, publicações da IEA	1000–1600 US\$/kW <i>onshore</i> (850–1360€) e 1600–2600 US\$/kW <i>offshore</i> .	n.a.
IEA (2007) relatório anual, dados fornecidos pelos Governos	1365€/kW no Canada; 979€/kW na Dinamarca; 1289€/kW na Alemanha; 1050€/kW na Grécia; 1200€/kW na Itália; 1209€/kW no Japão; 1088€/kW no México; 1100€/kW na Holanda; 1216€/kW na Noruega; 1170€/kW em Portugal; 1220€/kW na Espanha; 1242€/kW na Suíça; 1261€/kW no Reino Unido; 1121€/kW nos EUA.	n.a.
UKERC (2007)	n.a.	5.9 c€/kWh com desvio padrão de 2.5 c€/kWh
DTI (2007a)	1633€/kW (cenário médio); 1850€/kW (cenário alto); 1422€/kW (cenário baixo).	9.3–11.5 c€/kWh (alto e baixo cenário)
DTI (2007b)	n.a.	8.1 c€/kWh to 15.9 c€/kWh
Bano, Lorenzoni para APER (2007)	1400 €/kW	9.4 c€/kWh
Wiser, Bolinger para US DOE (2007)	1480 US\$/kW (1200€/kW, aproximadamente) em projectos de 2006; 1680 US\$/kW (1428€/kW) proposto em 2007	n.a.

Fonte: Blanco, 2009.



Tabela 3.4 Resumo das principais fontes de informação para identificar custos variáveis na produção de energia eólica

Estudo	Custos de O&M	Outros custos variáveis
Morthoest (2007; 2004)	1.2 a 1.5c€/kWh	n.a (não é dado)
Milborrow (2006)	15 a 40c€/kW; 1 a 1.5c€/kWh	n.a (não é claro)
Intermoney-AEE (2006)	1.02c€/kWh	1.03 c€/kWh
EER for Vestas (2007)	2.5 a 4c€/kWh; 0.25 a 0.40c€/kWh	n.a
BWEA (2006)	23.25c€/MWh	n.a
IEA (2005)	12.50 a 33.8c€/kW	n.a.
DTI (2007b)	61.5c€/kW	n.a.
Bano, Lorenzoni para APER (2007)	1.8c€/kWh	n.a.
Wiser, Bolinger para US DOE (2007)	Dados parciais; 0.68c€/kWh para projectos mais recentes; 1.7 c€/kWh para projectos mais antigos.	n.a.

Fonte: Blanco, 2009.

3.3 Modelos de avaliação económica

3.3.1 Fundamentos de avaliação económica de projectos

Um "investimento" no sentido mais amplo é qualquer ocasião onde recursos financeiros (capital) são colocados para fins produtivos. O capital pode, assim, ser investido no desenvolvimento de novo produto, aquisição de empresa concorrente ou para construção de nova central de produção de energia eléctrica. Num sentido mais restrito, um investimento é limitado aos casos onde os recursos financeiros são aplicados para adquirir ou construir bens de capital tangível ("custo de capital"). A compra de títulos do governo (investimentos financeiros) ou financiamento de projecto de desenvolvimento de novos produtos (investimento incorpóreo) não se caracterizam como investimento neste sentido. Projectos de energia renovável são normalmente investimentos intensivos em capital, como já referimos anteriormente (Damodaran, 2001; Alexander; Sharpe; Bailey, 1993).



Os investimentos têm consequências importantes para o investidor, pois uma quantidade considerável de capital é necessária e está ligado a longo tempo e não disponível para outros fins, igualmente atraentes, se aplicado (tempo da operação ou vida do projecto). As consequências de uma decisão errada de investimento podem ser grandes e por em perigo o investidor. É natural que as decisões de investimento sejam precedidas por longas e extensas análises de atractividade do potencial investimento. As análises de atractividade de investimento são chamadas de "*avaliação económica de investimento*" (Dixit e Pindyck, 1995).

Para definição adequada ao custo de oportunidade de investimento (taxa de desconto ou custo de capital), o custo de capital é uma medida adequada para taxa de desconto a ser aplicada na avaliação económica de projectos. Nota-se que na prática de negócios, muitas vezes usa-se o custo médio de capital (medida em todas as formas actualmente utilizadas de capitais). A medida mais adequada seria o custo marginal do capital (custo de capital adicional empregado no investimento em análise). O custo marginal e custo médio não são iguais. No entanto, a medida mais comum é o "*Custo Médio Ponderado de Capital*" ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). É calculado pela seguinte forma (Damodaran, 2001):

$$r_{WACC} = (1 - W_D)r_E + W_D r_D (1 - t) \quad (3.1)$$

onde:

$r_{WACC} \equiv$ *Weighted Average Cost of Capital* (custo médio ponderado de capital, em percentual)

$W_D^{22} \equiv$ *Capital Structure* (estrutura de capital, em valores decimais)

$r_E \equiv$ *Equit cost* (custo de capital próprio, em valores decimais)

$r_D \equiv$ *Debt cost before tax* (custo de capital alheio antes dos impostos, em valores decimais)

$t \equiv$ *taxes* (quota de impostos, em valores decimais)

²² Os activos de um projecto são financiados por capitais alheios (*Debt*) e pelo capital próprio (*Equity*). O WACC permite cálculo da média ponderada dos custos das fontes de financiamento, em que o peso de cada é considerado em cada situação de financiamento. Este peso é definido pela relação $W_D = \frac{Equity}{(Equity + Debt)}$.



A taxa de juros para capital de empréstimo é simples (pois sabe-se a partir do pagamento de juros aos credores). A taxa de juros a ser aplicada para capital próprio é menos óbvia. Na teoria de finanças sugere métodos alternativos para estimar o custo do capital próprio, o mais proeminente são métodos de custo de oportunidade, métodos baseados em fluxo de caixa descontado (DCF - *Discounted Cash Flows*) e métodos baseados no modelo de precificação de activos de capital (CAPM - *Capital Asset Pricing Model*). Ambas abordagens têm desvantagem pois são aplicáveis nos mercados de capitais abertos (venda de acções através de bolsas de valores). Nestes casos, a abordagem do custo de oportunidade terá que ser tomada, quando o investidor está a avaliar opções alternativas de investimento com capital próprio e/ou alheio para o retorno esperado do investimento como "custo de capital próprio" para o projecto previsto.

Uma análise ou avaliação económica de investimento envolve actividades realizadas antes de uma decisão de investimento a fim de avaliar o potencial de atracção de investimento por parte do investidor. Estas avaliações podem ser limitadas a parâmetros puramente monetários, o que na maioria das vezes incluem também parâmetros não-monetários (NREL, 1995). Nesta dissertação só são discutidos as avaliações económicas de investimento em projectos de energia renovável específicos para projectos de produção de electricidade a partir de parques eólicos *onshore*, a fim de atender aos objectivos desta dissertação.

3.3.1.1 Tempo de retorno simples (*Simple Payback*)

O tempo de retorno simples, ou *Simple Payback* (SPB) é definido como o tempo (número de períodos) necessário para o fluxo de caixa²³ do projecto refinar o investimento inicial. Dito de outro modo, SPB é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, através de fluxos de caixa positivos do projecto. Antes desse momento, o projecto não recuperou todo investimento inicial, ou seja, pelo menos parte do capital investido ainda está em risco (em caso de fracasso do projecto).

²³ Em Finanças, fluxo de caixa (designado em inglês por "*cash flow*"), refere-se ao montante de caixa recebido e gasto por uma empresa durante um período, algumas vezes ligado a um projecto específico. Existem dois tipos de fluxos: - *outflow*, de saída, que representa as saídas de caixa, subjacentes aos custos de investimento. - *inflow*, de entrada, que é o resultado do investimento. O valor que contrabalança com as saídas e traduz-se num aumento de vendas ou representa redução de custo de produção, entre outros. (Brealey e Myers. *Princípios de Finanças Empresariais*. Lisboa, McGraw-Hill, 5a ed., 1997).



O SPB é usado como medida de risco do projecto: quanto maior o tempo de retorno, maior será o risco para o investidor, porque (em parte) o capital investido poderá não ser recuperado. Em um projecto típico, o fluxo de caixa negativo no início do projecto (investimento inicial) é seguido por fluxos de caixa positivos (retorno) nos períodos seguintes. Matematicamente, SPB pode ser expresso como o menor t que satisfaz a condição:

$$(Ci - Co)_{1+} (Ci - Co)_{2+...+} (Ci - Co)_t = \sum (Ci - Co)_t \geq Co_0 \quad (3.2)$$

onde:

$Ci \equiv$ Cash inflows (entrada de caixa, em \$)

$Co \equiv$ Cash outflows (saída de caixa, em \$)

$Co_0 \equiv$ Initial Investment (Investimento inicial no período 0, em \$)

$t \equiv$ Number of analysis periods (número de períodos analisados, em anos)

Uma vez que t é um número inteiro cuja soma (equação 3.4) provavelmente seja menor ou maior do que o investimento inicial (Co_0), mas não exactamente igual ao Co_0 . O valor (decimal) exacto do SPB (quando a soma corresponde exactamente ao investimento inicial) pode ser calculado por aproximação linear ao utilizar a seguinte fórmula (Brealey e Myers, 1997):

$$t' = t - \sum (Ci - Co)_t \times \frac{1}{\sum (Ci - Co)_{t+1} - \sum (Ci - Co)_t} \quad (3.3)$$

com $\sum (Ci - Co)_t < Co_0$ e $\sum (Ci - Co)_t > Co_0$ (3.4)

Para projectos de investimento em energias renováveis, caso da energia eólica *onshore*, para determinar o melhor projecto é necessário considerar as entradas de caixa ou receitas uniformes (o que de facto não acontece) ao longo do período de vida do projecto.



Para projectos de energia, o SPB deve ser calculado através da seguinte equação (Fingersh e Laxson, 2006):

$$SPB = \frac{ICC}{AAR} \quad (3.5)$$

onde:

ICC \equiv *Inicial Capital Cost* (custo de capital inicial, em \$/kW)

AAR \equiv *Average Annual Revenue based on hourly production* (receita média anual com base na produção horária, em \$/kWh)

É importante notar que este modelo pressupõe que o parque eólico (projecto) irá produzir a mesma quantidade de electricidade por ano ao mesmo preço de venda durante os anos de funcionamento em análise. Como resultado, esta análise pressupõe fluxo de receita constante. Este método não considera a taxa de desconto ou vida do projecto, ou seja, a análise do *Simple PayBack* não será dependente desses valores. O SPB é muitas vezes preferido como medida investimento de mérito devido à simplicidade. No entanto, existem vários outros aspectos de mérito económico. Estes métodos são discutidos e comparados a seguir, a discussão é em relação às necessidades do presente estudo em particular. Não é uma discussão geral sobre os valores económicos do mérito.

Antes da ocorrência do SPB, o projecto ainda não recuperou todo investimento inicial, ou seja, pelo menos parte do capital investido está ainda em risco (em caso de fracasso do projecto). O SPB tem desvantagens que limitam sua utilização na prática de negócios em energias renováveis:

1. O SPB ignora o valor dos recursos económicos no tempo. Os fluxos de caixa líquido positivo de períodos posteriores são tratados como se fossem realizadas no presente. Fluxos de caixa futuros são como *peso em excesso* o que leva a SPBs demasiados optimistas.
2. O SPB ignora os fluxos de caixa que acontecem após o período de recuperação. Pode ser que um projecto tenha retorno mais curto, mas mais pequeno VAL (Valor Actual Líquido) sobre a vida do projecto inteiro. Decidir apenas com base no SPB, o investidor escolhe a alternativa errada.



3.3.1.2 Tempo de retorno descontado (*Discounted PayBack*)

O *Discounted PayBack* (DPB) considera o valor do capital no tempo, descontando os fluxos de caixa líquido de cada período antes de soma-los e compará-los com o investimento inicial. DPB, portanto, pode ser expresso como (Brealey e Myers, 1997):

$$\frac{(C_i - C_o)_1}{(1+i)^1} + \frac{(C_i - C_o)_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(C_i - C_o)_t}{(1+i)^t} = \sum \left(\frac{(C_i - C_o)_t}{(1+i)^t} \right) \geq C_{o_0} \quad (3.6)$$

onde:

$C_i \equiv$ *Cash inflows* (entrada de caixa, em \$)

$C_o \equiv$ *Cash outflows* (saída de caixa, em \$)

$C_{o_0} \equiv$ *Initial Investment* (Investimento inicial no período 0, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

Quando os projectos de investimento referirem-se às energias renováveis, caso da energia eólica *onshore*, para determinar o tempo de retorno do investimento do projecto é necessário considerar as entradas de caixa ou receitas uniformes (o que de facto não acontece) ao longo do período de vida do projecto. Para projectos de energia, o DPB deve ser calculado através da seguinte equação (Fingersh e Laxson, 2006):

$$DPB = \frac{ICC}{[AAR - (O \& M + LLC)]} \quad (3.7)$$

onde:

$ICC \equiv$ *Inicial Capital Cost* (custo de capital inicial, em \$/kW)

$AAR \equiv$ *Average Annual Revenue based on hourly production* (receita média anual com base na produção horária, em \$/kWh)

$O\&M \equiv$ *Operations and Maintenance* (custo de operações e manutenção, em \$/kWh)

$LLC \equiv$ *Land Lease Cost* (custo de aluguer da terra, em \$/kWh)



Como DPB faz desconto no futuro fluxo de caixa (positivo), este facto leva maiores períodos de recuperação que o SPB. Para qualquer projecto típico DPB será superior a SPB. A interpolação linear pode ser usada para determinar o valor decimal exacto de DPB. Conforme as equações 3.3 e 3.4. Diferente do PBS, que é simplificado, o DPB considera a taxa de desconto (taxa de juros) e o facto de que nem sempre os fluxos esperados são constantes.

O projecto de produção de electricidade a partir de fontes de energia primária renovável, caso da energia eólica *onshore*, destaca-se a importância dada aos custos de operações e manutenção, bem como custo de aluguer da terra onde está implantado o parque eólico, caso seja arrendado. Assim a análise de risco de investimento deve minimamente considerar as variáveis de mercado. Este método revela algumas fraquezas dentre outros modelos de avaliação de investimento. As principais limitações desse método são:

1. Ter o enfoque total na variável *tempo*, não se preocupando com possíveis fluxos de caixa após tempo de recuperação do investimento.
2. Não desconta os fluxos de caixa adequadamente, pois não considera "sobra" do investimento.
3. Determinar o período de retorno é um tanto arbitrário, pois o DPB esperado pode-se adoptar taxas de desconto ou juros que não são praticadas pelo mercado financeiro.

3.3.1.3 Valor actual liquido (*Net Present Value*)

O *Net Present Value* (NPV) é um método de avaliação económica de projectos muito conhecido que pode ser também denominado de Valor Actual Líquido (VAL). O VAL tem em conta o valor do capital no tempo. O valor do capital no tempo refere-se ao facto de que este valor hoje vale mais no presente do que no tempo futuro. Isso ocorre porque um valor aplicado em tempo presente pode ser investido e obter retorno superior à taxa de inflação. Portanto, lucros futuros devem ser descontados. O VAL se tornou mais difundido e aceito como medida de desempenho financeiro de projecto (Brealey e Myers, 1997).



O VAL é aplicação directa do conceito de valor actual²⁴ e a diferença do valor actual das entradas de caixa (*inflows*) entre o valor actual das saídas de caixa (*outflows*). O VAL é a soma de todos os fluxos de caixa descontados associados ao projecto. A equação geral pode ser escrita como (Kaltschmitt et al., 2007):

$$NPV = (Ci_0 - Co_0) + \frac{(Ci_1 - Co_1)}{(1+i)} + \frac{(Ci_2 - Co_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(Ci_t - Co_t)}{(1+i)^T} = \sum \left(\frac{(Ci_t - Co_t)}{(1+i)^t} \right) \quad (3.8)$$

onde:

$Ci_t \equiv$ Cash inflows in period t (entrada de caixa no período t , em \$)

$Co_t \equiv$ Cash outflows in period t (saída de caixa no período t , em \$)

$Co_0 \equiv$ Initial Investment (Investimento inicial no período 0, em \$)

$i \equiv$ Discount rate (taxa de desconto, em valores decimais)

$T \equiv$ Number of analysis periods (número de períodos analisados, em anos)

Quando os projectos de investimento referirem-se a projectos de eólica *onshore*, para se determinar o tempo de retorno do investimento do projecto é necessário considerar as entradas de caixa como receitas uniformes (que de facto não acontece) ao longo do período de vida do projecto.

Para projectos de energia, VAL ou NPV é definido como o valor actual dos benefícios menos o valor actual dos custos. O valor actual dos custos é o custo de capital inicial, ICC. Supõe-se que a distribuição da velocidade do vento se mantém constante de ano para ano, o que resulta em montante uniforme de electricidade produzida de ano para ano (Kaltschmitt et al., 2007; Fingersh e Laxson, 2006). Presume-se que a receita anual seria uniforme. Este fluxo de caixa uniforme deve ser descontado, uma vez que ocorre no futuro. O VAL de um fluxo de caixa uniforme é dado pela equação 3.9.

²⁴ Se denota o número de períodos que decorre entre hoje e o momento em que o pagamento ocorre e i denota taxa de juros ou de desconto por período, então a fórmula geral para desconto de fluxo de caixa futuro é dado como:

$K_0 = \frac{K_t}{(1+i)^t} = K_t \times (1+i)^{-t}$, sendo K_0 é chamado de "valor actual" do futuro t pagamento K_t . (Brealey e Myers.

Princípios de Finanças Empresariais. Lisboa, McGraw-Hill, 5a ed., 1997).



$$NPV = AAR \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] - ICC \quad (3.9)$$

onde:

$AAR \equiv$ Average Annual Revenue based on hourly production (receita média anual com base na produção horária, em \$/kWh)

$i \equiv$ Discount rate (taxa de desconto, em valores decimais)

$N \equiv$ Lifetime of wind parks (vida útil do parque eólico)

$ICC \equiv$ Inicial Capital Cost (custo de capital inicial, em \$/kW)

Para projectos independentes, a decisão de investimento ocorre quando o VAL é maior que zero. Se o investidor decidir entre dois projectos mutuamente exclusivos, então o projecto com maior VAL deve ser escolhido. Em análise de optimização, a escolha é mutuamente exclusiva. É importante lembrar que, ao contrário do Simple Payback, os pressupostos financeiros que contam na determinação da taxa de desconto e a vida útil do investimento para o VAL podem alterar aspectos de engenharia do parque eólico em análise.

Uma vez que o diâmetro do rotor é parâmetro único do projecto a ser variável, AAR e ICC podem ser generalizados como funções do diâmetro de rotor, i e N são escolhidos, o

valor de $\left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right]$ permanecerá constante, logo a equação 3.9 pode ser generalizada

como:

$$NPV = C \times AAR(D) - ICC(D) \quad (3.10)$$

Onde C representa uma constante. O VAL máximo é encontrado através da diferenciação da equação 3.10 com relação ao diâmetro do rotor, D , e igualando a zero, como mostrado abaixo.

$$\frac{dNPV}{dD} = C \frac{dAAR(D)}{dD} - \frac{dICC(D)}{dD} = 0 \quad (3.11)$$



Reorganizando a equação 3.11, tem-se:

$$C \frac{dAAR(D)}{dD} = - \frac{dICC(D)}{dD} = 0 \quad (3.12)$$

A equação 3.12 mostra que a constante, C , tem efeito sobre o diâmetro do rotor que maximiza o VAL. Os pressupostos financeiros que entram na determinação da taxa de desconto e a vida útil do investimento irão alterar o projecto óptimo de engenharia do parque eólico.

O VAL tem desvantagens que podem limitar a utilização na avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, especificamente nos projectos de energia eólica:

1. A necessidade de conhecer o real custo de capital do projecto. Como a taxa de juros que mede o custo de capital de um investimento deve incluir o risco do projecto, a tarefa de definir o valor real do custo de capital nem sempre é fácil de realizar.
2. A taxa de actualização ou custo de capital permanece inalterado ao longo do período em análise do projecto, facto que não é tão fixo assim, pois o custo de capital depende do comportamento do mercado financeiro e risco dos empreendimentos em análise.
3. O tipo de resposta em valor monetário no lugar de ser em percentagem, pois a avaliação de valores monetários incorre na não avaliação do real poder de compra, caso fosse em termos percentuais, tornar-se-ia mais fácil comparar projectos em moedas diferentes.

3.3.1.4 Taxa interna de rentabilidade (*Internal Rate of Return*)

O método da taxa interna de rentabilidade consiste em calcular a taxa que anula o valor actual líquido do fluxo de caixa do investimento em análise. Será atractivo o investimento cuja taxa interna de rentabilidade for maior ou igual à taxa de atractividade esperada pelo



investidor. Em comparações de investimentos, o melhor é aquele que tem a maior taxa interna de retabilidade (Kreith & West, 1997).

De acordo com Newnan & Jerome (1998) a taxa não é facilmente calculada, pois deve ser determinada pelo método de tentativa e erro ou método dos mínimos quadrados. Tenta-se uma taxa de valor provável e a partir daí fazem-se aproximações sucessivas. O nível de precisão na TIR do resultado é de 0,01%, devendo ser obtida para um máximo de 10 000 interações. Como nos cálculos de valor actual, a TIR é utilizada para trazer para a data actual todos os fluxos de caixa do projecto, conforme equação 3.13.

$$NPV = \sum \left(\frac{C_i - C_o}{(1+i)^t} \right) = 0 \Rightarrow i = ? = IRR \quad (3.13)$$

onde:

$NPV \equiv$ *Net Present Value* (valor presente liquido \approx valor actual liquido, em \$)

$C_i \equiv$ *Cash inflows in period t* (entrada de caixa no período t, em \$)

$C_o \equiv$ *Cash outflows in period t* (saída de caixa no período t, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$t \equiv$ *Number of analysis periods* (número de períodos analisados, em anos)

Na maioria dos casos, esta equação será um polinómio de grau t que não pode ser resolvido de forma fechada. Em vez disso, os diferentes tipos de aproximação sucessiva devem ser aplicados para resolver i . Os softwares de cálculo (MS Excel e RETScreen) modernos oferecem essa funcionalidade como ferramenta inserida em suas funções.

A TIR é expressa como percentagem ("retorno") e é facilmente interpretada como "retorno de um projecto". A TIR representa a taxa máxima de juros i que o projecto ainda pode levar a criar o VAL igual a zero. Se o VAL é igual a zero significa que o projecto financia o capital empregado, acrescido de juros, uma TIR de 10% significa que o projecto pode voltar a financiar o capital aplicado, acrescido de juros máximos de 10% desse capital. A qualquer taxa acima de 10%, o mesmo projecto cria valor excedente ($VAL > 0$) para o investidor. A qualquer taxa de juros abaixo de 10%, o projecto não seria capaz de refinarçar o capital investido e pagar os juros. O investidor teria que adicionar



capital extra para pagar o valor aplicado, acrescido de juros e, assim, reduz seu património. Apenas em 10% seria indiferente para o investidor, sendo que não ganha nem perde com o projecto (Dixit e Pindyck, 1995).

A *Internal Rate of Return* (IRR) ou Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é a taxa de desconto que define o VAL igual a zero (Newnan & Jerome, 1998). A TIR de um projecto de energia eólica com receita uniforme é encontrada resolvendo a equação para a TIR. O projecto de maior TIR é escolhido como melhor. Se a TIR é maximizada, os pressupostos financeiros necessários para determinar a duração do projecto, N , não têm efeito sobre o projecto ideal. Maximizar a TIR resultará na mesma concepção de quando SPB é minimizado. Isto é comprovado abaixo (Kaltschmitt et al., 2007; Fingersh e Laxson, 2006).

$$NPV = AAR \left[\frac{(1 + IRR)^N - 1}{IRR(1 + IRR)^N} \right] - ICC = 0 \quad (3.14)$$

onde:

$IRR \equiv$ *Internal Rate of Return* (taxa interna de rentabilidade, em valores decimais)

$AAR \equiv$ *Average Annual Revenue based on hourly production* (receita média anual com base na produção horária)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$N \equiv$ *Lifetime of wind park* (vida útil do parque eólico)

$ICC \equiv$ *Inicial Capital Cost* (custo de capital inicial)

Esta equação pode ser rearranjada para:

$$\left[\frac{(1 + IRR)^N - 1}{IRR(1 + IRR)^N} \right] = \frac{ICC}{AAR} = SPB \quad (3.15)$$

Conforme aumenta a TIR, o lado esquerdo da equação acima diminui para qualquer valor de N . A relação ICC/AAR , que equivale a SPB , também deve diminuir com o aumento da



TIR. Isto prova que maximizar a TIR terá o mesmo efeito de minimizar SPB, não importa o que é assumido para a vida útil do projecto.

Apesar de sua natureza intuitiva, a TIR tem alguns inconvenientes, portanto, deve ser aplicada com cautela:

1. Dependendo da estrutura dos fluxos de caixa do projecto, um projecto pode ter mais de uma TIR. A equação a ser resolvida gera múltiplas soluções (por exemplo, dependendo do valor a partir da aproximação iterativa). Então, nenhuma decisão clara pode ser feita.
2. A TIR pressupõe implicitamente que todos os fluxos de caixa possam ser reinvestidos na TIR. O VAL não tem esta desvantagem, uma vez que pressupõe que os fluxos de caixa são reinvestidos no i definido como taxa de desconto (que é o custo médio de capital e representa premissa mais realista para reinvestimentos).
3. A TIR não leva em conta os diferentes tamanhos de investimento. Uma alternativa pode oferecer uma taxa interna de rentabilidade, mas com um investimento inicial mais pequeno. O ganho absoluto de riqueza para o investidor ainda pode ser maior com TIR diferente que oferece uma alternativa ligeiramente mais baixa de TIR. O VAL não tem esta limitação.

3.3.1.5 Receitas requeridas (*Required Revenues*)

Receita requerida é o conceito adequado e aplicável apenas a sectores regulados (consumidores e produtores de energia eléctrica são regulados por taxas ou encargos decorrentes da acção governamental). Os projectos de energia renovável podem enquadrar-se neste perfil, pois comercializam energia ao sistema eléctrico de distribuição de certa região (caso dos grandes parques eólicos *onshore* e *offshore*), cujo acesso a rede pública é regulado por tarifas.

O método das *Required Revenues* (RR) consiste na análise das receitas totais (entradas de caixa), recebidas dos clientes do projecto para compensar todos os custos associados ao projecto durante a sua vida inteira (NREL, 1995; Kaltschmitt et al., 2007).



$$RR = TLCC = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} \right) \quad (3.16)$$

onde:

$RR \equiv$ *Required Revenues* (receitas requeridas, em \$)

$TLCC \equiv$ *Total Life-Cycle Cost* (custo total do ciclo de vida, em \$)

$Co_t \equiv$ *Cash outflows in period t* (saída de caixa no período t, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$t \equiv$ *Number of outflows periods* (número de períodos de saídas de caixa, em anos)

Esta comparação não é feita com números absolutos (nominal), mas com valores descontados. O método determina os retornos anuais nivelados que são necessários para cobrir os custos do projecto inteiro (com desconto):

$$LevelizedRR = TLCC \times UCRF = \sum \frac{Co_t}{(1+i)^t} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.17)$$

onde:

$RR \equiv$ *Required Revenues* (receitas requeridas, em \$)

$TLCC \equiv$ *Total Life-Cycle Cost* (custo total do ciclo de vida, em \$)

$UCRF^{25} \equiv$ *Uniform Capital Recovery Factor* (factor de recuperação de capital uniforme, em valores decimais)

$Co_t \equiv$ *Cash outflows in period t* (saída de caixa no período t, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$t \equiv$ *Number of outflows periods* (número de períodos de saídas de caixa, em anos)

$n \equiv$ *Number of analysis periods* (número de períodos analisados, em anos)

²⁵ O UCRF (*Uniform Capital Recovery Factor*) ou Factor de Recuperação de Capital Uniforme (FRCU) converte valor actual em fluxo de pagamentos anuais iguais durante um período de tempo t especificado, a taxa i de desconto especificada

(juros). A fórmula de cálculo do $UCRF = \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right]$, onde i = taxa de desconto ou actualização, em valores

decimais; t = número de períodos analisados, em anos. (Newnan & Jerome. *Engineering Economic Analysis*. Austin, TX: Engineering Press, 1998).



Esta é uma medida inversa: quanto menor RR nivelada mais atraente é o projecto, pois pode cobrir os custos do projecto (incluindo juros), com rendimentos mais baixos. Quando as receitas são fixas (por exemplo, definido por órgão regulador), o investidor ou gestor do projecto (por exemplo, gestor de parque eólico) vai escolher alternativa, que pode maximizar a diferença entre RR nivelada por unidade de energia e os preços administrados por cada unidade produzida e comercializada à rede eléctrica de distribuição para garantir mais pequena necessidade de receita requerida nivelada.

O RR tem desvantagens que limitam sua aplicação na avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, especificamente nos projectos de energia eólica:

1. O factor de capacidade é considerado constante ao longo da vida do projecto. Nos projectos de energia eólica este factor pode oscilar o que resulta em produção anual de energia eléctrica variável, logo, em receitas e custos também variáveis.
2. Os indicadores financeiros considerados ao longo da vida do projecto (inflação; taxa de desconto; impostos) permanecem também constantes ao longo do período analisado de vida útil do projecto.
3. Os custos são projectados para vida útil do projecto, o que faz do ciclo financeiro igual ao ciclo operacional do investimento, facto este que pelas regras clássicas de contabilidade nem sempre coincide.

3.3.1.6 Rácio custo-benefício (*Benefit-to-Cost Ratio*)

O *Benefit-to-Cost Ratio* (Rácio Benefício-Custo) de um projecto é outra aplicação do princípio do valor do capital no tempo. O BCR analisa os fluxos de caixa descontados. Diferente do VAL, os fluxos de caixa positivos ("benefícios" do projecto) e os fluxos de caixa negativos ("custos" do projecto) são descontadas e acumulados separadamente. A soma dos fluxos de caixa positivos descontados é colocada em relação a soma de todos os fluxos de caixa negativo descontados (NREL, 1995; Fingersh e Laxson, 2006):



$$\text{Se } PV_{ci} = \sum \frac{C_i}{(1+i)^t} \text{ e } PV_{co} = \sum \frac{C_o}{(1+i)^t} \text{ então } B/C = \frac{\sum \frac{C_i}{(1+i)^t}}{\sum \frac{C_o}{(1+i)^t}} \quad (3.18)$$

onde:

$PV_{ci} \equiv$ Present Value of Cash Inflows (valor actual das entradas de caixa, em \$)

$PV_{co} \equiv$ Present Value of Cash Outflows (valor actual das saídas de caixa, em \$)

Com o objectivo de ilustrar melhor a aplicação deste método de análise de projecto, para fins de esclarecimento, usando taxa de desconto de 8% ao ano, retorna o fluxo de caixa descontado ou actualizado, conforme Tabela 3.5.

Tabela 3.5 Exemplo de fluxo de caixa típico para análise BCR

In "000 USD", interest rate = 8%/year	Period (years)				Total
	0	1	2	3	
Cash outflows (-)	-100,0	-30,0	-30,0	-30,0	
Cash inflows (+)	0,0	80,0	80,0	80,0	
Discounted cash outflows	-100	-27,8	-25,7	-23,8	-177,3
Discounted cash inflows	0,0	74,1	68,6	63,5	206,2

Fonte: NREL, 1995.

A análise BCR é $206.2/177.3 = 1,16$. Cada unidade monetária (em valores actuais) gera retornos de 1,16 unidades monetárias (em valores actuais). A relação B/C com índices acima de 1 representa opções de investimento atraente em termos absolutos. A relação BCR não é uma medida útil para comparar alternativas mutuamente exclusivas, já que a relação não mede atractividade relativa e pode induzir ao erro o tomador de decisão. Não leva necessariamente ao mesmo resultado ao avaliar a atractividade de um projecto com o VAL pois não é uma medida amplamente utilizada.

A análise BCR faz a relação do valor actual da soma dos benefícios dividido pelo valor actual da soma dos custos. É utilizada como critério de selecção admissíveis para todos os projectos independentes que tenham relação *benefício-custo*, calculada a taxa de



atualização pertinente (custo de oportunidade do capital), igual ou superior à unidade. Não pode ser utilizado para fazer escolha entre alternativas mutuamente exclusivas (Anthony Boardman et al., 1996).

O BCR tem desvantagens que limitam sua aplicação na avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, especificamente nos projectos de energia eólica:

1. A principal desvantagem das avaliações baseadas em BCR é o facto de ignorar impactos *não-monetários*. Foram feitas tentativas de mitigar estas limitações mediante a combinação da BCR com informações a respeito destes impactos não passíveis de expressão monetária, como a abordagem proposta pelo *New Approach to Appraisal*, utilizada no Reino Unido²⁶.
2. Outra dificuldade da BCR refere-se à definição precisa de benefícios e custos, devido a variabilidade de critérios para análise mais realística é exigido uma perfeita e total distinção entre custos de exploração e de investimento.
3. O período pré-operacional do projecto de energia eólica (estudos, construções e instalação dos equipamentos, testes e ajustes técnicos) e o facto de considerar os encargos de O&M constantes ao longo da vida útil do projecto faz com que a fase de exploração/produção do projecto seja diferente da vida útil do projecto. Esta situação interfere no tempo de produção e conseqüentemente nas entradas e saídas do fluxo de caixa, que faz da análise BCR imprecisa em termos de valores monetários.

3.3.2 Particularidades na análise de investimentos de projectos de energia eólica

A análise de investimento pode ser considerada como um conjunto de técnicas que permitem a comparação entre os resultados de tomada de decisões referentes a alternativas diferentes de forma científica. Nestas comparações, as diferenças que marcam as alternativas devem ser expressas em termos quantitativos. Para expressar em termos quantitativos as diferenças entre as alternativas para a tomada de decisão usa-se princípios de engenharia económica.

²⁶ Para maiores informações, ver em www.environment-agency.gov.uk.



A TIR e o VAL baseiam-se nos mesmos princípios da equivalência de capitais²⁷ e conduzem à mesma decisão. A diferença fundamental dentre duas técnicas é que o VAL assume reinvestimentos ao mesmo custo de capital (taxa de actualização), enquanto a TIR assume que os reinvestimentos se farão à própria taxa interna de rentabilidade do projecto.

No caso de projectos de energia eólica o VAL é em função da AAR e ICC. Como resultado, ao maximizar o VAL também maximiza a riqueza absoluta criada pelo investimento. Devido a isso, o VAL é inclinado para maiores investimentos. Enquanto a rentabilidade relativa é maior que a taxa de desconto. A análise do VAL vai empurrar a decisão para projectos maiores, mesmo que a rentabilidade relativa seja mais pequena.

O SPB, DPB e TIR são funções de ICC/AAR. Minimizando ICC/AAR vai maximizar a riqueza em relação ao capital investido. Para efeitos de optimização de parque eólico, deve ser decidido maximizar a riqueza absoluta obtida no parque eólico ou para maximizar a riqueza relativa gerada pelo projecto. Como a turbina eólica é modular, é mais conveniente escolher o tamanho do rotor que maximize a capacidade relativa da turbina eólica para gerar riqueza. Em caso de optar por minimizar o SPB devido ao método ser mais simples como foi mostrado antes, ao minimizar SPB vai resultar no mesmo *design* ideal para maximizar a TIR. Um exemplo é ao desejar maximizar a riqueza absoluta seria se a terra disponível para o desenvolvimento de parques eólicos fosse limitada. Neste caso, a riqueza absoluta gerada pelo parque eólico pode ser maximizada, seleccionando uma turbina com capacidade de produção maior.

3.4 Modelos de avaliação de custos

3.4.1 Medidas específicas de desempenho económico de projectos de energia

O nivelamento de custos (ou receitas → receitas niveladas) é uma técnica para comparar alternativas de investimento (como projectos de energia renovável), que envolvem diferentes montantes de capital (ou seja, diferentes tamanhos) e/ou diferentes períodos

²⁷ O princípio de equivalência de capitais é a situação financeira em que dada taxa de remuneração ou actualização de capital torna uma série de valores futuros, independentemente de seus valores nominais e prazos, quando os valores actuais forem iguais. Assim sendo, para se efectuar qualquer transacção envolvendo valores a realizar no futuro é necessário conhecer quanto valem actualmente, ou quais são os valores actuais. (Damodaran. *Corporate Finance: Theory and Practice*; Wiley, 2th edition, 2001).



de tempo com ciclos de vida diferentes. Aplicando o método de VAL faz-se pressupostos de forma implícita sobre reinvestimentos necessários nos projectos de energias renováveis. Estes pressupostos implícitos podem ser evitados através do nivelamento dos fluxos de caixa: nivelar envolve o cálculo de fluxo de caixa constante, cujo Valor Actual Líquido (VAL) é igual a determinado fluxo de caixa variável (NWCC, 1997; Alexander et. al., 1993).

Suponha que duas alternativas de investimento para projectos de energias renováveis apresentam o seguinte fluxo de caixa líquido por período, conforme consta na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 Exemplo de fluxo de caixa líquido para desempenho económico de projectos de energia (método VAL)

Cash Flows	Period (years)						NPV _{years}
	0	1	2	3	4	5	
<i>Alternative 1</i>							
<i>Net Cash Flow</i>	-100	20	40	30	50	10	14,1
<i>Alternative 2</i>							
<i>Net Cash Flow</i>	-50	20	25	30	-	-	11,4

Fonte: NREL, 1995.

A alternativa 1 implica em investimento inicial mais elevado (exigência de capital) e proporciona maior retabilidade absoluta que a alternativa 2. A alternativa 2 não tem apenas pequeno investimento inicial, mas também vida útil mais curta (3 versus 5 anos). É difícil fazer uma comparação directa entre os dois projectos. Ao calcular o VAL do projecto (com taxa de desconto de 10%) resulta em VAL=14,1 para alternativa 1 e VAL=11,4 para alternativa 2. Por regra do VAL sugere que a alternativa 1 seja escolhida. O nivelamento de fluxos de caixa (líquidos) serve para encontrar um montante constante g durante a vida do projecto com VAL deste fluxo em quantidades iguais a g a fim de tornar igual ao VAL do projecto original.

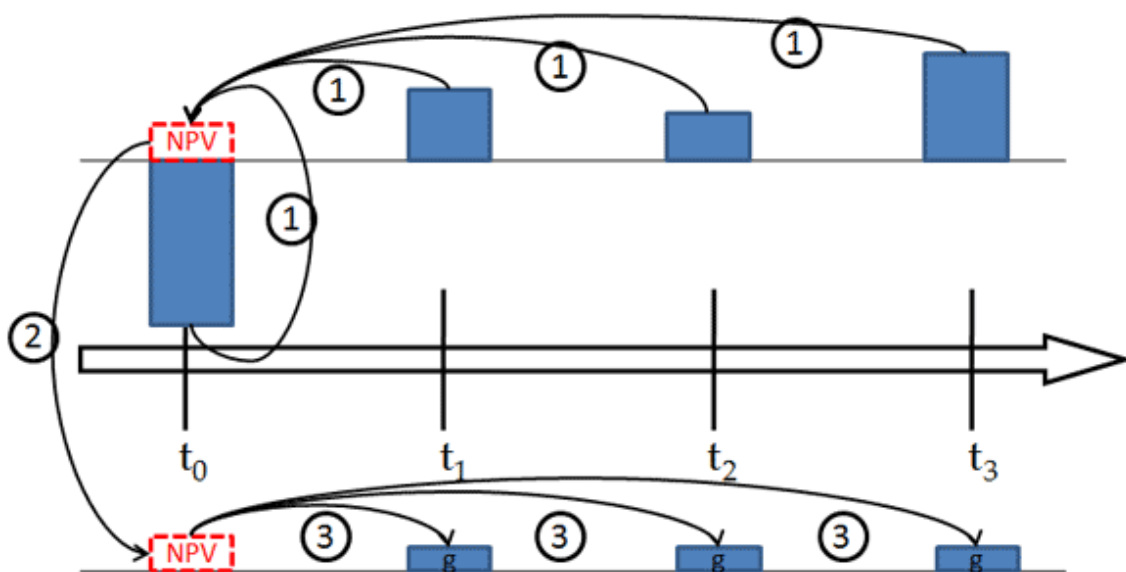


Figura 3.3 Esquema do processo de nivelamento de fluxos de caixas de projectos de energia renovável (IEA, 1991).

Este montante g (também chamado de "anuidade") é calculado aplicando a fórmula abaixo:

$$g = NPV \times UCRF = NPV \times \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right] \quad (3.19)$$

O UCRF (*Uniform Capital Recovery Factor*) ou "Factor de Recuperação de Capital Uniforme", é o factor pelo qual o VAL deve ser multiplicado para chegar ao valor constante g a dada taxa de desconto i para uma série de n períodos. No exemplo da Tabela 3.6, a alternativa 1 gera anuidade de 3,73 (em unidades monetárias). As cinco entradas de caixa igual de 3,73 têm VAL de 14,1, exactamente igual ao VAL dos fluxos de caixa do projecto original (incluindo o investimento inicial). A alternativa 2 gera anuidade de 4,58 (em unidades monetárias). Ao comparar o potencial dos projectos respectivos para gerar fluxos de caixa estáveis, a alternativa 2 deve ser mais alto do que a alternativa 1.

As anuidades não são específicas para projectos de energia renovável. O conceito LCOE é aplicado para comparar as diferentes alternativas de produção de energia. As receitas são fixas e iguais entre estas alternativas (por exemplo, porque o preço é fixado pelo órgão regulador e não depende da tecnologia utilizada para produzir a energia), então as



alternativas diferem em seu custo somente (fluxos de caixa das receitas são iguais entre todas as alternativas) (NREL, 1995; NWCC, 1997).

O conceito acima é aplicado apenas às saídas de caixa (custos). As somas de todos os custos envolvidos no projecto durante seu ciclo de vida total (*Total Life Cycle Cost - TLCC*) são descontadas a valor actual e convertido em fluxo de saídas de caixa iguais para cada ano de funcionamento do projecto ("*anuidade negativa*"). Se o valor for dividido pela quantidade anual de energia produzida, o resultado é chamado de "Custo de Energia Nivelado" (*LCOE – Leveled Cost of Energy*). O LCOE é atribuído a cada unidade de energia produzida (ou poupada) pelo projecto durante o período analisado será igual ao TLCC quando descontado para o ano-base (período 0). O LCOE pode ser usado para classificar diferentes alternativas para produção (ou consumo) de energia, conforme demonstrado na Figura 3.4.

Technology	LCOE, in 2005 \$/kWh
Wind	\$.028
Landfill Gas	\$.030
Advanced Nuclear	\$.035
Scrubbed Coal	\$.044
Conventional Combined Cycle (CC) Gas/Oil	\$.050
Biomass	\$.050
Advanced CC with Carbon Sequestration	\$.069
Conventional Combustion Turbine	\$.077
Solar, PV (30%)	\$.235
Solar, PV (10%)	\$.310

Figura 3.4 Valores em \$/kWh do LCOE (*Leveled Cost of Energy*) em 2005 para diversas tecnologias convencionais e renováveis para produção de energia (NREL, 1995).

3.4.1.1 Custo nivelado de energia (*Leveled Cost of Energy*)

O *Leveled Cost of Energy* (LCOE) é o custo real de produção do quilowatt-hora (kWh) de electricidade. Inclui o custo total de construção de central de produção, do funcionamento da central durante sua vida económica, custos de financiamento, retorno sobre o património e amortização. Os custos são nivelados em valores monetários actuais, ou ajustados para eliminar o impacto da inflação. O LCOE é o que custaria ao



proprietário da instalação para produzir um kWh de energia. Para produção de electricidade, o LCOE é um método para comparar as tecnologias de energias renováveis adoptadas para produção de electricidade. O modelo de LCOE mais conhecido e utilizado nos projectos de energia pelo *National Renewable Energy Laboratory* (Cohen et al., 1989). O método de cálculo é definido a seguir.

$$LCOE = \frac{FCR \times ICC + LRC}{AEP_{net}} + O \& M + PTC \quad (3.20)$$

onde:

FCR ≡ *Fixed Charge Rate* (Taxa de encargo fixo, em percentuais/ano)

ICC ≡ *Inicial Capital Cost* (custo de capital inicial, em \$)

*LRC*²⁸ ≡ *Leveled Replacement Cost* (custo nivelado de grandes reparações, em \$)

O&M ≡ *Operations and Maintenance* (custo de operações e manutenção, em \$/kWh)

PTC ≡ *Production Tax Credit* (crédito fiscal de produção, em \$/kWh)

*AEP_{net}*²⁹ ≡ *Annual Energy Net Production* (produção de energia líquida anual, em kWh)

O LCOE foi adoptado pelo *United States Department of Energy*³⁰ no *Low Speed Wind Turbine Program* (LWST) e faz aproximação razoável ao COE (*Cost of Energy*), que é estimado pelo investidor em potencial ao considerar a confiabilidade dos equipamentos para determinar AEP (*Annual Energy Production*), O&M (*Operations and Maintenance*) e LRC (*Leveled Replacement Cost*). A AEP é afectada pela disponibilidade dos equipamentos em função da paragem das turbinas eólicas devido a manutenção programada e não programada. Os custos de O&M consistem nos custos programados (preventivo) e custos não programados (reparação) de manutenção, incluindo custos com

²⁸ O cálculo do *LRC* pode ser realizado com a seguinte equação: $LRC = \frac{\$}{kW} \times MR$, onde *MR* ≡ *Machine Rating* (capacidade nominal ou capacidade de produção de energia) (NREL, 1995, 2008).

²⁹ Para a correcta análise do custo nivelado de energia, a produção de energia líquida anual do parque eólico é dada por $AEP_{net} = AEP_{gross} \times Availability \times (1 - losses)$, onde *AEP_{gross}* = produção de energia anual; *Availability* (disponibilidade) é definida como a relação de horas onde o sistema eólico é capaz de produzir energia em relação ao número de horas no período analisado; *Losses* (perdas) = perdas da matriz, sujidade nas pás e formação de gelo, inactividade da central de produção para manutenção e perdas diversas do sistema de produção e distribuição de energia à rede eléctrica (*RETScreen® International Clean Energy Project Analysis Software*, 2008; NREL 1995, 2008).

³⁰ Para maiores informações, ver em <http://www.energy.gov/>.



peças de reposição, consumíveis, mão-de-obra, alugueres (*royalties*) de terras, dentre outras despesas decorrentes do funcionamento do parque eólico.

Taxa de encargo fixo (*Fixed Charge Rate*)

O componente do custo de capital do COE (*Cost of Energy*) é determinado pela difusão do custo de capital instalado ao longo da vida útil do projecto e é feito de forma linear ao longo dos anos, através do FCR (*Fixed Charge Rate*). O FCR é uma percentagem do custo de capital instalado incluindo custos do serviço da dívida (encargos de financiamentos) atribuídos a cada ano de funcionamento do projecto. O componente do custo de capital é análogo a um pagamento da hipoteca de taxa fixa de uma casa, ou seja, valor fixo por período de pagamento durante a vigência da dívida. O período analisado pode ser a vida útil física da central de produção ou tempo de vida para fins contabilísticos. A vida útil de um parque eólico oscila de 20 a 30 anos, enquanto a vida financeira utilizada para fins de contabilização pode ser mais pequena (NREL, 1995; Harper; Karcher e Bolinger, 2007).

A taxa de encargo fixo (FCR) é o valor anual por cada unidade monetária de custo de capital inicial necessário para cobrir totalmente o custo de capital inicial, o retorno sobre dívida e capital próprio, e demais encargos fixos. A taxa é imputada a partir de um projecto hipotético, escalonada através de fluxo de caixa. O modelo de base actual, FCR deve incluir financiamento das construções, taxas de financiamento, retorno sobre dívida e capital próprio, amortização dos equipamentos e instalações, impostos sobre receitas e lucros, tudo numa base anual (Cohen et al., 1989).

Custo de capital inicial (*Initial Capital Cost*)

O custo de capital inicial é a soma do custo do sistema de energia eólica e o custo da estrutura do parque eólico. Não está incluído custo de financiamento da construção ou taxas de financiamento, pois são calculados e adicionados separadamente através da taxa de encargo fixo (*Fixed Charge Rate*). Também não se incluem custos do fundo de reserva para serviço da dívida (encargos para custos de financiamentos).



Esta medida de custo inclui todo o planeamento, aquisição de equipamentos, construção e custos de instalação do sistema eólico, deixando o parque eólico pronto para operar. Este custo inclui turbina eólica e torres entregues e instaladas no local, juntamente com toda manutenção, sistema eléctrico e demais infra-estruturas de apoio. Para um parque eólico, o custo de capital instalado deverá incluir o sistema de colecta de energia eléctrica que se estende de cada turbina eólica à subestação e ponto de interconexão com a rede eléctrica. Dependendo da política e da prática do distribuidor e administrador da rede, o sistema eléctrico pode ou não ser incluído no custo de capital (NREL, 1995, 2008; Dixit e Pindyck, 1995).

O custo de capital instalado inclui custos dos edifícios de apoio à operação e manutenção, o *stock* inicial de peças de reposição e manutenção de equipamentos de diagnóstico. Outros custos devem ser incluídos como custos de planeamento da pré-construção, incluindo a avaliação e análise de recursos eólicos, levantamento topográfico, consultorias para obtenção de financiamentos. O custo de capital instalado de um parque eólico inclui seguintes elementos (NWCC, 1997):

1. Avaliação e análise dos recursos eólicos;
2. Construção de estradas de serviço;
3. Construção de fundações para turbinas eólicas, infra-estrutura para montagem de transformadores e subestações;
4. Aquisição de turbinas eólicas e torres com entrega e instalação locais;
5. Construção e instalação de sensores do vento, habilitados para fazer a comunicação das turbinas eólicas para as unidades de controlos;
6. Construção do sistema de recepção de energia, incluindo fiação de cada turbina eólica para a plataforma de montagem do transformador e da plataforma de montagem de transformadores para a subestação;
7. Construção das instalações necessárias para operações e manutenções durante o funcionamento regular do parque eólico;
8. Construção e instalação do sistema de comunicação de parques eólicos para suportar os comandos e controlo de fluxo de dados de cada turbina eólica para uma instalação de central de operações;



9. Integração e verificação de todos os sistemas para correcta operação do parque eólico;
10. Comissionamento para o período de desactivação do parque eólico.

Custo nivelado de grandes reparações (*Levelized Replacement Cost*)

Dependendo dos detalhes do projecto, a grande revisão da turbina eólica ocorre a cada 5, 10 ou 15 anos. A grande revisão aborda as engrenagens, rolamentos, vedações e outras peças móveis. Geralmente a *nacelle* e sua maquinaria são retirados da torre e transportados para oficina de manutenção das instalações do parque eólico. Muitas vezes, a remoção da *nacelle* e equipamentos são substituídos de imediato por conjunto já reconstruído (NREL, 1995).

A substituição das pás das turbinas eólicas é um exemplo desta categoria de substituição dos subsistemas frequentes. Como estes custos ocorrem em intervalos de vários anos e não frequente durante cada ano, a contabilidade correcta para estes custos requer exercício anual de fundos (fundo de maneo). O objectivo é fazer com que os fundos disponíveis quando necessário a reparação ou na ocorrência de substituição total. O exercício envolve cálculo do valor actual líquido para nivelar ou imputar custos de revisão e substituição numa base anualizada coerente com outros elementos de custos (NWCC, 1997).

Custos de O&M (*Operations and Maintenance*)

Os custos de operações e manutenção (O&M) incluem custos normalmente associados a recorrente operação de rotina da central instalada. Os custos de O&M não incluem custos extraordinárias efectuadas ou com pouca frequência, como grandes reparações das turbinas eólicas e outros sistemas. Estes custos estão incluídos no componente de custo LRC (*Levelized Replacement Costs*). A maioria dos custos de O&M está associada à manutenção e geralmente agrupados em três categorias (Christopher, 2003):



1. Custos de visitas não programadas, mas estatisticamente previsíveis, visitas de manutenção de rotina para solucionar problemas de funcionamento das turbinas eólicas;
2. Custos de manutenção preventiva programada para turbinas eólicas e sistema de colecta de energia;
3. Custos de grandes reparações programadas e substituições de subsistemas das turbinas eólicas.

Os dois primeiros custos ocorrem durante o curso de um ano de funcionamento e estão incluídos no componente de custo de O&M. O terceiro ocorre em intervalos de 5, 10 ou 15 anos e envolve exercício financeiro ao longo dos anos seguintes, portanto, está incluído no componente de custo LRC.

O objectivo da manutenção preventiva é para substituição de componentes e reformar sistemas que possuem vida útil definida, geralmente mais pequena que a vida projectada da turbina. As tarefas incluem inspecções periódicas dos equipamentos, óleos lubrificantes e mudanças de filtros, calibração e ajuste de sensores e controladores, substituição de consumíveis, como pastilhas de travão. A limpeza das pás em geral, se enquadram nessa categoria. As tarefas específicas e frequência são geralmente definidas explicitamente nos manuais de manutenção fornecidos pelo fabricante da turbina. Os custos associados à manutenção planeada pode ser estimada com razoável precisão, mas pode variar de acordo com custos de mão-de-obra local, localização e acessibilidade. Os custos de manutenção programada também dependem do tipo e custo dos consumíveis usados (IEA, 2005; NREL, 1995).

A manutenção não programada deve ser antecipada em qualquer projecto de produção de energia eólica. As turbinas eólicas comerciais contêm uma variedade de sistemas complexos que devem funcionar correctamente para a turbina trabalhar e obter maior rendimento possível. Falha ou mau funcionamento de componente mais pequeno (subsistema), com frequência desliga a turbina e exigem a atenção de profissionais de manutenção. Os custos não programados podem ser separados em custos directos e indirectos. Os custos directos associados ao trabalho e equipamentos necessários para reparação ou substituição e com os consumíveis utilizados no processo. O resultado dos custos indirectos associa-se às receitas perdidas devido à paragem da turbina. Dependendo dos detalhes da propriedade e localização do parque eólico, pode haver também custos associados com negociação de acordos de uso da terra, contratos de



compra de energia e acesso a acordos de transmissão e distribuição da energia produzida (Blanco, 2009).

Além dos custos das operações e manutenção, peças de reposição e outros itens de manutenção, no elemento de custo de O&M pode ainda abranger:

1. Impostos sobre a propriedade onde está o parque eólico;
2. Pagamento do uso da terra;
3. Seguros diversos;
4. Acesso à transmissão e taxas de distribuição;
5. As taxas de administração e despesas gerais e administrativas.

Os valores de custo de operações variam de acordo com a situação. A estrutura tributária onde encontra-se o parque eólico, contrato de uso da terra, taxas de seguro e demais taxas oscilam de localidade para localidade e de instalação de parques eólicos para outro. Em comparação com custos de manutenção, os custos operacionais são geralmente muito pequenos em relação ao custo de produção de uma central de produção de energia eléctrica (Christopher, 2003; NWCC, 1997).

Crédito fiscal de produção (*Production Tax Credit*)

O *Production Tax Credit* (PTC) ou Crédito Fiscal de Produção é um tipo de incentivo público, geralmente concedido pelo Governo Federal para o sector das energias renováveis. Este incentivo é ofertado em forma de crédito tributário para o produtor de energia durante certo tempo de funcionamento da central de produção de energia. O PTC é ajustado por índice de inflação vigente no país em questão, no período de 10 a 15 anos, incidente sobre cada MWh de energia renovável produzido e vendido para a rede de distribuição.

Relativamente à produção de energia eólica em Portugal, o Decreto-Lei nº 33-A/2005³¹, estabelece que parques eólicos que já tenham obtido licença de estabelecimento à data da entrada em vigor da lei ou que venham a obter a licença de estabelecimento num

³¹ Disponível em <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/renovaveis/EDP%20Documents/DL33A-2005.pdf>.



prazo de um ano após a entrada em vigor da mesma, a manutenção da tarifa actual de €88,2/MWh a partir de 2005, evoluindo à taxa de inflação, por um prazo de 15 anos a contar da data de entrada em vigor do referido diploma legal. No final desse período, a tarifa irá convergir para preço de mercado adicionado de prémio pela venda de certificados verdes.

O método *Levelized Cost of Energy* tem desvantagens que limitam sua aplicação na avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, especificamente nos projectos de energia eólica:

1. Os parâmetros técnicos e económicos impactam directamente no método LCOE e devem ser cuidadosamente considerados na análise do custo final da energia produzida. As reduções dramáticas em LCOE ocorrem quando o parque eólico tem recurso eólico acima da média ou quando obtem-se melhorias no factor de capacidade. Isto sugere que o aumento do factor de capacidade a partir de valores inferior aos níveis de factor médio de capacidade pode levar, principalmente, a grandes reduções no LCOE (NREL, 2009).
2. O LRC que corresponde aos custos para substituição de equipamentos a longo prazo, tem sido relatado como componente cada vez mais significativo para o custo anual da energia eólica e caso seja sobrestimado, pode inflacionar o custo da energia produzida actualmente. A melhoria tecnológica na energia eólica pode fazer com que o custo de capital seja mais pequeno nos próximos anos.
3. O LCOE é uma metodologia de determinação e análise do custo de produção de energia restrito a determinado período de tempo. O facto da análise ser para um ano de produção (uma única unidade de tempo) desconsidera ganhos de economia de escala ao longo da vida do projecto.

3.4.1.2 Custo total do ciclo de vida (*Total Life-Cycle Cost*)

O método de avaliação *Total Life-Cycle Cost* é método derivado do VAL, na medida que leva em conta somente itens de custo (saídas de caixa). O TLCC avalia as diferenças de custo (e tempo de ocorrência do custos) entre alternativas do projecto ao longo do ciclo de vida. As saídas de caixa associadas a um projecto (alternativas) são avaliados para cada período e depois são descontados a valor actual usando a taxa de desconto



definida como na abordagem do VAL (Kreith & West, 1997). O TLCC calcula o valor actual de todas as saídas de caixa (itens de custo), mas ignora entradas de caixa (receitas). Isto só faz sentido se:

1. Não houver receitas geradas por parte do projecto (Note que o custo poupado são contabilizados como receitas) ou,
2. As receitas são independentes da decisão de investimento (por exemplo, porque as receitas são fixas, não importa qual decisão de investimento for escolhida).

A análise pode incidir apenas sobre as saídas de caixa. Logo o TLCC não leva em conta receitas do projecto, o que torna o indicador não adequado para avaliar a atractividade absoluta de uma alternativa de investimento. Pode ser usado para avaliar a atractividade relativa das alternativas de investimento ao considerar o custo por unidade produzida como factor de escolha. Por definição, o cálculo do TLCC é definido pela seguinte fórmula (NREL, 2009):

$$TLCC = \frac{Co_1}{(1+i)} + \frac{Co_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Co_t}{(1+i)^t} = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} \right) \quad (3.21)$$

onde:

$TLCC \equiv$ *Total Life-Cycle Cost* (custo total do ciclo de vida, em \$)

$Co_t \equiv$ *Cash outflows in period t* (saída de caixa no período t, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$t \equiv$ *Number of analysis periods* (número de períodos analisados, em anos)

O TLCC tem desvantagens que limitam sua aplicação na avaliação e gestão de projectos em projectos de energia eólica:

1. A necessidade de conhecer o real custo de capital do projecto. Como a taxa de juros que mede o custo de capital de um investimento deve incluir o risco do projecto, a tarefa de definir o valor real do custo de capital nem sempre é fácil de realizar.
2. O facto de não considerar as receitas do projecto, há interferência nos custos pelas receitas, pois existem custos que são influenciados directamente pelas



receitas, como é o caso dos impostos incidentes na receita que nos projectos de energia podem ou não ser subsidiados por incentivos de programas de governos às energias renováveis.

3. Os custos são projectados para a vida útil do projecto, o que torna o ciclo financeiro igual ao ciclo operacional do investimento, facto que pelas regras clássicas de contabilidade nem sempre coincide.

3.4.1.3 Custo actual líquido (*Net Present Cost*)

O *Net Present Cost* (NPC) ou Custo Actual Líquido (CAL) de um projecto de energia renovável é a soma do valor actual de todos os custos durante o período de interesse do projecto (geralmente considera-se a vida útil), incluindo valores residuais³² como custos. O custo actual líquido de um projecto é o somatório de todos os componentes de custo, incluindo (T. Blackler; Iqball, 2006):

1. O investimento de capital ou custo de capital inicial;
2. Custos de O&M, excluindo combustíveis (caso da energia eólica);
3. Os custos de grandes substituições;
4. Os custos de energia (custo do combustível, incluindo outros custos associados);
5. Quaisquer outros custos, como taxas e encargos legais, dentre outros.

Se uma série de opções de investimentos ou projectos estão sendo considerados, o menor custo actual líquido será a opção mais vantajosa. Por definição, a fórmula para calcular o NPC é definido como (NREL, 1995; 2008):

$$NPC = \frac{Co_1}{(1+i)} + \frac{Co_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Co_t}{(1+i)^t} + \frac{D_v}{(1+i)^N} = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} + \frac{D_v}{(1+i)^N} \right) \quad (3.22)$$

onde:

³² Entende-se por valores residuais, a diferença do valor contabilístico entre valor comercial do activo fixo de um projecto após o tempo de vida útil. (Newnan & Jerome. *Engineering Economic Analysis*. Austin, TX: Engineering Press, 1998).



$NPC \equiv$ *Net Present Cost* (custo actual líquido, em \$)

$Co_t \equiv$ *Cash outflows in period t* (saída de caixa no período t, em \$)

$i \equiv$ *Discount rate* (taxa de desconto, em valores decimais)

$t \equiv$ *Number of outflows periods* (número de períodos de saídas de caixa, em anos)

$N \equiv$ *Lifetime of wind park* (vida útil do parque eólico)

$D_v \equiv$ *Disinvestment value* (valor de desinvestimento, em \$)

O NPC tem desvantagens que limitam sua aplicação na avaliação e gestão de projectos de energia eólica:

1. A taxa de actualização ou custo de capital permanece inalterada ao longo do período em análise do projecto, pois o custo de capital depende do comportamento do risco da actividade que tende a ser decrescente com os anos de funcionamento e maturidade tecnológica.
2. Os indicadores financeiros considerados ao longo da vida do projecto (inflação; taxa de desconto; seguros, impostos, dentre outros) permanecem também constantes ao longo do período analisado o que faz do NPC não ser influenciado pelas incertezas do cenário económico onde os projectos estão inseridos.
3. O facto de considerar o valor de desinvestimento, especialmente para projectos de energia eólica, por se tratar de projecto intensivo de capital, faz com que o valor do desinvestimento seja elevado face a outras tecnologias renováveis. Nos casos dos projectos de energia eólica retornam custo actual líquido mais elevado.

3.4.1.4 Custo nivelado de produção de electricidade (*Levelized Electricity Generation Cost*)

O custo nivelado de produção de electricidade por kW é a proporção do custo total em relação ao tempo de vida útil do projecto a partir de resultados esperados, expressos em termos equivalentes pelo valor actual. Este custo é equivalente ao custo médio a ser remunerado pelos consumidores para cobrir custos de produção incluso custos de capital, operações e manutenção, combustíveis, com taxa de rentabilidade equivalente à



taxa de desconto. A fórmula aplicada para calcular o *Levelized Electricity Generation Cost* (LEGC) para uma unidade de produção de energia eléctrica é definida por IEA (1991):

$$LEGC = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_f)(1+r)^{-t}]}{\sum [AAR(1+r)^{-t}]} \quad (3.23)$$

onde:

LEGC \equiv *Levelized Electricity Generation Cost* (Custo nivelado de produção de electricidade, em \$/kW)

I_t \equiv *Investment expenditures in the year t* (despesas de investimento no período t, em \$)

M_t \equiv *Operations and maintenance expenditures in the year t* (despesas de operações e manutenção no ano t, em \$)

F_t \equiv *Fuel expenditures in the year t* (despesas com combustíveis no ano t, em \$)

AAR \equiv *Average Annual Revenue based on hourly production* (receita média anual com base na produção horária)

r \equiv *Discount rate* (taxa de desconto ou actualização, em valores decimais)

t \equiv *Number of outflows periods* (número de períodos de saídas de caixa, em anos)

Ao comparar LEGC para projectos de energia eólica em diferentes sítios, é importante definir limites do "sistema de produção" e custos que estão incluídos nele. Por exemplo, as linhas transmissões e sistemas de distribuição devem ser incluídos no custo? Normalmente apenas custos de ligação à fonte produtora para o sistema de transmissão é incluído como custo de produção. Deve-se ter atenção ao delimitar a fronteira de análise dos custos, o que deve ou não ser incluídos no custo da energia produzida (IEA, 2005). O LEGC tem desvantagens que limitam aplicação na avaliação e gestão de projectos em projectos de energia eólica:

1. A taxa de actualização ou custo de capital permanece inalterada ao longo do período em análise do projecto, pois o custo de capital depende do comportamento do risco da actividade que tende a ser decrescente com os anos de funcionamento e maturidade tecnológica.
2. Custos de capital são considerados como montante fixo no início da análise, no entanto há outros custos de capital como grandes substituições de instalações e equipamentos que ocorrem em outros períodos da vida útil da central de produção.



3. Todos os custos recorrentes começam a acumular-se desde o primeiro período e são agrupados e considerados a ocorrer no final do período actual. Ao utilizar taxa de desconto para actualizar e somar custos em períodos diferentes, corre-se o risco desta taxa ser diferente da taxa em que aumentam os custos e outros gastos correntes ao longo da vida do projecto.

3.4.1.5 Custo unitário médio actualizado (*Unitary Present Average Cost*)

O *Unitary Present Average Cost* (UPAC) ou Custo Unitário Médio Actualizado (CUMA) é significativo para cada ano. Contudo é menos significativo se o período de avaliação se estende desde a decisão de investimento até ao fim da vida útil da central de produção. O custo unitário médio anual calculado para duas soluções, técnica e financeiramente diferentes, pode ser o mesmo e ser diferente o interesse dessas soluções.

Para se obter o custo unitário médio actualizado, actualizam-se separadamente encargos (de investimento, de operações e manutenção, combustível, e outros) e a produção total, durante a vida útil da central de produção. Designando genericamente os encargos actualizados por PV_{Co} e produção anual acumulada e actualizada por PVs_{AEP} , custo unitário médio actualizado, UPAC (€/kW), será dado por (NREL, 1995):

$$UPAC = \frac{\sum PV_{Co}}{PVs_{AEP}} \quad (3.24)$$

onde:

$PV_{Co} \equiv$ *Present value of cash outflows* (valor actual das saídas de caixa, em \$)

$PVs_{AEP} \equiv$ *Present value of cumulated annual energy production* (valor actual da energia anual acumulada, em kWh)

A actualização consiste em calcular a quanto equivalem os pagamentos e recebimentos efectuados nas diversas datas se fossem feitos no instante $t = 0$. Para definir o modelo a considerar é necessário fixar com precisão qual escalonamento que se prevê para as saídas e para as entradas de caixa. Um modelo bastante geral poderá admitir que tanto as entradas (venda de energia) como as saídas de caixa (investimento, despesas de



exploração) se escalonam irregularmente por n anos de vida útil. Embora pagamentos e recebimentos se distribuam com maior ou menor irregularidade ao longo do tempo, poderá admitir-se:

- a. Despesas efectuam-se no primeiro dia do ano durante o qual se pagam.
- b. Receitas entram no último dia do ano durante o qual efectivamente se recebem.

Os juros e as amortizações dependem das condições de financiamento, admitidas iguais para todos os projectos que se comparam. O cálculo que se segue do custo médio actualizado, não se considera nem amortizações nem juros. Os capitais investidos e sua amortização nunca poderiam ser considerados simultaneamente, pois seria uma duplicação (Damodaran, 2001).

Neste modelo de avaliação de custos, as saídas de caixa são classificadas em encargos de investimento e encargos de exploração. Os encargos de investimento incluem todas as saídas de caixa decorrentes da estrutura física da central de produção (máquinas e equipamentos; construções civis, estradas e acessos, sistemas de controlo, dentre outras desta natureza). Já para encargos de exploração devem ser incluídos os custos com operações e manutenção (O&M), combustíveis e demais encargos relacionados com o funcionamento regular da central de produção.

No cálculo do *Unitary Present Average Cost* (UPAC) ou Custo Unitário Médio Actualizado (CUMA), partido da equação 3.24, admite-se os seguintes parâmetros:

1. O investimento (ICC) se concentra no instante inicial do projecto ($t = 0$).
2. A utilização anual da potência (factor de capacidade para projectos de energia eólica) instalada é constante ao longo da vida útil do projecto.
3. Os encargos de O&M são constantes ao longo da vida útil e iguais a $C_{O\&M}$.
4. Não há encargos com combustível: será o caso dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, dos aerogeradores e das células fotovoltaicas.
5. Os encargos diversos são nulos ou podem ser incluídos nos encargos de O&M.

Nestas condições, o UPAC ou CUMA é definido por:



$$UPAC = \frac{ICC(1 + C_{O\&M} \times \alpha)}{(AEP \times \alpha)} = \frac{ICC(\beta + C_{O\&M})}{AEP_s} \quad (3.25)$$

onde:

$UPAC \equiv$ Unitary Present Average Cost (custo unitário médio actualizado, em \$/kW)

$ICC \equiv$ Inicial Capital Cost (custo de capital inicial, em \$)

$C_{O\&M} \equiv$ Operations and Maintenance (custo de médio de operações e manutenção, em \$/kWh)

$AEP_s \equiv$ Cumulated annual energy production (produção de energia anual e acumulada, em kWh)

Para os factores $\alpha = \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right]$ e $\beta = UCRF = \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right]$, onde i = taxa de

actualização (ou desconto) e t = número de períodos de saídas de caixa ou vida útil do projecto, em anos).

O UPAC tem desvantagens que limitam sua utilização na avaliação e gestão de projectos em energia eólica:

1. Os custos de capital (ICC) são considerados como montante fixo no início do projecto, no entanto há outros custos de capital como grandes substituições de instalações e equipamentos que ocorrem em outros períodos da vida útil da central de produção.
2. O factor de capacidade não é fixo ao longo do período de funcionamento do projecto (vida útil), facto que torna a produção de eólica variável ao longo dos anos de produção. Ao oscilar a produção de energia, há também oscilação nas receitas e custos de projecto de energia eólica.
3. Os encargos de O&M não são fixos ao longo da vida útil do projecto. Os contratos de manutenção de parques eólicos são definidos de acordo com o período de garantia dado pelos fabricantes dos equipamentos. O tempo de contrato de manutenção fora da garantia dos fabricantes é de 5 a 12 anos, contudo a vida útil dos parques eólicos são para no mínimo 20 anos.



3.4.2 Particularidades na análise de custos de projectos de energia eólica

A adopção de metodologia padronizada para cálculo do custo em projectos de energia eólica é necessária na gestão eficiente de um parque eólico. Certas abordagens podem ser utilizadas para a avaliação económica em vários contextos, para reflectir os critérios e as prioridades dos diferentes agentes económicos envolvidos no empreendimento.

Para a correcta definição e cálculo do custo de uma unidade de energia produzida por uma central de produção é fundamental caracterizar as fronteiras do projecto em estudo. É relevante comparar as centrais de produção face ao custo da energia produzida de forma isolada, mas pode não reflectir o impacto económico total de nova central quando está conectada à rede dentro de um sistema eléctrico existente. É relevante do ponto de vista do produtor estimar o custo de produção de uma unidade de energia para fins de gestão e avaliação do projecto enquanto uma unidade de negócio que deve garantir retorno económico para o investidor/gestor (Johansson, 1993).

A metodologia de custo médio desconta da série histórica dos custos com valores actuais em determinado ano-base pela aplicação de taxa de desconto. A taxa de desconto considerada adequada para o sector de energia pode diferir de país para país, e, no mesmo país, de tecnologia para tecnologia. Aplicando taxa de desconto leva em conta o valor do dinheiro no tempo, ou seja, um montante ganho ou gasto no passado ou no futuro, não tem o mesmo valor que a mesma soma (em termos reais) ganha ou gasta no presente. A taxa de desconto pode estar relacionada com taxas de rentabilidades que podem ser ganhas em investimentos típicos, que pode ser uma taxa exigida pelos órgãos reguladores incorporando a provisão para riscos financeiros e/ou derivada de análise macroeconómica nacional.

Apesar da alternativa de investimento não depender totalmente da forma como é financiada, pois deve ser rentável por si só, o financiamento pode influenciar na atractividade do projecto. Isto é tanto mais verdadeiro para projectos de energia renovável. Como frequentemente são muito intensivos em capital e exigem grande quantidade de dívida inicial e capital próprio. As condições financeiras para estes capitais, tornar-se factor importante na avaliação do projecto (Harper; Karcher e Bolinger, 2007).



3.5 Resumo e conclusões

Uma vez que as decisões de investimento sempre lidam com incertezas de eventos futuros que não podem ser totalmente evitadas. A decisão é baseada em estimativas e suposições sobre futuros desenvolvimentos e futuros estados (preços, volumes, tamanhos de mercado, regulamentações, entre outros). A realidade pode eventualmente vir a ser menos favorável do que a estimativa original de projecto. Não é estratégia produtiva de avaliação de investimentos trabalhar com hipóteses muito negativas. O objectivo da avaliação de investimento não deve ser demasiado pessimista, mas sim avaliar adequadamente o grau de incerteza envolvido na análise e quantificar essa incerteza de alguma maneira analítica.

Uma regra vale para todas as metodologias de avaliação económica de projectos e custos pela óptica privada: se dois projectos geram os mesmos resultados no futuro, mas estão associados a diferentes graus de incerteza, o projecto mais incerto será considerado menos atraente. Há uma relação inversa entre a incerteza e atractividade do projecto. Assim como qualquer outro projecto, os projectos de energias renováveis devem garantir retornos financeiros aos investidores e gestores. A avaliação não se limita à avaliação de atractividade financeira, mas deve incluir vários outros factores.

Como exposto neste capítulo, a atractividade de um projecto de investimento deve ser quantificada de forma analítica. Metodologicamente, para se chegar a este resultado é necessário classificar e estruturar os itens de custo do projecto. No caso dos projectos de energia eólica, os custos são classificados e estruturados em custos de investimento, custos operacionais, custos de manutenção e custos financeiros. Todas estas classes e estrutura de custos têm suas características próprias em função da localização, tamanho, tipos de financiamento e regulamentos. Estes custos comportam-se de forma diferente de projecto para projecto, de país para país (de região para região), de autor para autor, em resumo, são apresentados valores estimados para estes custos, como consta nas Tabelas 3.3 e 3.4.

Embora seja de fundamental importância a classificação e estruturação dos custos dos projectos de energia eólica é de grande relevância a correcta aplicação dos modelos existentes de avaliação económica de projectos, considerando os objectivos da própria avaliação. Para esta dissertação, por objectivo e delimitação do tema, foram estudados principais métodos de avaliação económica de projectos e sua aplicabilidade em



projectos de energia eólica. Os modelos estudados foram o SPB (*Simple Payback*), DPB (*Discounted Payback*), VAL (Valor Actual Líquido) ou NPV (*Net Present Value*), TIR (Taxa Interna de Rentabilidade), RR (*Required Revenues*) e BCR (*Benefit-Cost Ratio*).

O SPB e DPB medem o tempo de retorno de investimento, embora o DPB desconte os custos do projecto (geralmente custos operacionais). A análise do VAL ou NPV mede nível de riqueza que o investidor auferirá ao apostar em um projecto qualquer com seu capital próprio e/ou de alheio. Na análise da TIR, refere-se especificamente qual taxa o projecto de investimento consegue remunerar o capital investido (quanto mais alta for a taxa, melhor é o projecto). Para os modelos de avaliação económica de projectos estudados foram apontados pontos fracos ou limitadores de cada um.

Contudo para sectores onde há forte regulamentação governamental na actividade económica, caso do sector das energias renováveis, cabe analisar, também qual o nível de receita mínima que projecto em questão necessita. Esta resposta é dada pela análise RR. Para a análise RR quanto mais pequena a necessidade de receitas, melhor é o projecto. A análise BCR faz a relação do valor actual da soma dos benefícios do projecto dividido pelo valor actual da soma dos custos do projecto. A análise BCR é utilizada como critério de selecção de projectos independentes que tenham relação *benefício-custo* igual ou superior à unidade. Não pode ser utilizado para fazer escolha entre alternativas mutuamente exclusivas.

Para os projectos de energias eólica *onshore*, foram também analisadas metodologias com ênfase na análise do custo de produção por MWh. Dentre os modelos estudados foi LCOE (*Levelized Cost of Energy*), TLCC (*Total Life-Cycle Cost*), NPC (*Net Present Cost*), LEGC (*Levelized Electricity Generation Cost*) e UPAC (*Unitary Present Average Cost*). Estes indicadores de atractividade e custos de projectos são específicos para projectos de energias renováveis. Juntamente com outros indicadores de atractividade financeira do projecto constituem um conjunto de ferramentas que pode ser usado selectivamente para avaliação e gestão de projecto. Também foram apontados os aspectos que limitam cada modelo de custo estudado.

Faz-se análise comparativa entre metodologias estudadas na Tabela 3.7, considerando principais aspectos que impactam na avaliação económica de projectos de energia eólica e seus custos.



Tabela 3.7 Matriz de medidas de avaliação económica de projectos e custos com aplicabilidade em situações específicas para projectos de energias renováveis

	<i>Métodos de avaliação económica de projectos e de custos</i>								
	NPV	IRR	TLCC	SPB	DPB	BCR	LCOE	RR	UPAC
<i>Investimentos significativos (fluxos de caixa líquido negativos) após os primeiros retornos</i>	Possível	Não utilizável	Possível	Possível	Possível	Possível	Possível	Possível	Não utilizável
<i>Investimento sujeito à regulamentação</i>	Possível	Possível	Possível	Possível	Possível	Possível	Possível	Preferível	Possível
<i>Projecto com específica necessidade de financiamento da dívida</i>	Possível	Possível	Possível	Não utilizável	Não utilizável	Possível	Possível	Possível	Não utilizável
<i>Custos sociais (externalidades)</i>	Preferível	Possível	Possível	Possível	Possível	Preferível	Possível	Possível	Possível
<i>Impostos</i>	Possível	Possível	Possível	Não utilizável	Não utilizável	Possível	Possível	Possível	Possível
<i>Seleção de projectos mutuamente exclusivos</i>	Preferível	Não utilizável	Possível	Não utilizável	Não utilizável	Não utilizável	Não utilizável	Possível	Possível
<i>Ranking (Limitação de orçamento)</i>	Possível	Possível	Possível	Não utilizável	Não utilizável	Preferível	Preferível	Possível	Possível
<i>Riscos</i>	Possível	Possível	Possível	Preferível	Preferível	Possível	Possível	Possível	Possível

Fonte: Adaptado de IEA – International Energy Agency. *Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications*, 1991 e NREL – National Renewable Energy Laboratory. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, Golden, 1995.

As metodologias de avaliação económica de projectos e custos estão resumidas na Tabela 3.7. São sugeridas quais medidas económicas mais adequadas para cada análise específica. Diferentes medidas económicas se aplicam a situações diferentes, e acredita-



se ser melhor opção usar várias metodologias para avaliar um projecto de investimento na área de energia. Às vezes o objectivo da avaliação económica será encontrar a combinação mais apropriada de cada método disponível na engenharia económica.

Após a análise destes modelos aplicados às energias renováveis, destacam-se:

1. A atractividade do projecto de energia eólica pode variar consideravelmente entre avaliação do sector privado e do sector público. O sector público leva em consideração factores adicionais, como efeitos externos, efeitos fiscais para autoridades públicas ou efeitos de longo prazo que estão além do horizonte dos investidores privados.
2. A estrutura do financiamento é factor de influência muito importante para a atractividade do projecto de energia eólica. Em muitos casos, os agentes económicos praticam suas acções através de formas de financiamento do projecto a fim de ganhar rendimentos suficientes para satisfazer as procuras provenientes de investidores e demais agentes económicos envolvidos.
3. A atractividade económica do projecto de energia eólica é influenciada pela intervenção pública através de acções de regulamentação. As ferramentas comuns de intervenção pública são incentivos fiscais, subsídios directos, tarifas reguladas (receitas), ou financiamentos subsidiados (empréstimos a juros baixos).

Os projectos de energia renováveis podem ser basicamente analisados utilizando o "*kit de ferramentas*", apresentado neste capítulo. A atractividade financeira é parte integrante de qualquer projecto. Os agentes económicos envolvidos devem oferecer garantias suficientes para o retorno financeiro, a fim de torná-lo atraente. Há uma série de outros factores e peculiaridades que fazem a avaliação de projectos de energias renováveis pouco mais difícil do que nos projectos "normais". Até o momento, possíveis investimentos em projectos de energia renovável têm sido tratados como se as consequências fossem totalmente previsíveis. Na realidade, as consequências são ainda muito incertas. Isto vale para projectos de qualquer tipo e em especial para projectos de energia eólica *onshore* (Gottschalk, 1996).

No capítulo 4 desta dissertação fazem-se simulações de avaliação económico-financeira de parque eólico hipotético de 40 MW_e, situado em Caldas da Rainha (Portugal) para verificar o comportamento dos indicadores de avaliação e gestão de projectos em energias renováveis discutidos neste capítulo.



Capítulo 4

4 Aplicação prática dos modelos estudados

4.1 Introdução

Conforme definido nesta dissertação (1.5 Metodologia e 1.6 Estrutura da dissertação), o presente capítulo apresenta simulações para avaliação económico-financeira de projecto de energia eólica *onshore* para consolidação e comparação dos modelos estudados no capítulo 3. Os valores apresentados nas simulações são baseados em estudos de autores e instituições referidos nas Tabelas 3.3 e 3.4 para custos de investimentos (ICC), operações e manutenção (O&M) e demais custos pertinentes para projecto de produção de electricidade a partir da energia eólica *onshore*. Esta acção tem por objectivo aproximar o caso de estudo de parque eólico hipotético da situação real de oportunidade de investimento em projectos de energias renováveis.

O caso de estudo corresponde a parque eólico hipotético situado em Caldas da Rainha, Portugal, onde procurou-se usar valores referenciados na literatura especializada já referida no capítulo 3. Foram atribuídos valores para impostos e taxas, de forma a representar situação mais próxima da realidade actual, a fim de determinar fluxo de caixa coerente com projectos de energia eólica *onshore*. São aplicados métodos de avaliação económica de projectos e custos para projectos de energia, sem considerar a incerteza associada à aleatoriedade da velocidade do vento. Os principais parâmetros adoptados são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Para efeito de avaliação económico-financeira do projecto de energia eólica e seus custos são calculados WACC, NPV (VAL), IRR (TIR), SPB, DPB, TLCC, BCR, LCOE, RR e UPAC. Estes indicadores de atractividade e risco económico-financeiro do projecto são calculados através do software Microsoft Excel e ainda define-se o modelo energético com software *RETScreen® International Clean Energy Project Analysis*. No final deste capítulo são feitas análises e comparações dos valores encontrados com objectivo de verificar o tipo de informação que possa ser fornecida para o investidor ou gestor de projecto de energia eólica *onshore*.



4.2 Parâmetros considerados no caso de estudo

4.2.1 Aspectos técnicos do sistema de produção de energia

Para dimensionamento do sistema de produção do projecto de energia eólica *onshore* levou-se em consideração a avaliação e disponibilidade dos recursos eólicos na macro localização definida para a instalação da central de produção de energia eléctrica, Caldas da Rainha, Portugal. A avaliação e disponibilidade dos recursos eólicos para este caso de estudo foram retiradas do *RETScreen Climate Database*³³ e *RETScreen Product Database*³⁴ para caracterização do sistema eólico, ambos disponíveis no Software *RetScreen* Versão 4 para avaliação de projectos em energias renováveis. O resumo dos parâmetros adoptados para o sistema de produção está na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Parâmetros do sistema de produção do caso de estudo

Item	Valores	Referências
Turbina eólica		
Marca e modelo	Siemens, AN BONUS 2 MW	
Capacidade nominal por turbina	2,0 MW _e	
Número de turbinas	20	
Potência eléctrica	40.000 kW _e	<i>RETScreen Product Database</i>
Altura do rotor	64 m	
Diâmetro do rotor	76 m	
Área varrida por turbina	4.536 m ²	
Disponibilidade	96%	NWCC, 1997
Perdas totais	5%	NREL, 1995
Factor de capacidade	28,6%	Blanco, 2009
Avaliação dos recursos eólicos		
Localização	Caldas da Rainha, Portugal	
Velocidade média do vento (10m)	5,4 m/s	<i>RETScreen Climate Database</i>
Temperatura do ar	16.7 °C	<i>RETScreen Climate Database</i>
Pressão atmosférica	101.0 kPa	
Produção anual de energia	100.188 MWh	<i>Software RETScreen</i>

Fonte: Elaboração própria

³³ Consultar anexo II. Para demais localizações não cadastradas ver em <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>.

³⁴ Consultar anexo III para verificar informações mais detalhadas.



4.2.2 Aspectos económico-financeiros do projecto

Tabela 4.2 Parâmetros económico-financeiros do caso de estudo

Item	Valores	Referências
Custos de investimento do projecto		
Estudos e projectos	600.000 €	Blanco, 2009
Desenvolvimento e engenharia	1.400.000 €	Blanco, 2009
Sistema de produção de electricidade		
Turbinas eólicas (20 unidades)	42.000.000 €	EER, 2007
Balanço do sistema e miscelâneas	2.800.000 €	Blanco, 2009
Total do custo inicial de capital (ICC)	46.800.000 €	IEA, 2007
Custos anuais do projecto		
Operações e manutenção (O&M)	4 c€/kWh	EER, 2007
Aluguer de terras (LLC)	<i>Nihil</i>	Considerado em O&M
Impostos (IRC)	25%	DGCI ³⁵
Custos periódicos do projecto		
Grandes reparações no projecto (LRC) ³⁶	1.445.543 €	NREL, 1995
Redução de receita do projecto (16º ano) ³⁷	5.828.793 €	Decreto-Lei nº 33-A/2005
Preço de venda da electricidade ³⁸	88.20 €/MWh	Decreto-Lei nº 33-A/2005
Taxa de inflação ³⁹	2,0 % ao ano	BCP, 2010
Taxa de desconto do projecto	9,0% ao ano	Harper et al., 2007
Vida útil do projecto	25 anos	NREL, 1995
Método de amortização do activo ⁴⁰	4% ao ano	NREL, 1995, 2008
Incentivos fiscais (PTC)	<i>Nihil</i>	
Rácio de financiamento	31%	Harper et al., 2007
Taxa de juros de dívida	5,75% ao ano	SEFI, 2010
Período da dívida	15 anos	EWEA, 2009; Harper et al., 2007

Fonte: Elaboração própria

³⁵ Para maior informação ver em <http://www.portaldasfinancas.gov.pt/pt/home.action>.

³⁶ No cálculo do LRC, considerou-se a substituição de grandes equipamentos (turbinas, sistemas de controlos, geradores) no 15º ano de funcionamento e contabilizados no ano seguinte (16º ano) do projecto. O valor de LRC é dado por

$$\left(\frac{ICC}{n}\right) \times (1+i_r)^n - Amort$$
 onde ICC= total do custo inicial de capital; n = ano de ocorrência do custo; i_r = taxa de inflação;

Amort= amortização do activo no ano o LRC. NREL – *National Renewable Energy Laboratory (1995). A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies.*

³⁷ O Decreto-Lei nº 33-A/2005 garante venda de energia a tarifa fixa até 15 anos de funcionamento do projecto e após este período começa a valer o valor de mercado. Neste caso considerou-se tarifa de 55.00 €/MWh corrigida pela inflação.

³⁸ Segundo o Decreto-Lei nº 33-A/2005 o preço de venda a partir de fontes renováveis em Portugal é 88.20 €/MWh, corrigido pela inflação do período. Este valor foi actualizado para o ano 2010 (ano de referência do projecto).

³⁹ Para maior informação ver em <http://www.bportugal.pt/pt-PT/grafIndEconomicos/Paginas/GrafIHPC.aspx>.

⁴⁰ O escalonamento linear da amortização do activo corpóreo do projecto resulta em taxa de 4% ao ano, pois a vida útil considerada é 25 anos. O valor a ser amortizado no caso de estudo será 1.872.000 €/ano, corrigido a taxa de inflação aplicada ao projecto.



4.3 Resultados dos métodos de avaliação económica de projectos e custos

Ao fazer a avaliação económica do parque eólico hipotético instalado em Caldas da Rainha, obtiveram-se os seguintes resultados:

Tabela 4.3 Indicadores económico-financeiros do cenário actual

	Indicadores	Resultados
Atractividade	WACC _{proj}	5.0681% ao ano
	VAL _(9%a.a)	53,360,255 €
	TIR _(9%a.a)	4.5896% ao ano
	SPB	5 anos
	DPB	9 anos
	RR _{levelized}	86,096,753 €
	BCR	1.21
Custos	LCOE	59.3638 €/MWh
	TLCC _(9%a.a)	87,017,004 €
	NPC _(9%a.a)	87,594,407 €
	LEGC _(9%a.a)	72.8080 €/MWh
	UPAC _(9%a.a)	0.014625 €/kW

Fonte: Elaboração própria

O que diz respeito á estrutura e custos de capitais envolvidos neste projecto, defininiu-se o "Custo Médio Ponderado de Capital" ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) no valor de 5.0681% a.a. Os capitais próprios⁴¹ foram na ordem de 32.292.000 € ao custo de 9% ao ano e os capitais alheios em 14.508.000 €, financiados por 15 anos a taxa de juros de 5.75% ao ano, corrigidos a taxa de inflação do período.

O projecto de energia eólica, considerando as características económico-financeiras e o sistema de produção foi estimado VAL de 53.360.255 €, ou seja, um aumento de riqueza por parte do investidor nesta mesma ordem. Quanto à TIR, ou rentabilidade do projecto, estima-se em 4.5896% ao ano, inferior ao WACC, logo, o projecto é de risco elevado pelo aspecto financeiro.

Neste caso de estudo, a produção de energia é constante ao longo da vida útil do projecto, com o factor de capacidade de 28.5925% ao ano. A capacidade instalada do

⁴¹ Como maior parte do capital é próprio (69%) para este projecto, considerou-se a taxa de desconto do projecto igual ao custo do capital próprio.



parque eólico hipotético é de 40 MW_e (40.000 kW_e) com produção anual de 100.188 MWh (100.188.000 kWh). Considerando a estrutura de receitas e custos do projecto, estima-se um SPB de 5 anos e DPB de 9 anos. Os retornos de capital investido, tanto simples quanto descontado, ocorrem em menos de 10 anos.

Como o projecto é no sector das energias renováveis a análise RR nivelada é necessária, pois consiste na análise das receitas totais (entradas de caixa), recebidas dos clientes do projecto para compensar todos os custos associados ao projecto durante sua vida inteira. Para o parque eólico em questão a RR está na ordem de 86,096,753 €.

Para a análise BCR, faz-se a relação do valor actual da soma dos benefícios (receitas) dividido pelo valor actual da soma dos custos (custos de exploração). Para o caso de estudo aqui analisado, tem-se BCR igual a 1.21, ou seja, para cada unidade vendida de energia eléctrica, tem-se retorno de 1.21 em unidades monetárias.

Nas análises de custos do projecto⁴², obtiveram-se resultados interessantes por parte do gestor/investidor do projecto. Para LCOE ou Custo Nivelado de Energia com valor de 59.3638 €/MWh; TLCC de 87,017,004 €; NPC de 87,594,407 €; LEGC de 72.8080 €/MWh e UPAC de 0.014625 €/kW.

Destaca-se nos indicadores de análise de custos da electricidade produzida pelo projecto de energia eólica alguns aspectos típicos destes indicadores:

1. O LCOE de 59.3638 €/MWh implica dizer que o custo real de produção de electricidade para um ano de funcionamento do parque eólico;
2. O TLCC de 87,017,004 € reflecte o custo total de produção actualizado para o investidor/gestor do projecto. Todos os valores acima representam incremento real nos custos de produção. Para os valores abaixo implicam em ganhos por economia de escala;
3. Para NPC de 87,594,407 € também representa o custo total de produção actualizado para o investidor/gestor do projecto. Nota-se que a média do TLCC e NPC é de 87,305,705 €, com desvio padrão de 0.33%, logo, tem-se a mesma análise do TLCC, mesmo com metodologia diferente de cálculo;
4. No caso do LEGC de 72.8080 €/MWh, tem-se neste valor o custo anual de produção actualizado de electricidade. Nota-se que a média do LEGC e LCOE é

⁴² Não foi considerado nenhum tipo de incentivo de produção (PTC=0) para o projecto de energia renovável em questão afim de garantir a viabilidade tecno-financeira do projecto sem apoios governamentais.



de 66.0859 €, com desvio padrão de 10.17%, logo, tem-se a mesma análise do TLCC, mesmo com metodologia diferente de cálculo para cada indicador de custo;

5. Para análise de custo unitário de energia eléctrica, utilizou-se o UPAC que é representa o custo unitário médio actualizado onde são actualizados separadamente os custos do projecto (investimentos, operações e manutenção, combustível, entre outros) e a produção total, durante a vida útil do projecto. No caso do projecto de energia eólica em Caldas da Rainha, o UPAC é de 0.014625 €/kW. Isto implica dizer o quanto custa para o investidor/gestor uma unidade instalada de energia eléctrica (1 kW) pelo projecto de energia eólica.

4.4 Aplicação do Software RETScreen® na análise de projectos de energias renováveis

O Software *RETScreen International Clean Energy Project Analysis* é uma ferramenta de apoio a decisão de investimento em energias renováveis adoptada mundialmente por peritos de governo, indústria, e pela academia. Tem por objectivo avaliar a produção e economia de energia, custos, redução de emissões, viabilidade financeira e riscos para vários tipos de Tecnologias de Energias Renováveis (RET's) e de Eficiência Energética. O fluxo de análise do *RETScreen®* obedece a ordem conforme demonstrado na Figura 4.1 abaixo:

Five Step Standard Analysis ➔

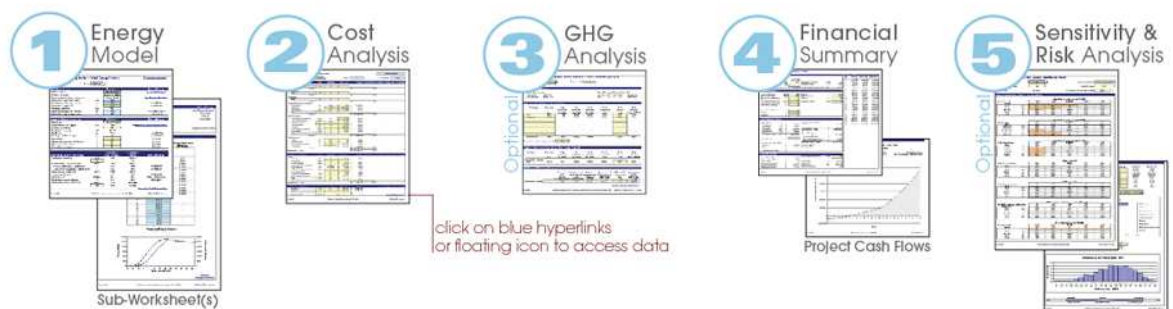


Figura 4.1 Cinco passos da análise padrão do RETScreen®. (*RETScreen® International Clean Energy Project Analysis Software. RETScreen® International Clean Energy Decision Support Centre, 2008*).



A metodologia do *RETScreen*[®] apresenta cinco passos de forma integrada e coerente para correcta análise de viabilidade económica duma alternativa de investimento em projectos de energias renováveis. Os passos de análise são descritos sumariamente a seguir:

1. **Passo 1 – Modelo energético:** Neste momento inicial da análise são definidos parâmetros específicos de acordo com a localização do projecto, tais como: tipo de sistema, tecnologia para caso proposto (a analisar), cargas (quando aplicável), e fontes de energias renováveis. Em resposta aos *inputs*, o RETScreen determina produção anual de energia ou poupança de energia.
2. **Passo 2 – Análise de custos:** Com a definição do modelo energético do projecto no primeiro passo, elabora-se a composição dos custos anuais e periódicos para o sistema proposto bem como créditos adquiridos com projecto de energia renovável.
3. **Passo 3 – Análise de emissões de gases de efeito estufa (opcional):** Aqui são determinadas reduções anuais de GEE, considerando a tecnologia renovável utilizada.
4. **Passo 4 – Sumário financeiro:** Neste passo, especificam-se parâmetros financeiros relacionados ao custo de energia, créditos de produção, créditos de redução de GEE, incentivos fiscais, taxa de inflação, taxa de desconto, grau de endividamento, e impostos. A partir dos parâmetros financeiros são determinados os principais indicadores financeiros (e.g. VAL, TIR, SPB, dentre outros) para avaliar a viabilidade do projecto. Um gráfico de fluxo de caixa acumulado é também incluído neste sumário financeiro.
5. **Passo 5 – Sensibilidade & análise de risco (opcional):** Neste passo final, analisa-se grau de incerteza de vários parâmetros financeiros estimados que podem afectar a viabilidade financeira do projecto. Podem ser realizadas análises de sensibilidade ou de risco ou ambas.

Para efeito de estudo foram considerados os mesmos parâmetros definidos nas Tabelas 4.1 e 4.2 no Software *RETScreen International Clean Energy Project Analysis* a fim de fazer uma análise de viabilidade económico-financeira do projecto de energia eólica localizado em Caldas da Rainha.



4.5 Resultados e comparações

Ao comparar os resultados calculados para o caso de estudo presente neste capítulo através das fórmulas dos métodos de avaliação de projectos de energia e seus custos (ver Anexo IV), notam-se algumas diferenças e a necessidade de perceber o que acontece com os indicadores em questão. Na Tabela 4.4, tem-se o resumo dos indicadores definidos no cenário actual, com os respectivos resultados calculados pela aplicação das fórmulas e pelo Software *RETScreen International Clean Energy Project Analysis*.

Tabela 4.4 Comparação dos Indicadores económico-financeiros

		MS Excel		RETScreen®			
Indicadores		Resultados		Indicadores		Resultados	
Atractividade	WACC _{proj}	5.0681% ao ano		WACC _{proj}	5.0681% ao ano		
	VAL _(9%a.a)	53,360,255 €		VAL _(9%a.a)	48,411,256 €		
	TIR _(9%a.a)	4.5896% ao ano		TIR _(9%a.a)	6.4452% ao ano		
	SPB	5 anos		SPB	7 anos		
	DPB	9 anos		DPB	11.5 anos		
	RR _{levelized}	86,096,753 €		RR _{levelized}	Não é calculado		
	BCR	1.21		BCR	1.07		
Custos	LCOE	59.3638	€/MWh	LCOE	Não é calculado		
	TLCC _(9%a.a)	87,017,004 €		TLCC _(9%a.a)	Não é calculado		
	NPC _(9%a.a)	87,594,407 €		NPC _(9%a.a)	Não é calculado		
	LEGC _(9%a.a)	72.8080	€/MWh	COE	95.3448 €/MWh		
	UPAC _(9%a.a)	0.014625	€/Kw	UPAC _(9%a.a)	Não é calculado		

Fonte: Elaboração própria

Para o VAL (Valor Actual Líquido) encontrou-se a diferença de -9.27% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. Esta situação acontece pois no cálculo realizado

com o MS Excel faz-se com $NPV = AAR \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] - ICC$ e no RETScreen® utiliza-se o

método do fluxo de caixa descontado. Vale ainda lembrar que a actualização das receitas no RETScreen® acontece a partir do segundo ano de funcionamento do projecto enquanto o NREL (1995) sugere que esta actualização dos valores seja feita a partir do primeiro ano de funcionamento do projecto de energia.



Já para a TIR (Taxa Interna de Rentabilidade), chega-se a diferença de -28.79% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. Esta situação acontece pois no cálculo

realizado com o MS Excel faz-se com $NPV = AAR \left[\frac{(1 + IRR)^N - 1}{IRR(1 + IRR)^N} \right] - ICC = 0$ e no

RETScreen utiliza-se o método do fluxo de caixa descontado.

Na análise dos retornos do investimento, SPB e DPB, estas diferenças acentuaram-se mais. Para o tempo de retorno simples (SPB) a diferença foi de 40.00% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. No SPB isto implica em mais dois anos para retornar o capital investido (de 5 para 7 anos). Esta situação acontece pois no cálculo

realizado com o MS Excel faz-se com $SPB = \frac{ICC}{AAR}$ e no RETScreen utiliza-se o método

do fluxo de caixa descontado. Para o DPB nota-se diferença de 27.78% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. No DPB isto implica em mais dois anos e meio para retornar o capital investido (de 9 para 11.5 anos). Esta situação acontece pois no

cálculo realizado com o MS Excel faz-se com $DPB = \frac{ICC}{[AAR - (O \& M + LLC)]}$ e no

RETScreen utiliza-se o método do fluxo de caixa descontado, excluindo os encargos financeiros da dívida.

No caso da análise custo-benefício ou BCR, encontra-se a diferença de -11.57% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. No BCR isto implica em menos 0.14 € nos benefícios (receitas) auferidos pelo projecto. Esta situação acontece pois no cálculo

realizado com o MS Excel faz-se com $B / C = \frac{\sum \frac{C_i}{(1 + i)^i}}{\sum \frac{C_o}{(1 + i)^i}}$ e no RETScreen é calculado

como o rácio do valor actual da receita anual (receitas e/ou poupança) menos os custos anuais para o capital próprio do projeto.

Para a análise dos custos do projecto de energia, pode-se fazer uma aproximação entre *Levelized Electricity Generation Cost* (LEGC) e o Custo de Produção de Energia (CPE) do RETScreen®. O LEGC de 72.8080 €/MWh e o CPE de 95.3448 €/MWh apresentam um valor médio de 84.0741 €/MWh com desvio padrão de 13.40%. O LEGC apresenta diferença de 30.95% em relação ao resultado calculado pelo RETScreen®. Isto implica em acréscimo de 22.54 €/MWh no custo da energia produzida. Esta situação acontece



pois no cálculo realizado com o MS Excel faz-se com $LEGC = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_f)(1+r)^{-t}]}{\sum [AAR(1+r)^{-t}]}$

e no RETScreen utiliza-se o método do fluxo de caixa descontado.

Por fim, ao considerar as características técnico económico-financeiras do projecto de energia eólica *onshore* em Caldas da Rainha, Portugal, foram calculados e utilizados os seguintes valores nas análises.

Tabela 4.5 Valores calculados no cenário actual do projecto

Itens	Valores
ICC	46,800,000 €
AAR _{médio}	10,196,940 €
Custos exploração _{médio}	9,480,561 €
O&M _{médio}	5,237,172 €
Debt _{médio}	1,694,154 €
Tax _{médio}	2,549,235 €
LRC	1,445,543 €
Dv	12,914,392 €

Fonte: Elaboração própria

Tendo-se em contas as diferenças nos valores encontrados nas análises económico-financeiras do projecto de energia eólica e seus custos, é interessante perceber o nível de interdependência das variáveis económicas e técnicas deste mesmo projecto. Estas relações são testadas e verificadas a partir da análise de sensibilidade do projecto. Na secção a seguir é realizada esta análise do projecto.

4.5.1 Análise de sensibilidade do projecto

A análise de sensibilidade é o procedimento que verifica qual o impacto nos indicadores económico-financeiros quando oscila determinados parâmetros relevantes no investimento. Sendo assim, esta análise permite detectar para qual das estimativas do projecto os indicadores são mais sensíveis e relevantes. É importante lembrar que a análise de sensibilidade trata cada variável isoladamente quando na prática todas as variáveis envolvidas no projecto tendem a estarem relacionadas, além do facto que umas variáveis são mais fáceis de prever do que outras (Lapponi, 2000).



Para a melhor percepção do comportamento económico e financeiro do projecto foram construídos três cenários em relação ao cenário actual, já comentado acima. Foram desenvolvidos mais três cenários para análise de sensibilidade do parque eólico hipotético situado em Caldas da Rainha. Para o cenário C_1 foram considerados os seguintes parâmetros com as respectivas alterações em relação ao cenário actual (referência), conforme resumidos na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 Alterações nos parâmetros para o cenário C_1

Parâmetros	Acção	(%)
1. Preço de venda contratado	Redução	10.00
2. Preço de mercado	Redução	10.00
3. Taxa de desconto	Aumento	25.00
4. Taxa de inflação	Aumento	25.00
5. Taxa de juros	Aumento	25.00
6. Custo de O&M	Aumento	30.00
7. Custo de ICC	Redução	25.00
8. Impostos	Redução	5.00

Fonte: Elaboração própria

Os demais parâmetros foram considerados constantes conforme definidos na Tabela IV.1. Após estas alterações, tem-se os resultados apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Indicadores económico-financeiros do cenário C_1

	Indicadores	Resultados
Atractividade	$WACC_{C_1}$	6.4407% ao ano
	$VAL_{(C_1)}$	45,576,320 €
	$TIR_{(C_1)}$	3.5982% ao ano
	$SPB_{(C_1)}$	4 anos
	$DPB_{(C_1)}$	14 anos
	$RR_{levelized(C_1)}$	82,089,476 €
	$BCR_{(C_1)}$	1.00
Custos	$LCOE_{(C_1)}$	56.6020 €/MWh
	$TLCC_{(C_1)}$	82,813,856 €
	$NPC_{(C_1)}$	82,985,980 €
	$LEGC_{(C_1)}$	120.9393 €/MWh
	$UPAC_{(C_1)}$	0.018639 €/kW

Fonte: Elaboração própria



Para o cenário C_2 foram considerados os seguintes parâmetros com as respectivas alterações em relação ao cenário actual (referência), conforme resumidos na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 Alterações nos parâmetros para o cenário C_2

Parâmetros	Acção	(%)
1. Preço de venda contratado	Aumento	10.00
2. Preço de mercado	Aumento	10.00
3. Taxa de desconto	Redução	25.00
4. Taxa de inflação	Redução	25.00
5. Taxa de juros	Redução	25.00
6. Custo de O&M	Redução	30.00
7. Custo de ICC	Aumento	25.00
8. Impostos	Aumento	5.00

Fonte: Elaboração própria

Os demais parâmetros foram considerados constantes conforme definidos na Tabela IV.1. Após estas alterações, tem-se os resultados apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Indicadores económico-financeiros do cenário C_2

	Indicadores	Resultados
Atractividade	$WACC_{(C2)}$	3.7377% ao ano
	$VAL_{(C2)}$	67,402,912 €
	$TIR_{(C2)}$	5.5389% ao ano
	$SPB_{(C2)}$	6 anos
	$DPB_{(C2)}$	8 anos
	$RR_{levelized(C2)}$	89,875,638 €
	$BCR_{(C2)}$	1.47
Custos	$LCOE_{(C2)}$	54.7153 €/MWh
	$TLCC_{(C2)}$	91,017,196 €
	$NPC_{(C2)}$	92,069,832 €
	$LEGC_{(C2)}$	43.5621 €/MWh
	$UPAC_{(C2)}$	0.010967 €/kW

Fonte: Elaboração própria



Para o cenário C_3 foram considerados os seguintes parâmetros com as respectivas alterações em relação ao cenário actual (referência), conforme resumidos na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 Alterações nos parâmetros para o cenário C_3

Parâmetros	Acção	(%)
1. Preço de venda contratado	Redução	30.00
2. Preço de mercado	Redução	30.00
3. Taxa de desconto	Redução	30.00
4. Taxa de inflação	Redução	30.00
5. Taxa de juros	Redução	30.00
6. Custo de O&M	Redução	30.00
7. Custo de ICC	Redução	30.00
8. Impostos	Redução	5.00

Fonte: Elaboração própria

Os demais parâmetros foram considerados constantes conforme definidos na Tabela IV.1. Após estas alterações, tem-se os resultados apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 Indicadores económico-financeiros do cenário C_3

	Indicadores	Resultados
Atractividade	$WACC_{(C3)}$	3.6068% ao ano
	$VAL_{(C3)}$	49,771,088 €
	$TIR_{(C3)}$	4.9328% ao ano
	$SPB_{(C3)}$	5 anos
	$DPB_{(C3)}$	10 anos
	$RR_{levelized(C3)}$	69,567,877 €
	$BCR_{(C3)}$	1.24
Custos	$LCOE_{(C3)}$	29.5827 €/MWh
	$TLCC_{(C3)}$	70,619,559 €
	$NPC_{(C3)}$	70,819,831 €
	$LEGC_{(C3)}$	48.2488 €/MWh
	$UPAC_{(C3)}$	0.006968 €/kW

Fonte: Elaboração própria



4.6 Resumo e conclusões

No estudo realizado verificou-se que a avaliação e gestão de projectos de energia eólica *onshore* e seus custos são influenciados por diversos factores, como características do sistema de produção, parâmetros económico-financeiros do projecto, bem como pelas características climáticas do local da instalação do parque eólico.

Para perceber o comportamento das variáveis envolvidas na avaliação económico-financeira do parque eólico hipotético como forma de validar os indicadores de atractividade e risco de projectos de energia e de análise de custos de produção foi feita análise de sensibilidade, considerando os seguintes aspectos:

1. A produção é constante ao longo de toda a análise do parque eólico, ou seja, o factor de capacidade é constante e igual a 28.5925% durante a vida útil do projecto (25 anos);
2. Todos os valores são corrigidos a taxa de inflação anual definida para cada cenário da análise de sensibilidade, incluso o cenário actual, para evitar o efeito da inflação nos custos nos 25 anos de análise do projecto;
3. As variáveis consideradas na análise de sensibilidade foram preço de venda contratado, preço de mercado, taxa de desconto do projecto, taxa de inflação, taxa de juros da dívida, alíquota de impostos, custos de O&M e custos de investimentos;
4. O projecto não recebe nenhum tipo de incentivo fiscal pela produção de energia eléctrica a partir de vector energético renovável.
5. As demais variáveis técnico-económicas e climáticas ficam na condição *ceteris paribus*⁴³, pois não é objectivo fazer análise alterando as demais variáveis envolvidas no projecto de energia eólica *onshore*.

A fim de apresentar os impactos nos indicadores de atractividade e custos do projecto de energia eólica, faz-se resumo dos mesmos com respectivas variáveis, em valores absolutos e percentuais. Também são apresentados os valores de investimentos, receitas, custos de exploração, custos de grandes reparações e desinvestimentos.

⁴³ Expressão em Latim também grafada *coeteris paribus*, que pode ser traduzida por "todo o mais é constante" ou "mantidas inalteradas todas as outras coisas".



Na Tabela 4.12 apresenta-se os valores dos indicadores de atractividade usados na análise económico-financeira do projecto de energia eólica.

Tabela 4.12 Comparação em valores absolutos dos cenários

Indicadores	Resultados					
	Unid	Actual	C ₁	C ₂	C ₃	
Atractividade	WACC	%/ano	5.0681%	6.4407%	3.7377%	3.6068%
	VAL	€	53,360,255	45,576,320	67,402,912	49,771,088
	TIR	%/ano	4.5896%	3.5982%	5.5389%	4.9328%
	SPB	ano	5	4	6	5
	DPB	ano	9	14	8	10
	RR _{levelized}	€	86,096,753	82,089,476	89,875,638	69,567,877
	BCR		1.21	1.00	1.47	1.24
Custos	LCOE	€/MWh	59.3638	56.6020	54.7153	29.5827
	TLCC	€	87,017,004	82,813,856	91,017,196	70,619,559
	NPC	€	87,594,407	82,985,980	92,069,832	70,819,831
	LEGC	€/MWh	72.8080	120.9393	43.5621	48.2488
	UPAC	€/kW	0.014625	0.018639	0.010967	0.006968

Fonte: Elaboração própria

Com a análise de sensibilidade, nota-se claramente que no cenário (C₁) a análise BCR chega a unidade e o retorno descontado do investimento chega a 14 anos, tendo-se em conta que o prazo para pagamento da dívida (financiamento) é de 15 anos. Ao comparar com os demais cenários, o maior WACC também ocorre no cenário (C₁). O custo do capital (WACC), considerando a estrutura de capitais, tem forte influência na taxa interna de rentabilidade do projecto, facto que explica TIR de 3.5982% ao ano no cenário (C₁). Para análise RR nivelada do projecto de energia, percebe-se que há redução na necessidade de receitas em relação ao cenário actual do projecto, o que isoladamente é favorável ao projecto de energia.

No cenário (C₂), mesmo com TIR superior ao cenário actual do projecto e custo de capital (WACC) mais pequeno, os retornos de capital (SPB e DPB) ficam em 6 e 8 anos, respectivamente. Destaca-se a análise BCR superior ao cenário actual, facto que é justificado pelo VAL de 67,402,912 €. Para a análise RR nivelada, tem-se incremento na necessidade de receitas em relação ao cenário actual do projecto, o que isoladamente é desfavorável ao projecto de energia.

No cenário (C₃), mesmo com TIR ligeiramente superior ao cenário actual do projecto e custo de capital (WACC) mais pequeno, os retornos de capital (SPB e DPB) ficam em 5 e



10 anos, respectivamente. Destaca-se a análise BCR superior ao cenário actual, facto que é justificado pelo VAL de 49,771,088 €. Para a análise RR nivelada, tem-se a mais pequena necessidade de receitas em relação aos demais cenários, inclusive no cenário actual do projecto, o que isoladamente é favorável ao projecto de energia.

Quanto aos indicadores de análise de custos do projecto de energia, chega-se às seguintes observações:

1. O LCOE apresenta relação directa ao custo de capital (WACC) do projecto, pois os projectos de energia são intensivos em capital, logo, a estrutura de capitais e seus custos interferem no custo final da energia produzida;
2. O TLCC é influenciado pelo nível de receitas do projecto, pois ao comparar com análise RR nivelada, nota-se de forma clara esta relação;
3. O NPC também é influenciado pelo nível de receitas do projecto, pois ao comparar com análise RR nivelada, nota-se de forma clara esta relação. Vale destacar que neste caso de estudo a produção é constante durante a vida útil do projecto;
4. O LEGC é influenciado pelo nível de receitas do projecto, pois ao comparar com $AAR_{média}$ (receita média anual), nota-se de forma clara esta relação. Talvez com produção variável ano a ano, poder-se-ia mitigar esta influência com incrementos na produção;
5. O UPAC apresenta comportamento inverso ao nível de investimento do projecto (ICC), pois este comportamento repete-se nos cenários C_1 e C_2 . O custo de capital do projecto (WACC) também exerce influência sobre este indicador de custo, pois, os encargos financeiros das dívidas são contabilizados em custos de exploração do projecto ou em O&M.

Estas considerações sobre os indicadores de atractividade e de avaliação de custos de projectos de energias renováveis, exemplo dos projectos de energia eólica *onshore*, através de simulações dos custos totais de parque eólico hipotético de 40 MW_e de potência eléctrica instalada, bem como pela análise de sensibilidade vem explicitar a importância deste trabalho na área das energias renováveis.

Os principais valores calculados para esta simulação e análise de sensibilidade estão resumidos nas Tabelas 4.12, 4.13, 4.14 e 4.15, em valores absolutos e percentuais dos cenários do caso de estudo analisado.



Tabela 4.13 Comparação das variações percentuais dos cenários

Indicadores	Variação percentual dos resultados				
	Unid	C ₁	C ₂	C ₃	
Atractividade	WACC	%/ano	27.08%	-26.25%	-28.83%
	VAL	€	-14.59%	26.32%	-6.73%
	TIR	%/ano	-21.60%	20.68%	7.48%
	SPB	ano	-21.60%	20.68%	0.00%
	DPB	ano	51.29%	-13.14%	6.39%
	RR _{levelized}	€	-4.65%	4.39%	-19.20%
	BCR		-17.19%	21.48%	2.46%
Custos	LCOE	€/MWh	-4.65%	-7.83%	-50.17%
	TLCC	€	-4.83%	4.60%	-18.84%
	NPC	€	-5.26%	5.11%	-19.15%
	LEGC	€/MWh	66.11%	-40.17%	-33.73%
	UPAC	€/kW	27.45%	-25.01%	-52.35%

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 4.13 apresenta resumo dos cenários estudados com respectivas variações em valores percentuais em relação ao cenário actual do projecto de energia eólica já caracterizado neste capítulo. Ao considerar TIR e RR nivelada, trata-se de projecto inserido em sector fortemente regulamento por políticas energéticas por parte do sector público, o pior cenário é o C₁, pois tem-se maior oscilação negativa na taxa interna de rentabilidade (pela óptica privada) e BCR, enquanto o melhor cenário é o C₂, por apresentar as maiores oscilações positivas de TIR e BCR.

Na análise dos custos do projecto de energia eólica *onshore* ao considerar LCOE, TLCC, LEGC e UPAC, o melhor cenário é o C₃, pois as maiores reduções de custo na energia produzida ocorreram neste cenário, enquanto o pior cenário é C₁, pois tem-se acréscimos de 66.11% e 27.45% de custo na energia produzida, respectivamente, LEGC e UPAC.

Nas análises de atractividade e de custos do projecto de energia eólica de 40 MW_e eléctrico de capacidade instalada, deve-se ter em consideração que para cada cenário estudado, esperam-se níveis de investimentos, receitas, custos de exploração, custos de grandes reparações (substituições) e valores residuais (desinvestimentos) diferentes, com produção anual constante ao longo das análises realizadas.

Como pode ser observado nas Tabela 4.14 e 4.15 a seguir, tem-se oscilações absolutas e percentuais significativas destes itens de grande importância na análise de engenharia económica realizada em qualquer projecto de investimento.



Tabela 4.14 Comparação em valores absolutos dos parâmetros calculados nos cenários

Itens	Valores médios (€) dos parâmetros calculados			
	Actual	C ₁	C ₂	C ₃
ICC	46,800,000	35,100,000	58,500,000	32,760,000
AAR _{médio}	10,196,940	9,754,852	10,561,606	6,641,317
Custos exploração _{médio}	9,480,561	11,058,052	8,050,268	5,965,568
O&M _{médio}	5,237,172	7,296,126	3,423,990	3,377,906
Debt _{médio}	1,694,154	1,445,149	1,853,856	1,010,349
Tax _{médio}	2,549,235	2,316,777	2,772,422	1,577,313
LRC	1,445,543	1,172,388	1,670,302	920,733
Dv	12,914,392	12,884,050	11,232,385	5,766,604

Fonte: Elaboração própria

Como observa-se o ICC apresenta reflexo directo nos custos de financiamentos (*Debt*), custos de grandes substituições (LRC) e valores residuais (desinvestimentos). Como estes projectos sempre há uma parcela de capital alheio e custo financeiro associado ao mesmo, daí a relação directa. Já o LRC é também em função do nível de investimento inicial, pois considera-se o ICC, período de ocorrência do LRC e a amortização do activo e o período no cálculo do LRC. Os valores residuais do projecto (desinvestimentos) apresentam relação directa, pois são resultantes da diferença do ICC, das amortizações do projecto e LRC.

Para os demais custos de exploração, como O&M e impostos (*Tax*) são em função do nível de receitas (AAR) do projecto. Para este caso de estudo, a produção anual é considerada constante, o que oscila é o valor do preço de venda contratado e o preço de mercado após o 15º ano de funcionamento do parque eólico. Ambos os preços são actualizados a taxa de inflação anual considerada nas análises.

Caso o investidor ou gestor do projecto pudesse escolher entre os cenários tendo por base as informações contidas nas Tabelas 4.14 e 4.15 chegar-se-ia a conclusão que o melhor cenário é o C₃, pois, neste cenário com investimentos, receitas e custos de exploração mais pequenos alcançaria VAL de 49,771,000 €; BCR de 1.24; DPB de 10 anos e LCOE de 29.5827 €/MWh para energia eléctrica produzida (ver Tabela 4.12).

Ao comparar as variações em termos percentuais nos cenários fica mais evidente que o cenário (C₃) apresenta reduções que oscilam entre 30.00% e 55.35% em relação ao cenário actual do projecto.



Tabela 4.15 Comparação das variações percentuais dos parâmetros calculados nos cenários

Itens	Variação percentual dos resultados		
	C ₁	C ₂	C ₃
ICC	-25.00%	25.00%	-30.00%
AAR _{médio}	-4.34%	3.58%	-34.87%
Custos exploração _{médio}	16.64%	-15.09%	-37.08%
O&M _{médio}	39.31%	-34.62%	-35.50%
Debt _{médio}	-14.70%	9.43%	-40.36%
Tax _{médio}	-9.12%	8.76%	-38.13%
LRC	-18.90%	15.55%	-36.31%
Dv	-0.23%	-13.02%	-55.35%

Fonte: Elaboração própria

O caso de estudo apresentado neste capítulo corresponde a parque eólico hipotético situado em Caldas da Rainha, Portugal. Foram utilizados valores referenciados nas Tabelas 4.1 e 4.2. As taxas de impostos de demais taxas utilizadas no presente caso de estudo são coerentes com a realidade de Portugal. Foram, ainda utilizados métodos de avaliação económica de projectos e custos para projectos de energia, sem considerar a incerteza associada à aleatoriedade da velocidade do vento (produção anual constante).

Na análise económico-financeira do projecto hipotético de energia eólica *onshore* e seus custos são calculados WACC, NPV (VAL), IRR (TIR), SPB, DPB, TLCC, BCR, LCOE, RR nivelado e UPAC. No final deste capítulo após a realização da análise de sensibilidade e comparações dos cenários definidos, destacam-se os seguintes aspectos:

1. As técnicas de análise de atractividade e risco económico-financeiro utilizadas neste capítulo consideram as características técnico-económicas e financeiras dos projectos de energia renovável, especificamente os projectos de energia eólica *onshore*;
2. A verdadeira análise de atractividade e risco económico-financeiro de projectos de energia e seus custos deve-se ter em conta os indicadores, que de forma, conjugada revelam informações convergentes para a tomada de decisão mais acertada e consistente;
3. Todos os indicadores adoptados devem ser utilizados na engenharia económica de forma a atender necessidades específicas de informação sobre a tomada de decisão em situação de oportunidade de investimento em projectos de energia.



Capítulo 5

5 Conclusão e implicações

5.1 Introdução

Actualmente, os agentes económicos ligados às energias se encontram, cada vez mais, expostos a incertezas de diversas naturezas, como financeira, política, ambiental ou, até mesmo, quanto à disponibilidade dos próprios recursos energéticos. Por isso, é importante que investidores e gestores identifiquem os principais riscos associados aos projectos que tenham interesse, de forma a minimizar os impactos no retorno económico-financeiro dos projectos seleccionados.

A situação actual da energia eólica, objectivos, abordagem e metodologia, bem como a estruturação desta dissertação levou-nos a caracterizar as necessidades energéticas da humanidade no contexto das etapas da evolução da sociedade ao longo dos tempos. No capítulo 2 fez-se a relação entre energia, economia e sociedade, o que destacam-se os seguintes aspectos:

1. A evolução humana está intimamente ligada à energia, desde o início dos tempos o homem vem conhecendo-a e procurando-a cada vez mais no meio ambiente. Passou a aproveitar e beneficiar-se com seus potenciais;
2. A produção de energia e sua utilização têm inquestionáveis impactos ambientais, contribuindo significativamente para o efeito estufa e outras emissões poluentes. O uso de tecnologias mais eficientes, juntamente com aplicação de políticas energéticas sustentáveis tem contribuído para redução geral da intensidade das emissões de CO₂ provenientes da produção e consumo de energia;
3. Em geral, a energia eólica pode dar importante contributo na redução do consumo de combustíveis fósseis e cumprir com compromissos ambientais internacionais. No entanto, a capacidade de interligação, a combinação da capacidade existente de produção e características do sistema de energia eólica para ter efeito significativo sobre a forma como a variável produção é assimilada pelo sistema e sobre a extensão desse contributo para atender às necessidades energéticas da sociedade moderna.



Com relação à produção de energia eólica, a avaliação e gestão de projectos em energias renováveis, também se faz necessário diante de outros factores, como por exemplo, a possível penetração dessa fonte na matriz energética mundial, principalmente em regiões onde as velocidades de vento são expressivas. Como a potência é extremamente sensível à velocidade do vento, a variabilidade impacta significativamente nos indicadores económico-financeiros do projecto de energia. Diante disto, destaca-se a importância do desenvolvimento de metodologias de avaliação e gestão económico-financeira de projectos de produção de electricidade que considerem as incertezas associadas a esta tecnologia (EWEA, 2009; SunMedia GmbH, 1999; Wizelius, 2007).

No capítulo 3 foram estudadas as principais metodologias de análise económico-financeira de projectos e de avaliação de custos aplicados à energia eólica. Após o detalhamento metodológico dos indicadores de atractividade de projectos e de custos, destacam-se os seguintes aspectos:

1. A atractividade do projecto de energia eólica pode variar consideravelmente entre avaliação do sector privado e do sector público. O sector público leva em consideração factores adicionais, como efeitos externos, efeitos fiscais para autoridades públicas ou efeitos de longo prazo que estão além do horizonte dos investidores privados.
2. A estrutura do financiamento é factor de influência muito importante para a atractividade do projecto de energia eólica. Em muitos casos, os agentes económicos praticam acções através de formas de financiamento do projecto a fim de ganhar rendimentos suficientes para satisfazer as necessidades dos investidores e demais agentes económicos envolvidos.
3. A atractividade económica do projecto de energia eólica é influenciada pela intervenção pública através de acções de regulamentação. As ferramentas comuns de intervenção pública são incentivos fiscais, subsídios directos, tarifas reguladas (receitas), ou financiamentos subsidiados (empréstimos a juros baixos).

No capítulo 4, desta dissertação, a aplicação prática dos modelos de avaliação económico-financeira de projectos e custos estudados através de simulações e análise de sensibilidade realizadas no caso de estudo, destacam-se os seguintes aspectos:

1. As técnicas de análise de atractividade económico-financeira utilizadas no capítulo 4 consideram as principais características técnico-económicas e financeiras dos projectos de energia eólica *onshore*.



2. A verdadeira análise de atractividade económico-financeira de projectos de energia e seus custos deve-se ter em conta indicadores, que de forma, conjugada revelam informações convergentes para a tomada de decisão mais acertada e consistente.
3. Todos os indicadores adoptados devem ser utilizados na engenharia económica para atender as necessidades específicas de informação para a tomada de decisão em situação de oportunidade de investimento em projectos de energia.

5.2 Resultados obtidos nos modelos de avaliação económica estudados

É importante ressaltar as diferenças entre as metodologias de avaliação económico-financeira de atractividade e de custos para projectos de energia utilizadas neste trabalho. Nas Tabelas 4.16 e 4.17 apresentam os resultados obtidos a partir das simulações e análise de sensibilidade, realizadas no capítulo 4.

Tabela 4.16 Resultados dos modelos estudados para avaliação económica de projecto

Indicadores	Resultados em relação ao cenário actual
SPB	O retorno simples do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -21.60% a 20.68%, ou melhor de 4 a 6 anos.
DPB	O retorno descontado do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -13.14% a 51.29%, ou melhor de 8 a 14 anos.
VAL (NPV)	O nível de riqueza que o projecto de energia eólica proporciona ao investidor apresentou oscilação de -14.59% a 26.32%, ou melhor de 45,576,320 € a 67,402,912 €.
TIR (IRR)	A taxa interna de rentabilidade do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -21.60% a 20.68%, ou seja, de 3.5982% a 5.5389% ao ano.
RR	O nível de receitas requeridas do projecto de energia eólica apresentou oscilação entre -19.20% a 4.39%, ou seja, de 69,567,877 €/ano a 89,875,638 €/ano.
BCR	A análise custo-benefício do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -17.19% a 21.48%, ou seja, de 1.00 a 1.47.

Fonte: Elaboração própria



Esta dissertação sobre “avaliação e gestão de projectos de energia eólica *onshore*” mostrou que, para fins de análise económico-financeira de longo prazo (considerando o período de estudo do projecto), as metodologias apresentam tendências distintas. Sendo assim, os resultados obtidos, tanto para indicadores de atractividade de projectos de energia como para custos, devem ser analisados em conjunto, e não de forma isolada como nas análises de engenharia económica tradicional. Pode-se destacar para os indicadores de atractividade e riscos, os seguintes aspectos:

1. Nas análises realizadas conclui-se que os retornos dos investimentos (SPB e DPB) são afectados pelo comportamento económico-financeiro do projecto em si. No caso do DPB com oscilação máxima de 51.29% em relação ao cenário actual prova que o retorno é extremamente sensível às mudanças no projecto. Por parte do investidor, esta extrema sensibilidade representa risco associado ao projecto. Essa análise agrega valor ao processo de tomada de decisão de investimento, por conseguir quantificar o grau de incerteza do projecto (Godfrey Boyle, 1997).
2. Na análise de sensibilidade, o VAL apresentou oscilação de -14.59% a 26.32% em relação ao cenário actual, facto que indica elevada sensibilidade no projecto em relação ao nível de receitas e investimentos. A análise do VAL tem grande importância por parte do investidor no processo de tomada de decisão de investimento, pois em projectos mutuamente exclusivos, escolhe-se aqueles que apresentam maior VAL e pequena sensibilidade (ver Figura VI.3).
3. Com as análises realizadas conclui-se que a rentabilidade do projecto é afectada pela alteração no nível de receitas e investimentos no projecto. Com a análise de sensibilidade, a TIR, apresentou oscilação entre -21.60% a 20.68% em relação ao cenário actual, facto que indica fragilidades no projecto, ou risco elevado, ao lembrar que projectos de energia eólica são intensivos em capital. A análise da TIR tem grande importância por parte do investidor no processo de tomada de decisão de investimento, pois em projectos mutuamente exclusivos, escolhe-se aqueles que apresentam maior TIR e pequena sensibilidade (ver Figura VI.1).
4. Quanto às receitas necessárias ao projecto, pode-se dizer que as alterações no ambiente económico onde o projecto de energia eólica encontra-se inserido não são tão impactantes na saúde económico-financeira do projecto. Com a análise de sensibilidade, a RR, apresentou oscilação entre -19.20% a 4.39% em relação ao cenário actual (ver Figura VI.4). Tal situação acontece aos projectos com contratos de venda de electricidade à rede eléctrica de distribuição por preço



contratado durante certo tempo (15 anos) e da produção ser constante ao longo da vida útil do projecto. Lembra-se ainda que neste estudo foi considerado a fronteira do caso de estudo, para efeito de análise, da produção até a rede de distribuição, conforme definido em 1.5.2.

5. Com as análises realizadas conclui-se que o rácio custo-benefício do projecto é afectado pelo incremento nos custos e níveis de receitas do projecto. Com a análise de sensibilidade, a BCR, apresentou oscilação entre -17.19% a 21.48% em relação ao cenário actual (ver Figura VI.5), facto que indica aspectos vulneráveis no projecto, ou risco moderado. A análise BCR tem importância por parte do gestor do projecto de energia eólica, pois em projectos mutuamente exclusivos não se aplica esta análise, mas pode-se fazer *ranking* entre projectos diferentes (pela óptica do investidor) ou classificar riscos de um mesmo projecto, mas em fases diferentes do ciclo de vida deste mesmo projecto (pela óptica do gestor).

Como os projectos de energia são intensivos em capital e são determinados pelos aspectos de engenharia e mercadológicos, a gestão destes projectos passa pelo acompanhamento dos custos do projecto ao longo de sua vida útil. A Tabela 4.17 apresenta os indicadores utilizados no caso de estudo, bem como, com principais resultados observados.

Tabela 4.17 Resultados dos modelos estudados para avaliação de custos

Indicadores	Resultados em relação ao cenário actual
LCOE	O custo nivelado de produção de energia do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -50.17% a -4.56%, ou seja, de 29.5827 €/MWh a 56.6020 €/MWh.
TLCC	O custo total do ciclo de vida do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -18.84% a 4.60%, o que corresponde a TLCC de 70,619,559 € a 91,017,196 €.
NPC	O custo actual líquido do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -19.15% a 5.11%, ou seja, NPC de 70,819,831 € a 92,069,832 €.
LEGC	O custo de produção de energia do projecto de energia eólica apresentou oscilação de -40.17% a 66.11%, ou seja, de 43.5621 €/MWh a 72.8080 €/MWh.
UPAC	O custo unitário médio por unidade instalada do projecto de energia eólica apresentou oscilação entre -52.35% a 27.45%, ou seja, de 0.006968 €/kW a 0.018639 €/kW.

Fonte: Elaboração própria



Os modelos de avaliação de custos para projectos de energia também apresentaram comportamentos que merecem alguma explicação. Pode-se destacar para os indicadores de custos, os seguintes aspectos:

1. Nas análises realizadas conclui-se que o custo nivelado da electricidade produzida (LCOE) pelo projecto de energia eólica *onshore* é afectado pelo comportamento económico-financeiro do projecto em si. O LCOE apresentou oscilação máxima de -50.17% em relação ao cenário actual prova que o custo de produção é extremamente sensível às mudanças no projecto (ver Figura VI.6). Por parte do gestor, esta sensibilidade representa risco associado à gestão do projecto. Essa análise deixa claro a necessidade de maior controlo dos custos do projecto de energia. Vale destacar novamente que o projecto em análise tem preço de venda contratado e corrigido a taxa de inflação do período, logo o incremento ou redução nos custos não pode ser repassado ao consumidor final.
2. Com a análise de sensibilidade, notou-se que os custos totais do projecto pelo indicador TLCC, apresentou oscilação de -18.84% a 4.60% em relação ao cenário actual, facto que mostra que o TLCC é afectado directamente pelos custos de O&M, custos financeiros e pelos impostos. Estes podem ser agrupados em custos de exploração e têm impacto directo no TLCC do projecto de energia eólica (ver Figura VI.7).
3. O NPC ou custo actual líquido com a análise de sensibilidade, notou-se oscilação de -19.15% a 5.11% em relação ao cenário actual, facto que mostra que o NPC é afectado directamente pelos custos de O&M, custos financeiros, impostos, grandes reparações (substituições) e valores residuais do projecto. O LRC (custos de grandes reparações) e D_v (valores residuais ou desinvestimentos) dependem do investimento inicial (ICC) do projecto de energia eólica (ver Figura VI.8).
4. Para o custo nivelado de produção definido pelo LEGC, ao fazer a análise de sensibilidade notou-se oscilação de -40.17% a 66.11% em relação ao cenário actual, facto que mostra que o LEGC é afectado directamente pelo nível das receitas, custos de O&M, custos financeiros, impostos e LRC. Repete-se aqui o facto do projecto em análise ter preço de venda contratado e corrigido a taxa de inflação do período, logo o que impacta mais é a oscilação nos custos de exploração e de grandes reparações (LRC) influenciado pelo investimento inicial (ICC) do projecto (ver Figura VI.9).



5. Após a análise de sensibilidade e determinação do UPAC ou custo unitário médio actualizado, notou-se oscilação de -52.35% a 27.45% em relação ao cenário actual. Com tamanha oscilação conclue-se que o custo unitário médio actualizado por unidade instalada é extremamente sensível às mudanças no projecto. Por parte do gestor, esta sensibilidade representa risco associado à gestão do projecto. Essa análise deixa claro a necessidade de maior controlo dos custos do projecto de energia, pois este indicador de custo está associado ao investimento inicial, nível de receitas, custos de exploração e custos de grandes reparações. Vale enfatizar que o projecto em análise tem preço de venda contratado e corrigido a taxa de inflação do período, logo o incremento ou redução nos custos não pode ser repassado ao consumidor final (ver Figura VI.10).

O trabalho de investigação e compilação desta dissertação, face a própria concepção, objectivos e abordagem da mesma, apresentam algumas limitações quanto às conclusões aqui apresentadas. Estas limitações não invalidam as conclusões e contributos deste estudo para as energias renováveis, contudo cabe agora explicar estas limitações:

1. Considera-se em todas as análises do caso de estudo do capítulo 4, o factor de capacidade do parque eólico *onshore* constante. Esta situação foi assim considerada para simplificar a análise económico-financeira, mas numa situação real isto não acontece bem assim, pois a aleatoriedade da velocidade de vento não permite produção constante para todos os anos da vida útil do parque eólico.
2. Ao delimitar as fronteiras de estudo para esta dissertação, não foram consideradas etapas importantes no processo de fornecimento de energia eléctrica até o consumidor final, a distribuição e comercialização, que também implicam em custos associados, pois não faz parte do objectivo de estudo desta dissertação.
3. Não foram considerados nenhum tipo de incentivos fiscais para projectos de energia renovável, pois a acção governamental nestes tipos de investimentos é importante, mas a não consideração de incentivos fiscais foi com o propósito de analisar o parque eólico sem a acção ou intervenção governamental. Mas com certeza em projectos com este tamanho económico e impacto na redução das emissões de CO₂ (não foram contabilizadas) o governo tem sua parcela de contributo.



4. Não foram consideradas as melhorias tecnológicas nesta análise durante a vida útil do parque eólico, pois tecnicamente representam melhoria ou redução nos custos por unidade produzida e por conseguinte incremento na produtividade do projecto.

Este estudo também traz em si contributos importantes para a avaliação e gestão económico-financeira de projectos de energia eólica e seus custos. Dos contributos deste trabalho destaca-se:

1. Avaliação económico-financeira de parque eólico *onshore* (hipotético) e seus custos de produção com indicadores de atractividade económico-financeira e riscos adequados aos projectos de energias renováveis, e não somente pelos indicadores da engenharia económica clássica.
2. Realização de análise comparativa dos principais indicadores de atractividade, riscos e de custos entre o *RETScreen® International Clean Energy Project Analysis Software* e os indicadores de atractividade, riscos e de custos estudados nesta dissertação.
3. Perceber e demonstrar de certa forma que os indicadores da engenharia económica clássica utilizados nas análises de investimentos devem ser revistos em sua aplicação, pois, não se adequam totalmente quando os projectos a serem analisados são da área de energia renovável, como por exemplo os projectos de energia eólica.
4. Conscientizar os profissionais ligados às energias renováveis que a correcta e mais detalhada análise e gestão de projectos em energia renovável, pois pela natureza transversal e multidisciplinar das energias renováveis, áreas científicas distintas são exigidas, o que por exemplo faz do rigor e postulados das Ciências Económicas e o raciocínio e cientificismo das Engenharias completarem-se de forma a garantir maior fiabilidade e coerência com o mercado, onde estar-se-ão inseridos os projectos de energias renováveis.

Tendo em conta o rigor e a fiabilidade dos números apresentados nas análises realizadas nesta dissertação, atribui-se credibilidade máxima aos números e por isso pode-se dizer que estes tipos de projectos, no pior dos cenários, são investimentos seguros economicamente.



5.3 Perspectivas e sugestões para investigações futuras

A seguir são apresentadas algumas das linhas sugeridas de trabalhos futuros que podem estender os estudos apresentados nesta dissertação:

1. Aplicação de metodologias de optimização que contribuam para mitigar os riscos associados à aleatoriedade da velocidade do vento. Como por exemplo, pode ser desenvolvido algoritmos que façam a optimização económica do parque eólico *onshore* e/ou *offshore* em relação a velocidade do vento e garantir o ganho económico-financeiro do parque eólico.
2. Consideração de outras incertezas associadas ao risco da energia eólica *onshore* e/ou *offshore*, como por exemplo, o custo de operações e manutenção, o custo de instalação, as condições de financiamento e o cronograma de instalação;
3. Introdução de uma função utilidade no modelo de avaliação financeira dos projectos de energia eólica *onshore* e/ou *offshore*, indicando as preferências do investidor com relação ao risco;
4. Como o avanço tecnológico das turbinas eólicas *onshore* e *offshore* tem se dado de forma significativa, seria interessante a consideração deste incremento tecnológico como uma função de redução de custos operacionais ao longo do período de estudo na análise de investimento; e
5. Inclusão de todos os custos e demais encargos associados ao processo de produção, distribuição, comercialização e utilização da energia eléctrica até o consumidor final. Destaca-se ainda que devem ser associados os lucros ou ganhos esperados pelos operadores de redes e produtores de energia eléctrica a partir de parques eólicos *onshore* e/ou *offshore*.

Ao considerar que o sector da energia eólica passa por fase de grande expansão e apresenta oportunidades únicas que merecem ser consideradas. O interesse governamental no apoio ao desenvolvimento de projectos de investimento direccionados para a produção de electricidade a partir de fontes renováveis baseado no preço e na garantia da venda da produção a tarifa fixa, concretizando-se em políticas expansionistas para o sector e *clusters* eólicos, as perspectivas e sugestões para investigações futuras na área das energias, especificamente, da energia eólica, não se resume a estes cinco pontos listados, e sim a outras áreas científicas transversais às energias renováveis.



Referencias

- A. Davies, M. Hobday. (2005). *The Business of Projects*, Cambridge University Press.
- A.K.N. Reddy (ed.). (2002). *Energy and social issues*, World Energy Assessment, Chapter 2, UNDP, UNDESA, WEC.
- AEE – Asociación Empresarial Eólica. (2006). *Análisis y Diagnóstico de la Situación de la Energía Eólica en Españã*. Datos Básicos de la Eólica en España. Disponível em: http://www.aeeolica.es/contenidos.php?c_pub=101. (Consultado em 27/11/2009).
- A-Hamid Marafia; Hamdy A. Ashour. (2003). Economics of off-shore/on-shore wind energy systems in Qatar, *Renewable Energy*, (28), pp 1953–1963.
- Alexander, G.J.; Sharpe, W.F.; Bailey, J.V. (1993). *Fundamentals of Investments*. New Jersey: Prentice Hal.
- Almeida, A., Moura, P., Marques, A. and Almeida, J. (2005). Multi-impact evaluation of new medium and large hydropower plants in Portugal centre region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 9 (2), pp. 149-167.
- Anthony Boardman, David H. Greenberg, Aidan R. Vining and David L. Weimer. (1996). *Cost-Benefit Analysis. Concepts and Practice*. Prentice-Hall. United States.
- APEREC – Asia Pacific Energy Research Centre. (2005). *Renewable electricity in the APEC region. Internalising externalities in the cost of power generation, Japan*. Disponível em: <http://www.ieej.or.jp/aperc/>. (Consultado em 27/11/2009).
- Bergmann, A., Hanley, N. and Wright, R. (2006). Valuing the attributes of renewable energy investments, *Energy Policy*, 34 (9), pp 1004-1014.
- Bernstein, J.C. (2002). *Wind Resource Analysis Program 2002*, 14th Wind Resource Analysis Program Report, Minnesota Department of Commerce, pp 191-193.
- Bews, J.W. (1973). *Human Ecology*. Russel and Russel, New York, 312 pp.
- Bishop, I. and Miller, D. (2007). Visual assessment of offshore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renewable Energy*, Vol. 32 (5), pp 814-831.
- Blanco, M.I. (2009). The economics of wind energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (13), pp 1372–1382.
- Brealey, Richard A. e Myers, Stewart C. (1997). *Princípios de Finanças Empresariais*. Lisboa, McGraw-Hill, 5ª ed.
- BWEA – British Wind Energy Association. (2006). *Reform of the Renewables Obligation*. (Preliminary consultation). Disponível em: <http://www.bwear.com/ref/consultation-responses.html>. (Consultado em 5/07/2010).
- Christopher A. Walford (2003). *Wind Turbine Reliability: Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs*. Sandia National Laboratories, United States Department of Energy's National Nuclear Security Administration. Disponível em <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2006/061100.pdf>.



(Consultado em 13/03/2010).

- Cleland, D.I. (1991). The Age of Project Management. *Project Management Journal*, Vol XXII, No 1, March, pp 19-24.
- Cohen, J.M. et al. (1989). *A Methodology for Computing Wind Turbine Cost of Electricity Using Utility Economic Assumptions*. Windpower '89 Proceedings, San Francisco, California, September 1989. NREL/TP-257-3628, 168 pp.
- Cottrell, F. (1955). *Energy and Society*. Greenwood Press, Westport, Connecticut, 330 pp.
- D.A. Murry, G.D. Nan. (1994). *A definition of the gross domestic product-electrification interrelationship*, Journal of Energy and Development, v.19, n.2, pp.275-83.
- Damodaran, A. (2001). *Corporate Finance: Theory and Practice*; Wiley, 2th edition.
- Devine-Wright, P. (2005). Beyond NIMYism: towards an integrated framework for understanding public perceptions of wind energy. *Wind Energy*, Vol. 8, pp. 125-39.
- DGGE – Direcção Geral de Energia e Geologia. Renováveis. (2009). *Estatísticas Rápidas novembro/dezembro 2009, nº 57/58*, Portugal. Disponível em: <http://www.dgge.pt>. (Acesso em: 10/04/2010).
- Dixit, A.K. and Pindyck, R.S. (1995). The options approach to capital investment. *Harvard Business Review*, Cambridge, pp.105-115.
- Dragoon, K. and Milligan, M. (2003). Assessing Wind Integration Costs with Dispatch Models: A Case Study of PacifiCorp” National Renewable Energy Laboratory, NREL/CP-500-34022.
- Drewitt, A. & Langston. (2006). Assessing the impacts of wind farms on birds. *Ibis*, Vol.148 (s1), pp. 29-42.
- DTI – Department of Trade and Industry. (2007a). *Impact of banding the Renewables Obligation – Costs of electricity production*. April 2007. URN 07/948. Commissioned to Ernst and Young.
- DTI – Department of Trade and Industry. (2007b). *Study of the costs of offshore and onshore wind generation*. A report to the Renewables Advisory Board (RAB) & DTI. URN Number 07/779.
- DTU – Technical University of Demark. (2010). *Innovation and Sustainability*. Disponível em: <http://www.man.dtu.dk/English.aspx>. (Consultado em 29/01/2010).
- E. Rogers. (1982). *Diffusion of Innovation*, The Free Press.
- ECD – Energy Citations Database. (2009). Disponível em: <http://www.osti.gov/energycitations>. (Consultado em 15/03/2009).
- ECN – Energy Research Center of the Netherlands. (2010). In: P. Lako. *Technical and economic features of renewable electricity technologies*. Disponível em: <http://www.ecn.nl/publications/Default.aspx>. (Consultado em 10/10/2010).
- EEA – Energy and Environment in the European Union. (2006). *Tracking progress towards integration*. EEA Report No 8/2006. Disponível em: http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2006_8/en. (Consultado em 14/06/2009).



- EEA – European Environment Agency. (2007). *Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2005 and inventory report 2007* EEA Report No 7/2007. (http://reports.eea.europa.eu/technical_report_2007_7/en) (Consultado em 22/10/2008).
- Energy Information Administration – Independent Statistics and Analysis. (2007). *Forecasts & Analysis*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/>. (Consultado em 22/10/2008).
- Energy Information Administration. (1995). *Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Studies*, September 1995, U.S. Department of Energy, Washington, DC. Disponível em: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/external/external_sum.html. (Consultado em 22/06/2010).
- European Commission. (1995). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.6 Wind and Hydro*”, EUR 16525, 1995.
- European Commission. (1998). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.7 Methodology 1998 update*.
- European Commission. (2003). *External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*. Directorate-General for Research.
- European Commission. (2007). Commission Staff Working Document. Accompanying document to the “Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Renewable Energy Roadmap. Renewable Energies in the 21st century: building a more sustainable future. IMPACT ASSESSMENT. SEC, 2006 1719/2.
- EWEA – The European Wind Energy Association. (2005). *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations*. Dec. 2004. Disponível em <http://www.ewea.org>. (Consultado em 13/05/2009).
- EWEA – The European Wind Energy Association. (2008). In: Zervos, A., Kjaer, C. *Pure Power: Wind Energy Scenarios up to 2030*, Mar 2008, Brussels, 2008. Disponível em: <http://www.ewea.org>. (Consultado em 27/10/2008).
- EWEA – The European Wind Energy Association. Søren Krohn (editor). (2009). *The Economics of Wind Energy*. Mar 2009. Disponível em: <http://www.ewea.org>. (Consultado em 3/11/2009).
- Fakhry, A. (1969). *The Pyramids*. University of Chicago Press, Chicago, 272 pp.
- Fielding, A., Whitfield, D. & McLeod, D. (2006). Spatial association as an indicator of the potential for future interactions between wind energy developments and golden eagles *Aquila chrysaetos* in Scotland. *Biological Conservation*, Vol. 131(3), pp. 359-369.
- Fingersh, L., M. Hand, and A. Laxson. (2006). *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. NREL – National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/40566.pdf>. (Consultado em 23/01/2010).
- Flavin, C. (1999). *Energia Eólica em rápida expansão* In Brown, L.R. Estado do Mundo. Salvador: UMA Editora. p. 59-61.
- Freeman III, A. (1996). Estimating the environmental cost of electricity: an overview and



- review of the issues. *Resource and Energy Economics*, Vol. 18 (4), pp. 347-362.
- G. Rosegger. (1996). *The economics of production and innovation: an industrial perspective*, Pergamon Press.
- Gipe, P. (1995). *Wind Energy Comes of Age*. Estados Unidos da América, John Wiley & Sons.
- Gipe, P., (1999), *Wind Energy Basics: A Guide to Small and Micro Wind Systems*, USA, Chelsea Green Publishing Company, pp. 67.
- Godfrey Boyle. (1997). *Renewable Energy – Power for a Sustainable Future*. UK, Oxford Universty Press in association with the Open University, 477 pp.
- Gottschalk, Charles M. (1996). *Industrial Energy Conservation*. UNESCO Energy Engineering Series. England, John Wiley & Sons, 121 pp.
- GWEC – Global Wind Energy Council. (2010). In: Sawyer, S. *Global Wind 2009 Report*, First Edition, March 2010, Belgium, 2010. Disponível em: <http://www.gwec.net>. (Consultado em 28/04/2010).
- Hammond, A.L. (1972). *Energy options: challenge for the future*. *Science*, 177, 875-876.
- Harper, J.; Karcher, M.; and Bolinger, M. (2007). *Wind Project Financing Structures: A Review & Comparative Analysis*, Lawrence Berkeley National Laboratory technical report LBNL-63434. Disponível em: <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/63434.pdf>. (Consultado em 11/09/2010).
- Harrison, R. & Jenkins, G. (1993). *Cost Modeling of Horizontal Axis Wind Turbines*. ETSU W/34/00170/REP. University of Sunderland, School of Environment.
- HEATCO. (2006). *Developing Harmonised European Approaches for Transport Costing and Project Assessment. Final Technical Report*, 15 December 2006. Disponível em: <http://heatco.ier.uni-stuttgart.de/>. (Consultado em 24/09/2010).
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons.
- Hinrichs, R.A.; Kleinbach, M. (2004). *Energia e meio ambiente*. São Paulo, Thomson, 543 p.
- Holttinen, H. and Hirvonen, R. (2005). *Power system requirements for wind power*. in: Ackermann, T (Eds.), *Wind power in power systems*.
- Hondo, H. (2005). Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, Vol. 30 (11-12), pp. 2042-2056.
- IEA – International Energy Agency. (1991). *Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications*. Disponível em: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/1990/renew_tech1991.pdf. (Consultado em 23/03/2010).
- IEA – International Energy Agency. (2005). *Projected Costs of Generating Electricity*. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.PDF>. (Consultado em 27/03/2010).
- IEA – International Energy Agency. (2008). *Deploying Renewables: Principles for*



- Effective Policies*. Disponível em: <http://www.iea.org>. (Consultado em 15/03/2010).
- IEA – International Energy Agency. (2010). *R&D Trends Worldwide*. Disponível em: <http://www.iea.org>. (Consultado em 15/02/2010).
- J. Goldemberg, T.B. Johansson, A.K.N. Reddy. (1988). *Energy for a sustainable world*, New York: John Wiley & Sons.
- Jenkins, N. Burton, T. Sharpe, D. Bossanyi, E. (2001). *Handbook of Wind Energy*, John Wiley & Sons.
- Johansson, Tomas B. et al. (1993). *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. London, Earthscan Publications, 1160 pp.
- Johnson, T. & Keith, D. (2004). Fossil electricity and CO₂ sequestration: how natural gas prices, initial conditions and retrofits determine the cost of controlling CO₂ emissions. *Energy Policy*, Vol. 32 (3), pp 367-382.
- Jonathan B. Welch & Anand Venkateswaran. (2009). The dual sustainability of wind energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp. 1121–1126.
- Kaldellis J., Kavadias K. and Paliatsos A. (2003). Environmental Impacts of Wind Energy Applications: 'Myth or Reality?'. *Fresenius Environmental Bulletin*, Vol. 12 (4), pp.326-33.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Eds.). (2007). *Renewable Energy – Technology, Economics and Environment*, Berlin/Heidelberg.
- Kennedy, S., (2005). Wind power planning: assessing long-term costs and benefits. *Energy Policy*, 33, 1661-1675.
- Kreith, Frank & West, Ronald E. (1997). *CRC Handbook of Energy Efficiency*. USA, CRC Press, 1113 pp.
- Lapponi, J.C. (2000). *Projetos de Investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa*. São Paulo, Lapponi Treinamento e Editora, 376 p.
- Lee, R.B. & DeVORE, I. (eds.). (1976). *Kalahari Hunter-Gatherers*. Havard University Press, Cambridge, Mass. 408 pp.
- Leedy, P. (1989). *Practical Research*, Macmillan, New York, 211 pp.
- Loftness, R.L. (1984). *Energy handbook*. 2.ed. New York, Van Nostrand Reinhold, 763 pp.
- M. Hobday. (1998). Product complexity, innovation and industrial organization, *Res. Policy* 26 689–710.
- Manwell, J., McGowan, J. and Rogers, A. (2002). *Wind energy explained: Theory, design and application*. John Willey & Sons, England.
- McKay, H. (2006). Environmental, economic, social and political drivers for increasing use of woodfuel as a renewable resource in Britain. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 30 (4), pp. 308–315.
- Milborrow, D. (2008). *Generation Costs Rise across the Board*. In Wind Power Monthly.
- Miranda, M. and Hale, B. (2001). Protecting the forest from the trees: the social costs of



- energy production in Sweden. *Energy*, Vol. 26 (9), pp. 869-889.
- Mirasgedis, A., Diakoulaki, D., Papagiannakis, A. (2000). Impact of social costing on the competitiveness of renewable energies: the case of Crete. *Energy Policy*, Vol. 28 (1), pp 65-73.
- Moran, D. and Sherrington, C (2007). An economic assessment of windfarm power generation in Scotland including externalities. *Energy Policy*, Vol. 35 (5), pp. 2811–825.
- Nakicenovic, N. et al. (1998). *Global Energy Perspectives*, Cambridge, UK; Cambridge University Press.
- NEA – Nuclear Energy Agency. (2003). Nuclear Electricity Generation: *What Are the External Costs?*. OECD. Disponível em <http://www.nea.fr/html/pub/ret.cgi?id=4372>. (Consultado em 16/05/2009).
- Neij L. (1999). Cost dynamics of wind power. *Energy*, (24): pp. 375-389.
- Newnan, Donald G. & Jerome P. Lavelle. (1998). *Engineering Economic Analysis*. Austin, TX: Engineering Press.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, Golden.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2008). *Primer: The DOE Wind Energy Program's Approach to Calculating Cost of Energy*. Rockville/Maryland. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/37653.pdf>. (Consultado em 12/03/2009).
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2009). *Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financing Input Variables*. Colorado. Disponível em: www.nrel.gov/docs/fy10osti/46671.pdf. (Consultado em 17/07/2010).
- NWCC – National Wind Coordinating Collaborative. (1997). *Wind Energy Costs*. NWCC Wind Energy Series N°.11. Disponível em: <http://www.nationalwind.org>. (Consultado em 02/02/2009).
- Olsina, F., Roscher, M., Larisson, C. and Garcés, F. (2007). Short-term optimal wind power generation capacity in liberalized electricity markets, *Energy Policy*, Vol. 35 (2), pp. 1257–1273.
- P.E. Morthoest , H. Chandler, Renewable energy world. (2004). *The Cost of Wind Power*.
- P.E. Morthoest. (2007). *Economics of wind power*. Paper presented at the European Wind Energy Conference, Milan (Italy).
- REN – Rede Electrica Nacional. (2006). *Potencial hidroeléctrico Nacional. Importância socio-economica e ambiental do seu desenvolvimento*”, November 2006.
- RETScreen® International Clean Energy Project Analysis Software. RETScreen® International Clean Energy Decision Support Centre. (2008). *Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Texbook*. Disponível em: www.etscreen.net. (Consultado em 10/01/2008).
- Rosa, Aldo V. da. (2009). *Fundamentals of Renewable Energy Processes*, 2nd Edition, UK, Elsevier, 827 pp.



- Rosen, J., Tietze-Stockinger, I., Rentz, O. (2007). Model-based analysis of effects from large-scale wind power production, *Energy*, Vol. 32 (4), pp 575–583.
- Rowe, R., Lang, C. & Chestnut, L. (1996). Critical factors in computing externalities for electricity resources. *Resource and Energy Economics*, Vol.18 (4), pp. 363-394.
- SEFI – Sustainable Energy Finance Initiative and Bloomberg New Energy Finance. (2010). *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2010 - Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy and Energy Efficiency*. Disponível em: <http://sefi.unep.org/english/globaltrends2010.html>. (Consultado em 4/06/2010).
- Service, E.R. (1962). *Primitive Social Organization*, Random House, New York, 221 pp.
- Sevilgen, S.H., Erdem, H.H., Akkaya, B.C.A.V., Dağdaş, A. (2005). Effect of economic parameters on power generation expansion planning. *Energy Conversion & Management* 46, 1780-1789.
- SunMedia GmbH. (1999). *Wind Turbine Market: Types, Technical Characteristics*. Prices.
- T. Blackler, M.T. Iqball. (2006). Pre-feasibility study of wind power generation in Holyrood, Newfoundland, *Renewable Energy* (31), pp. 489–502.
- Thornley, P. (2006). Increasing biomass based power generation in the UK, *Energy Policy*, Vol. 34 (15), pp. 2087–2099.
- TNS. (2003). Attitudes and knowledge of renewable energy amongst the general public, August.
- TPWind – European Technology Platform for Wind Energy. (2010). Disponível em: <http://www.windplatform.eu/>. (Consultado em 20/04/2010).
- Travassos, P., Costa, H., Saraiva, T., Tomé, R., Armelin, M., Ramirez, F., Neves, J. (2005). A energia eólica e a conservação da avifauna em Portugal. SPEA, Lisboa.
- Troen and E.L. Petersen. (1989). *European Wind Atlas*. Published for the Commission of the European Communities by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, ISBN 87-550-1482-8.
- UNDP – United Nations Development Program. (2000). *Sustainable Energy Strategies: Materials for Decision-Makers*. Disponível em: <http://www.undp.org/energy/publications/2000/2000a.htm>. (Consultado em 27/09/2010).
- Upham, P Shackley, S. (2007). Local public opinion of a proposed 21.5 MW(e) biomass gasifier in Devon: Questionnaire survey results. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 31 (6), pp. 433-441.
- Upreti, B. (2004). Conflict over biomass energy development in the United Kingdom: some observations and lessons from England and Wales. *Energy Policy*, Vol. 32 (6), pp. 785–800.
- Van den Berg G. (2004). Effects of the wind profile at night on wind turbine sound. *Journal of Sound and Vibration*, Vol. 277 (4-5), pp. 955-970.
- Venema, H. & Barg, S. (2003). The Full Costs of Thermal Power Production in Eastern Canada. *International Institute for Sustainable Development*, Canada, July 2003.



- Disponível em <http://www.iisd.org/publications/pub.aspx?pno=591>. (Consultado em 18/07/2009).
- Walker John F., Jenkins N. (1997). *Wind Energy Technology*. Manchester, UK, John Wiley & Sons.
- Warren, C., Lumsden, C, O'Dowd, S and Birnie, R. (2005). 'Green On Green': Public perceptions of wind power in Scotland and Ireland, *Journal of Environmental Planning and Management*, Vol. 48 (6), pp. 853 –875.
- Weisser, D. (2007). *A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies*. Energy, Vol. 32 (9), pp. 1543-1559.
- White, L.A. (1943). *Energy and the evolution of culture*. Am. Anthropol. 45, 335-354.
- Willrich, M. (1978). *Energia e política mundial*. Rio de Janeiro, Agir, 237 p.
- Wind Energy – The Facts. (2010). *Growth in Size of Commercial Wind Turbine Designs*. Disponível em: <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-i-technology/chapter-3-wind-turbine-technology/evolution-of-commercial-wind-turbine-technology/growth-of-wind-turbine-size.html>. (Consultado em 11/04/2010).
- Wind Power Monthly. (2001). *The Windicator - Operational Wind Power Capacity Worldwide*.
- Wizelius, T. (2007). *Developing Wind Power Projects: Theory and Practice*. Earthscan Publications Ltd.
- Wolsink, M. (2007). Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motive. *Renewable and Sustainable Energy Review*, Vol.11 (6), pp. 1188–1207.
- World Commission on Dams. (2001). *Dams and development: A new framework for decision making. Overview of the report by the World Commission on Dams, December 2001*. Disponível em: www.poptel.org.uk/iied/docs/drylands/dry_ip108eng.pdf. (Consultado em 28/09/2010).
- Y. Inoue, K. Miyazaki. (2008). Technological innovation and diffusion of wind power in Japan, *Technological Forecasting & Social Change*. 75 1303-1323.



Anexos



Anexo I Fundamentos da energia eólica

I.1 Cálculo do potencial eólico

O potencial de energia eléctrica produzida a partir da produção eólica é obtido através da energia cinética dos ventos, que é convertida em energia mecânica, a partir do processo que transforma a força do vento em binário que age sobre as pás do rotor. Os geradores eléctricos são responsáveis pela conversão da energia mecânica em energia eléctrica, que giram em torno de seu próprio eixo, induzindo assim, uma corrente eléctrica em seus pólos. Logo, existem três estágios para transformar a energia cinética dos ventos em energia eléctrica: rotor, transmissão que liga o rotor ao gerador e o gerador (Manwell, McGowan e Rogers, 2002). A quantidade de energia que os ventos transferem para o rotor depende da densidade do ar, área varrida pelo rotor, diâmetro das pás, coeficiente de aerodinâmica e da velocidade do vento. A Figura I.1 apresenta resumo do potencial eólico.

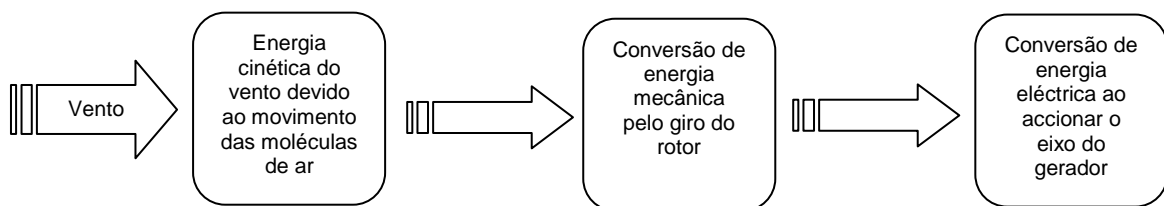


Figura I.1 Processos de conversão e conservação de energia para potencial eólico (Elaboração própria).

A formulação desenvolvida a seguir foi obtida em Bernstein (2002), a energia cinética depende da densidade do ar (massa por volume) porque quanto mais denso for o ar, mais partículas movimentam a turbina do aerogerador. A quantidade de energia produzida pelos ventos é função da sua velocidade (v) e massa (m) dada pela equação de energia cinética da Lei de Newton:

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 \quad (I.1)$$

Como o cálculo da potência é obtido a partir da razão entre a energia e o tempo, a potência dos ventos é a energia cinética por unidade de tempo (t):



$$P = \frac{E}{t} = \frac{mv^2}{2t} \quad (1.2)$$

Como a densidade do ar é razão da massa pelo volume, o termo (m/t) pode ser chamado de taxa de fluxo de massa (\dot{m}) , sendo (ρ) a massa específica do ar ($\rho = 1.255 \text{ kg/m}^3$ em condições de pressão e temperatura normais). Por definição, esta taxa pode ser calculada multiplicando a densidade do ar ρ pela taxa de fluxo volumétrico (Q) :

$$\dot{m} = \frac{m}{t} = \rho Q \quad (1.3)$$

Como a taxa de fluxo volumétrico representa a quantidade de ar que passa numa área específica, por definição, (Q) pode ser encontrada a partir do produto da velocidade do vento (v) pela área (A) :

$$Q = vA \quad (1.4)$$

No caso da energia eólica, a área varrida pelo rotor é igual a $\frac{\pi D^2}{4}$, onde (D) é o diâmetro do rotor. Rescrevendo a taxa de fluxo de massa, (\dot{m}) :

$$\dot{m} = \rho vA \quad (1.5)$$

Substituindo a equação (1.5) na (1.2), o potencial eólico é função do cubo da velocidade:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (1.6)$$



Logo, para chegar no cálculo final do potencial eólico (em Watt), é preciso considerar as eficiências mecânicas e eléctricas do sistema (η) e o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_P), que depende do vento, rotação e parâmetros de controlo da turbina:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta C_p \quad (1.7)$$

I.2 Curva de potência

Na realidade, o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_P) também é em função da velocidade do vento. Assim, é usual o fornecimento pelo fabricante de uma curva de potência associada para cada tipo de aerogerador, indicando a energia produzida para uma determinada velocidade de vento. A curva de potência é medida por um anemómetro posicionado em frente à turbina em áreas de pouca intensidade de turbulência. A Figura I-2 mostra a curva de potência e produção de electricidade do aerogerador Siemens AN BONUS de 2 MW, com rotor a 64 metros de altura, fornecida pelo *RETScreen Product Database* (2010). Este mesmo aerogerador foi usado para dimensionar o sistema de produção de energia do caso de estudo do capítulo 4.

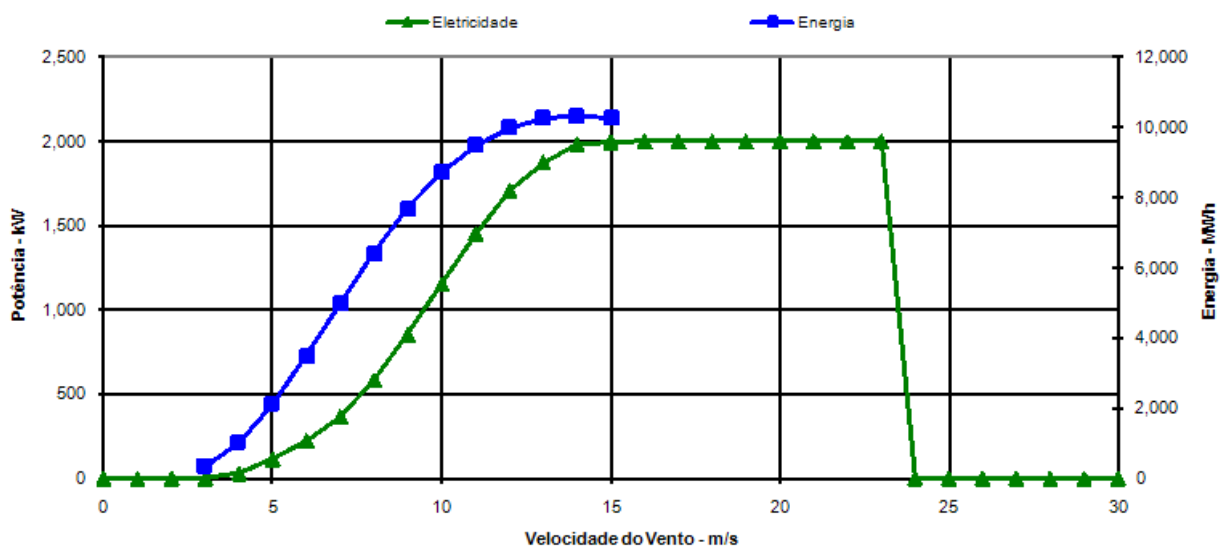


Figura I.2 Curva de potência e produção de electricidade do aerogerador Siemens, AN BONUS 2 MW (*RETScreen Product Database*, 2010).



Para analisar o comportamento do vento, é preciso fazer um tratamento estatístico nos dados observados. Logo, para saber o potencial médio produzido por determinada turbina é preciso traçar a distribuição da potência dos ventos para as diferentes velocidades ao invés de calcular a média das velocidades de vento da série histórica e convertê-la em potência.

É importante entender o porque trabalhar com a distribuição de frequência da velocidade de vento. A velocidade de vento representa um instante no tempo e não a média de determinado período. Isto porque a média do cubo de diferentes velocidades, durante um tempo, é maior que o cubo da média das velocidades. Para obter a distribuição de velocidade de vento, é necessário definir qual o percentual de ocorrência de dada velocidade como, por exemplo, a 5,5m/s ou 7,0 m/s, num período de tempo. Assim, é possível calcular o montante de energia gerado em um ano. Como as distribuições de velocidade são diferentes para cada local que apresenta potencial de produção de energia, o histograma de potência de cada um deles varia significativamente mesmo que registem a mesma média anual de velocidade de vento. Normalmente, a função de distribuição Weibull é a melhor que representa o comportamento dos ventos, ou seja, a melhor que aproxima a distribuição de velocidade do vento no tempo (Gipe, 1995).

I.3 Obstáculos

A velocidade do vento também depende da altura em que é medida, em relação ao solo. Obstáculos como árvores, prédios e vegetação, retardam o fluxo de vento, reduzindo assim sua velocidade. Logo, quanto maior for a altura em que a velocidade for medida, menor será a rugosidade (atrito) em relação ao solo e maior o fluxo de vento, e conseqüentemente, maior será a velocidade. O comprimento da rugosidade é a distância do obstáculo acima do nível do solo. Em áreas com areia ou pistas de aeroporto, a rugosidade é bem pequena. Já em grandes centros urbanos, ou em florestas, a rugosidade aumenta com grandes construções e árvores. Normalmente, para classificar as condições de rugosidade de determinada paisagem, os especialistas usam classe de rugosidade ou comprimento da rugosidade (dada em metros) (*Wind Power Monthly*, 2001). A superfície do mar se localiza na classe 0, a pista de aeroporto na classe 0,5 e árvores e prédios, na classe 3.

Caso a medição das velocidades do vento seja realizada a altura diferente daquela na qual será posicionado o centro do rotor do aerogerador, a série terá que ser corrigida



para a altura na qual será extraída a energia disponível nos ventos. Para fazer esta correcção, é preciso calcular o factor de conversão e multiplicar os dados da série por este factor, para estimar a velocidade à altura desejada. Embora o regime de ventos seja diferente de país para país, cabe utilizar as duas aproximações desenvolvidas pelos norte-americanos ou pelos europeus para calcular o factor de conversão. O primeiro é o Método da Lei de Potência, usado nos EUA, e o segundo é o Método Logaritmo, mais comumente usado na Europa. A primeira aproximação deriva empiricamente das medidas actuais americanas e a segunda, usada no *European Wind Atlas Methodology*⁴⁴, provém matematicamente da teoria de como o vento se move na superfície da terra (Gipe, 1995). A equação (1.8) mostra a extrapolação logaritmica:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (1.8)$$

Onde (v) representa a velocidade desejada, (v_0), a velocidade conhecida na altura (H_0), (H) a altura desejada para velocidade (v), (H_0) a altura de referência e (z_0) o comprimento da rugosidade.

A equação (1.9) descreve a Lei da Potência:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (1.9)$$

Onde o expoente (α) depende da rugosidade. A variação da velocidade do vento depende, basicamente, da temperatura, rugosidade, topografia e dos obstáculos do local onde o parque eólico está instalado.

⁴⁴ Para mais informações, ver em <http://www.wasp.dk/>.



I.4 Produção anual de energia

O cálculo da produção teórica anual de energia eléctrica de um parque eólico é resultante do produto da potência eléctrica instalada (P), horas totais de produção para um ano (h_p) e factor de capacidade ou utilização (C_f) do parque eólico. O factor de capacidade é em função das perdas de produção, paragens para manutenção e períodos onde a velocidade do vento não é adequada à produção de electricidade pelos aerogeradores. O factor de capacidade (C_f) é também denominado de factor de utilização do sistema de produção (NREL, 1995, 2008; Kreith et al., 1997).

$$AEP = P \times h_p \times C_f \quad (I.10)$$

I.5 Classes de vento

A energia disponível em um fluxo de vento é proporcional ao cubo da velocidade, o que significa que a duplicação da velocidade do vento aumenta a energia disponível por um factor oito. A densidade da energia eólica é uma maneira útil para avaliar os recursos eólicos disponíveis em um local em potencial. A densidade da energia eólica, medido em watts por metro quadrado, indica quanto energia está disponível no sítio em questão para conversão energética por turbina eólica. Classes de densidade de potência eólica para duas alturas de medição padrão de vento são listadas na Tabela I.1. A velocidade do vento geralmente aumenta com a altura acima do solo.

Tabela I.1 Classes de densidade de potência eólica segundo EWEA

Classes of Wind Power Density at 10 m and 50 m				
	10 m		50 m	
Wind Power Class	Wind Power Density (W/m^2)	Speed m/s	Wind Power Density (W/m^2)	Speed m/s
1	<100	<4.4	<200	<5.6
2	100 - 150	4.4 /5.1	200 - 300	5.6 /6.4
3	150 - 200	5.1 /5.6	300 - 400	6.4 /7.0
4	200 - 250	5.6 /6.0	400 - 500	7.0 /7.5
5	250 - 300	6.0 /6.4	500 - 600	7.5 /8.0
6	300 - 400	6.4 /7.0	600 - 800	8.0 /8.8
7	>400	>7.0	>800	>8.8

Fonte: European Wind Energy Association (2005). *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations*.



Anexo II Banco de dados climatéricos do software RETScreen

Country - region: Portugal
Province / State: n/a
Climate data location: Caldas da Rainha

Latitude: 39.4 °N
Longitude: -9.1 °E
Elevation: 19 m
Heating design temperature: 8.0 °C
Cooling design temperature: 25.0 °C
Earth temperature amplitude: 9.3 °C

	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m ² /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d
Jan	12.2	71.5%	2.24	101.4	5.6	12.7	179	69
Feb	12.3	70.9%	3.13	101.3	6.0	13.0	159	65
Mar	13.8	66.6%	4.60	101.0	5.9	14.5	130	118
Apr	14.7	66.0%	5.83	100.8	5.8	15.9	100	140
May	16.7	65.4%	6.61	100.8	5.3	18.2	39	209
Jun	19.6	62.4%	7.11	100.9	5.1	21.4	0	287
Jul	21.3	61.7%	7.05	100.9	5.3	22.9	0	350
Aug	21.5	64.3%	6.51	100.9	5.1	22.8	0	355
Sep	20.4	67.2%	5.18	100.9	4.8	21.3	0	312
Oct	18.1	70.2%	3.58	100.9	4.9	18.5	0	251
Nov	15.4	71.1%	2.42	100.9	5.6	15.7	77	163
Dec	13.6	72.0%	1.89	101.1	6.1	13.8	136	112
Annual	16.7	67.4%	4.69	101.0	5.5	17.6	819	2,432
Source	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Measured at: 10 m, 0

Figura II.1 Informações disponíveis no *RETScreen Climate Database*.



Anexo III Banco de dados de produtos do software RETScreen

The screenshot displays the RETScreen software interface. On the left, there are several dropdown menus for system configuration: System (Eletricidade), Technology (Turbina eólica), Manufacturer (Siemens), Model (AN BONUS 1 MW - 70m), Capacity per unit, Number of units, and Capacity. Below these, there are text fields for 'Altura do centro: 70 m', 'Diâmetro do rotor por turbin', and 'Área de varredura por turbin'. A large list of turbine models is shown, with 'AN BONUS 2 MW - 60m' selected. On the right, a 'Power curve data' table shows wind speed (m/s) and power (kW) for various wind speeds. At the bottom, there are five icons: a green checkmark, a red prohibition sign, a globe, a printer, and a question mark.

Wind speed m/s	Power kW
0	0.0
1	0.0
2	0.0
3	0.0
4	24.1
5	69.3
6	130.0
7	219.1
8	333.5
9	463.1
10	598.1
11	730.0
12	846.5
13	928.8
14	972.6
15	990.8
16	997.2
17	999.2
18	999.8
19	999.9
20	1000.0
21	1000.0
22	1000.0
23	1000.0
24	1000.0
25	1000.0

Figura III.1 Informações disponíveis no *RETScreen Product Database*.

**Anexo IV Formulas utilizadas**

Tabela IV.1 Fórmulas de cálculo para análise de atractividade económico-financeira de projectos

Avaliação de atractividade económico-financeira de projectos de energia	
$r_{WACC} = (1 - W_D)r_E + W_Dr_D(1 - t)$	$W_D = \frac{Equity}{(Equity + Debt)}$
$SPB = \frac{ICC}{AAR}$	
$DPB = \frac{ICC}{[AAR - (O \& M + LLC)]}$	
$K_0 = \frac{K_t}{(1+i)^t} = K_t \times (1+i)^{-t}$	
$NPV = AAR \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] - ICC$	
$NPV = AAR \left[\frac{(1+IRR)^N - 1}{IRR(1+IRR)^N} \right] - ICC = 0$	e $\left[\frac{(1+IRR)^N - 1}{IRR(1+IRR)^N} \right] = \frac{ICC}{AAR} = SPB$
$RR = TLCC = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} \right)$	
$LevelizedRR = TLCC \times UCRF = \sum \frac{Co_t}{(1+i)^t} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$	$UCRF = \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right]$
$B/C = \frac{\sum \frac{Ci_t}{(1+i)^t}}{\sum \frac{Co_t}{(1+i)^t}}$	



Tabela IV.2 Fórmulas de cálculo para análise de custos de projectos de energia

Avaliação de custos em projectos de energia	
$g = NPV \times UCRF = NPV \times \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right]$	
$LCOE = \frac{FCR \times ICC + LRC}{AEP_{net}} + O \& M + PTC$	$LRC = \frac{\$}{kW} \times MR \text{ ou}$ $LRC = \left(\frac{ICC}{n} \right) \times (1+i_r)^n - Amort$ $AEP_{net} = AEP_{gross} \times Availability \times (1 - losses)$
$TLCC = \frac{Co_1}{(1+i)} + \frac{Co_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Co_t}{(1+i)^t} = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} \right)$	
$NPC = \frac{Co_1}{(1+i)} + \frac{Co_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Co_t}{(1+i)^t} + \frac{D_v}{(1+i)^N} = \sum \left(\frac{Co_t}{(1+i)^t} + \frac{D_v}{(1+i)^N} \right)$	
$LEGC = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_f)(1+r)^{-t}]}{\sum [AAR(1+r)^{-t}]}$	
$UPAC = \frac{ICC(1 + C_{O\&M} \times \alpha)}{(AEP \times \alpha)} = \frac{ICC(\beta + C_{O\&M})}{AEP_s}$	$\alpha = \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right]$ $\beta = UCRF = \left[\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right]$



Anexo V Projeções dos fluxos de caixas do caso de estudo

Tabela V.1 Fluxo de caixa do projecto no cenário actual

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	25	
Custo de capital inicial (ICC)	46.800,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Produção anual (KWh)	-	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	
Receta operacional	-	9.951,426	10.150,455	10.353,484	10.556,513	10.759,542	10.962,571	11.165,600	11.368,629	11.571,658	11.774,687	11.977,716	12.180,745	12.383,774	12.586,803	12.789,832	12.992,861	13.195,890	13.398,919	13.601,948	
Operações e manutenção (O&M)	-	4.087,670	4.169,424	4.252,178	4.335,932	4.419,686	4.503,440	4.587,194	4.670,948	4.754,702	4.838,456	4.922,210	5.005,964	5.089,718	5.173,472	5.257,226	5.340,980	5.424,734	5.508,488	5.592,242	
Amortizações do exercício	-	1.909,440	1.947,629	1.986,818	2.026,007	2.065,196	2.104,385	2.143,574	2.182,763	2.221,952	2.261,141	2.300,330	2.339,519	2.378,708	2.417,897	2.457,086	2.496,275	2.535,464	2.574,653	2.613,842	
Encargos com aluguer/royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Custos de grandes reparações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados operacionais	-	7.773,196	7.828,660	8.087,233	8.248,977	8.410,721	8.572,465	8.734,209	8.895,953	9.057,697	9.219,441	9.381,185	9.542,929	9.704,673	9.866,417	10.028,161	10.189,905	10.351,649	10.513,393	10.675,137	
Encargos de financiamentos	-	1.498,869	1.528,846	1.559,423	1.590,612	1.622,424	1.654,872	1.687,970	1.721,729	1.756,164	1.791,287	1.827,113	1.863,655	1.900,928	1.938,947	1.976,711	2.014,225	2.051,498	2.088,421	2.125,004	
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Valores residuais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados antes impostos	-	6.274,327	6.399,813	6.527,810	6.658,366	6.791,533	6.927,364	7.065,911	7.207,229	7.351,374	7.498,401	7.648,370	7.801,337	7.957,364	8.116,511	8.279,787	8.443,174	8.606,621	8.770,078	8.933,495	
Impostos sobre receita	-	2.497,857	2.537,614	2.588,366	2.640,133	2.692,936	2.746,795	2.801,731	2.857,765	2.914,920	2.973,219	3.032,683	3.093,337	3.155,204	3.218,308	3.282,674	3.348,321	3.415,271	3.483,544	3.553,171	
Fluxo de caixa líquido	-	3.776,470	3.862,200	3.939,444	4.018,233	4.098,597	4.180,569	4.264,181	4.349,464	4.436,454	4.525,183	4.615,686	4.708,000	4.802,160	4.898,203	4.996,114	5.095,895	5.197,556	5.299,999	5.403,224	
Preço de venda contratado (1^o ano):	0,097380	€/KWh																			
Preço de mercado (16^o ano):	0,055000	€/KWh																			
Taxa de desconto do projecto:	9,00%	ao ano																			
Taxa de inflação:	2,00%	ao ano																			
Impostos:	25,00%																				
Imóveis:	25,00%																				
Preço de venda (anos):	25	€/KWh																			
Custo O&M:	0,0400	€/KWh																			
Custo (ICC):	1.170,00	€/KW																			
Impostos:	25,00%																				
Período de divida:	15,00	anos																			
Rácio de divida:	31,00%	ao ano																			
Taxa de juros:	5,75%	ao ano																			
Aluguer de terra (LTC):	-	€/KWh																			
Factor de capacidade:	28,5925%																				
WACC:	5,0681%	ao ano																			
Custo c.p:	9,0000%	ao ano																			
Custo c.a:	5,7500%	ao ano																			



Tabela V.2 Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C₁)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	25	
Custo de capital inicial (ICC)	35.100,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Produção anual (kWh)	-	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	100.188,000	
Receita operacional	-	9.000,187	9.225,192	9.455,821	9.692,217	9.934,522	10.182,885	10.437,657	10.698,394	10.965,854	11.240,000	11.521,000	11.809,025	12.104,251	12.406,857	12.717,028	7.362,118	7.546,171	7.734,825	7.927,290	8.125,473
Operações e manutenção (O&M)	-	5.340,020	5.473,521	5.610,359	5.750,618	5.894,383	6.041,743	6.192,787	6.347,806	6.506,296	6.668,954	6.835,878	7.008,570	7.187,734	7.361,277	7.540,309	7.733,942	7.927,290	8.125,473	8.328,653	8.536,833
Amortizações do exercício	-	1.439,100	1.475,078	1.511,954	1.549,753	1.588,497	1.628,210	1.668,915	1.710,638	1.753,404	1.797,239	1.842,170	1.888,224	1.935,430	1.983,815	2.033,411	2.084,246	2.136,352	2.189,761	2.244,589	2.300,838
Encargos com aluguer/royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Custos de grandes reparações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados operacionais	-	5.099,266	5.226,748	5.357,417	5.491,352	5.628,636	5.769,352	5.913,596	6.061,425	6.212,961	6.368,285	6.527,492	6.690,679	6.857,946	7.029,395	7.205,130	540,033	1.755,232	1.795,113	1.837,021	2.138,590
Encargos de financiamentos	-	1.239,084	1.270,061	1.301,613	1.334,358	1.367,717	1.401,910	1.436,957	1.472,881	1.509,703	1.547,446	1.586,132	1.625,785	1.666,430	1.708,091	1.208,862,36 €	-	-	-	-	-
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Valores residuais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados antes impostos	-	3.860,183	3.956,687	4.055,804	4.156,994	4.260,919	4.367,442	4.476,628	4.588,544	4.703,258	4.820,839	4.941,360	5.064,894	5.191,516	5.321,304	5.996,268	540,033	1.755,232	1.795,113	1.837,021	2.138,590
Impostos sobre receita	-	2.137,544	2.190,883	2.245,758	2.301,902	2.359,449	2.418,465	2.478,886	2.540,869	2.604,390	2.669,500	2.736,238	2.804,643	2.874,760	2.946,629	3.020,294	1.748,503	1.792,216	1.837,021	2.183,641	
Fluxo de caixa líquido	-	35.100,000	1.722,638	1.785,704	1.809,847	1.855,083	1.901,470	1.949,007	1.997,732	2.047,675	2.098,867	2.151,339	2.205,122	2.260,251	2.316,757	2.374,676	2.975,973	-1.208,469	-36,983	-37,908	12.838,989
Preço de venda contratado(15º ano):	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh	0,097642	€/kWh
Preço de mercado(16º ano):	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh	0,049500	€/kWh
Taxa de desconto do projecto:	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano	11,25%	ao ano
Taxa de inflação:	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano	2,50%	ao ano
Aluguer de terra (LLC):	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh	-	€/kWh
Factor de capacidade:	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano
WACC _W :	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano	6,4407%	ao ano
Custo c/p:	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano	11,2500%	ao ano
Custo c.a:	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano	7,1875%	ao ano



Tabela V.3 Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C₂)

	Anos																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	25					
Custo de capital inicial (ICC)	58.900.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Produção anual (kWh)	-	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000				
Receita operacional	-	10.832.309	11.056.303	11.222.147	11.390.479	11.561.337	11.734.757	11.910.779	12.089.440	12.270.791	12.454.843	12.641.666	12.831.281	13.023.780	13.219.116	13.417.403	13.617.798	13.820.359	14.025.136	14.232.180	14.441.551				
Operações e manutenção (O&M)	-	2.847.343	2.890.053	2.933.404	2.977.405	3.022.066	3.067.397	3.113.408	3.160.109	3.207.511	3.255.623	3.304.458	3.354.025	3.404.335	3.455.400	3.507.231	3.559.839	3.613.237	3.667.436	3.722.436	3.778.236				
Amortizações do exercício	-	2.375.100	2.410.727	2.446.887	2.483.591	2.520.845	2.558.657	2.597.037	2.635.993	2.675.533	2.715.666	2.756.401	2.797.747	2.839.713	2.882.308	2.925.543	2.969.428	3.013.968	3.059.177	3.105.051	3.151.589				
Encargos com aluguer/royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Custos de grandes reparações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Resultados operacionais	-	10.420.866	10.576.976	10.736.631	10.898.666	11.063.115	11.230.017	11.394.407	11.556.323	11.728.803	11.914.885	12.095.668	12.275.013	12.458.138	12.646.025	12.835.715	13.028.202	13.223.485	13.421.564	13.622.437	13.826.104				
Encargos de financiamentos	-	1.691.927	1.717.306	1.743.065	1.769.211	1.795.750	1.822.686	1.850.026	1.877.777	1.905.943	1.934.532	1.963.550	1.993.004	2.022.899	2.053.242	2.084.033	2.115.270	2.146.963	2.179.113	2.211.729	2.244.811				
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Valores residuais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Resultados antes impostos	-	8.728.739	8.859.670	8.992.665	9.127.454	9.264.366	9.403.331	9.544.381	9.687.547	9.832.860	9.980.353	10.130.068	10.282.019	10.436.239	10.592.763	11.187.782	11.347.512	11.509.951	11.675.099	11.842.956	12.013.522				
Impostos sobre receita	-	2.859.389	2.902.279	2.945.814	2.989.001	3.034.851	3.080.374	3.126.579	3.173.478	3.221.080	3.269.396	3.318.437	3.368.214	3.418.737	3.470.019	3.522.068	3.574.893	3.628.414	3.682.631	3.737.554	3.793.183				
Fluxo de caixa líquido	-	5.869.350	5.957.391	6.046.851	6.137.453	6.229.515	6.322.957	6.417.802	6.514.069	6.611.780	6.710.957	6.811.621	6.913.795	7.017.502	7.122.765	7.229.614	7.338.045	7.448.058	7.558.662	7.670.866	7.784.669				
Preço de venda contratado(15º ano):	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh	5,107118	€KWh				
Preço de mercado(6ºano):	€KWh	0,009500	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh	0,0280	€KWh				
Taxa de desconto do projecto:	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano				
Taxa de inflação:	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano	1,50%	ao ano				
WACC _{WACC}	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano	6,75%	ao ano				
Factor de capacidade:	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano				
Aluguer de terra (LLC):	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh	-	€KWh				
Factor de capacidade:	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano	28,5925%	ao ano				



Tabela V.4 Fluxo de caixa do projecto com análise de sensibilidade (cenário C₃)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	25		
Custo de capital inicial (ICC)	32.760.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Produção anual (kWh)	-	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	100.188.000	
Receita operacional	-	6.825.022	7.021.972	7.120.280	7.219.984	7.321.043	7.423.538	7.527.467	7.632.852	7.739.712	7.848.068	7.957.941	8.069.352	8.182.323	8.296.875	8.413.032	8.530.796	8.650.168	8.771.148	8.893.736	9.017.932	9.143.736
Operações e manutenção (O&M)	-	2.844.538	2.884.361	2.924.742	2.965.689	3.007.208	3.049.309	3.092.000	3.135.288	3.179.182	3.223.690	3.268.822	3.314.585	3.360.989	3.408.043	3.455.756	3.504.137	3.553.194	3.602.939	3.653.384	3.703.528	3.754.372
Amortizações do exercício	-	1.328.746	1.347.348	1.366.211	1.385.338	1.404.733	1.424.399	1.444.340	1.464.561	1.485.065	1.505.856	1.526.938	1.548.315	1.569.991	1.591.971	1.614.259	1.636.859	1.659.775	1.683.011	1.706.568	1.730.448	1.754.652
Encargos com aluguer/royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de grandes reparações	-	5.409.230	5.484.959	5.561.748	5.639.613	5.718.567	5.798.627	5.879.808	5.962.125	6.045.595	6.130.234	6.216.057	6.303.082	6.391.325	6.480.803	6.571.535	6.663.528	6.755.783	6.849.301	6.944.084	7.039.133	7.134.448
Resultados operacionais	-	927.813	940.803	953.974	967.350	980.872	994.604	1.008.529	1.022.648	1.036.965	1.051.483	1.066.204	1.081.130	1.096.266	1.111.614	1.127.274	1.143.247	1.159.533	1.176.133	1.193.048	1.210.279	1.227.826
Encargos de financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valores residuais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados antes impostos	-	4.481.416	4.544.156	4.607.774	4.672.283	4.737.695	4.804.023	4.871.279	4.939.477	5.008.630	5.078.751	5.149.853	5.221.951	5.295.058	5.369.189	5.456.531	5.547.184	5.641.151	5.738.432	5.839.028	5.942.941	6.050.172
Impostos sobre receita	-	1.644.693	1.667.718	1.691.066	1.714.741	1.738.748	1.763.090	1.787.773	1.812.802	1.838.182	1.863.916	1.890.011	1.916.471	1.943.302	1.970.508	1.998.095	2.026.064	2.054.415	2.083.148	2.112.264	2.141.763	2.171.646
Fluxo de caixa líquido	-	2.836.724	2.876.438	2.916.708	2.957.542	2.998.947	3.040.933	3.083.506	3.126.675	3.170.448	3.214.835	3.259.842	3.305.480	3.351.757	3.398.681	3.456.436	3.515.219	3.574.031	3.632.872	3.692.743	3.752.644	3.812.575
Preço de venda contratado (1 ^o ano):	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh	0,094166	€/kWh
Preço de mercado (1 ^o ano):	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh	0,093500	€/kWh
Taxa de desconto do projecto:	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano	6,30%	ao ano
Taxa de inflação:	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano	1,40%	ao ano
WACC _{Proj}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo c.p	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo c.a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aluguer de terra (LLC):	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Factor de capacidade:	28,5925%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Anexo VI Gráficos das análises realizadas no caso de estudo

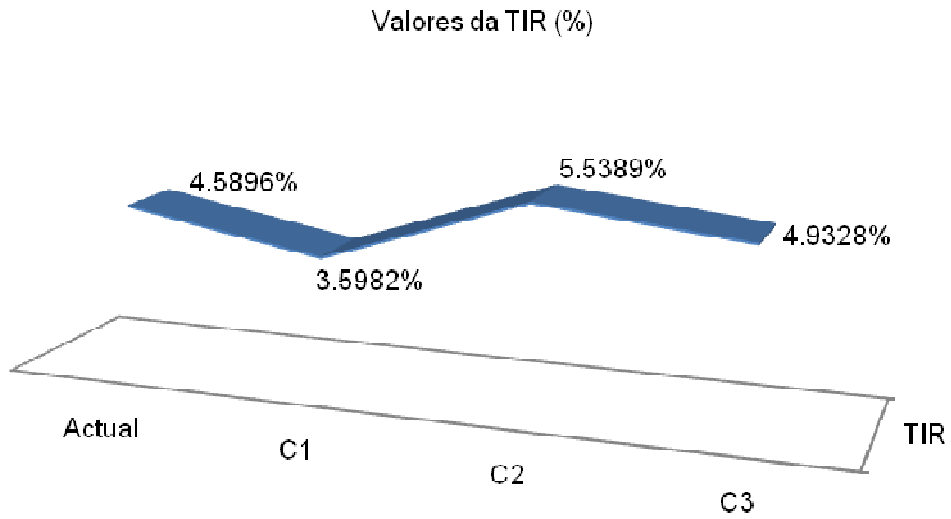


Figura VI.1 Valores da TIR (%) nos cenários (elaboração própria).

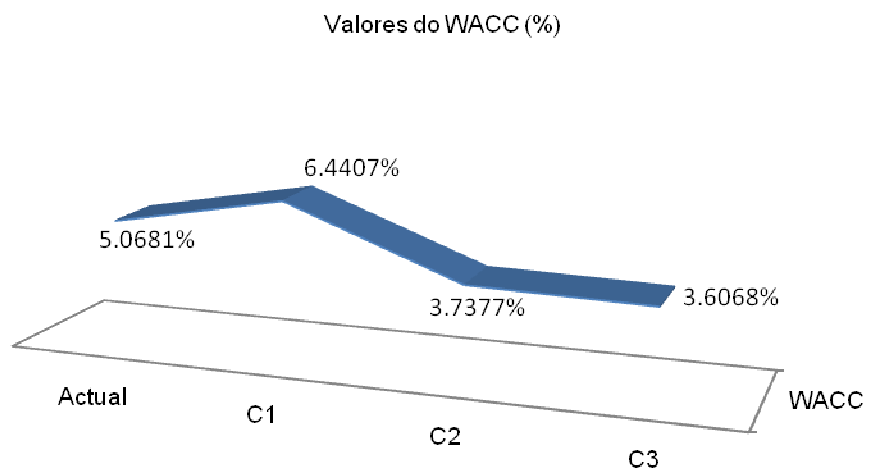


Figura VI.2 Valores do WACC (%) nos cenários (elaboração própria).

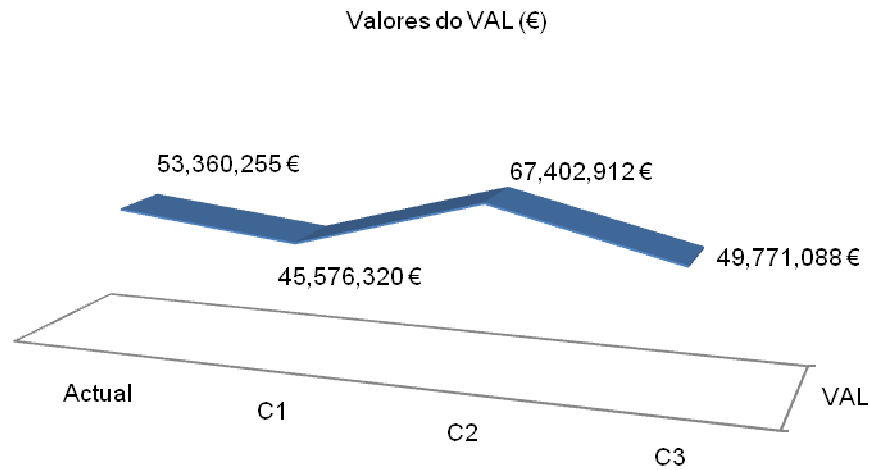


Figura VI.3 Valores do VAL (€) nos cenários (elaboração própria).

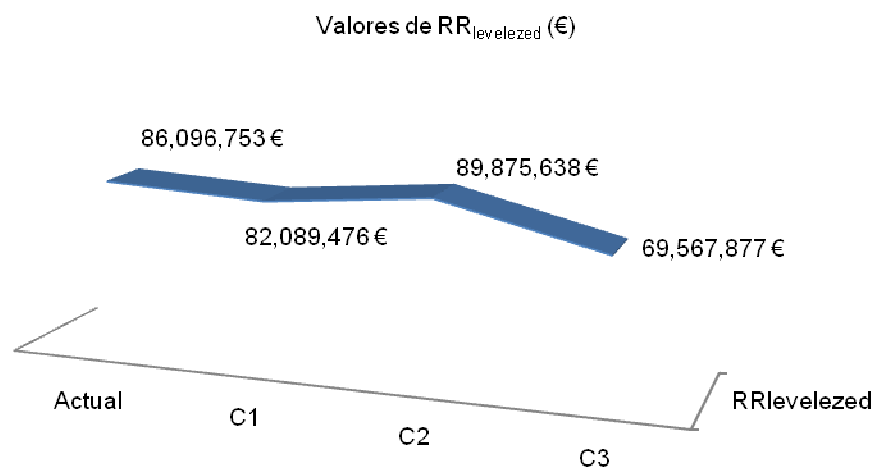


Figura VI.4 Valores de $RR_{\text{levelized}}$ (€) nos cenários (elaboração própria).

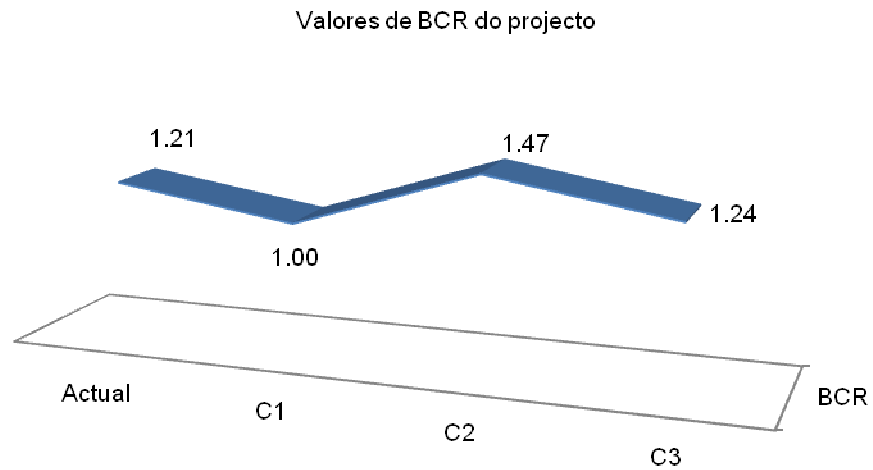


Figura VI.5 Valores da análise BCR do projecto nos cenários (elaboração própria).

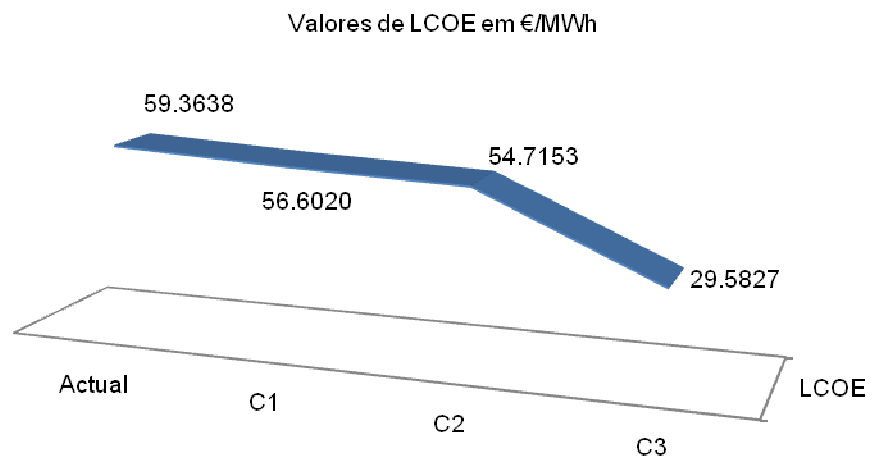


Figura VI.6 Valores de LCOE (€/MWh) do projecto nos cenários (elaboração própria).

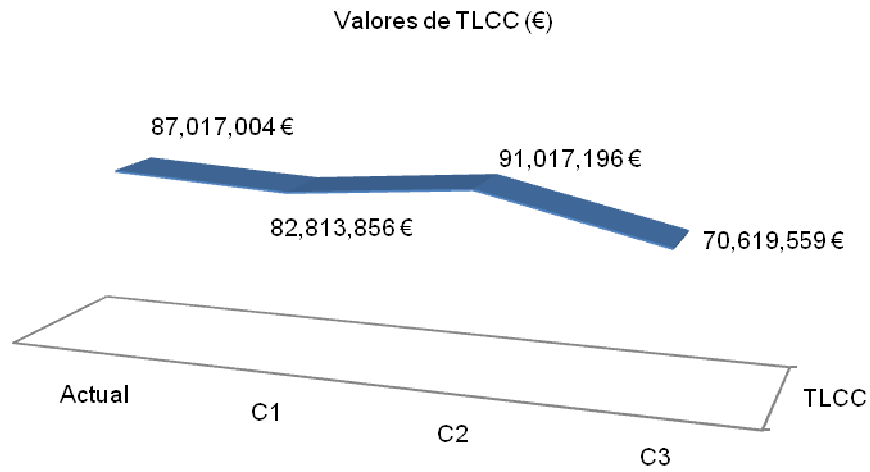


Figura VI.7 Valores de TLCC (€) do projecto nos cenários (elaboração própria).

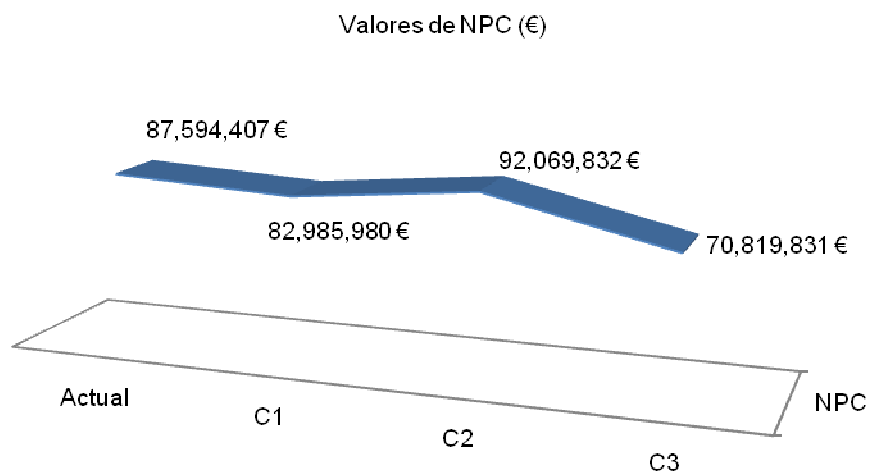


Figura VI.8 Valores de NPC (€) do projecto nos cenários (elaboração própria).

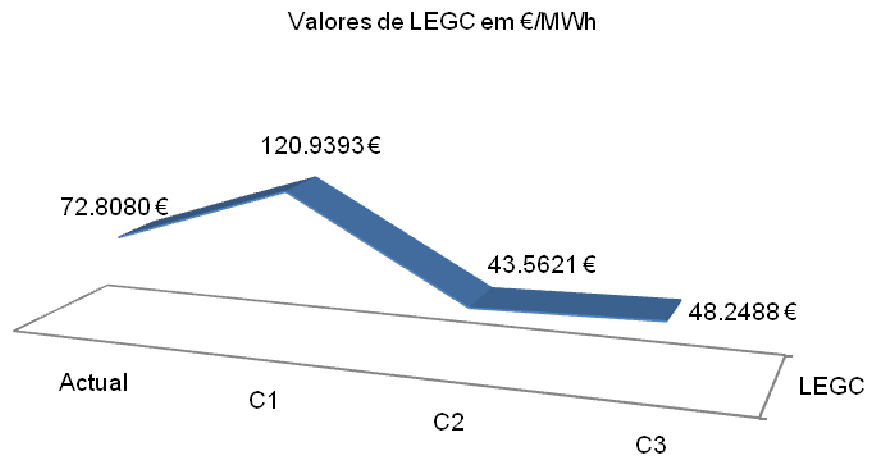


Figura VI.9 Valores de LEGC (€/MWh) do projecto nos cenários (elaboração própria).

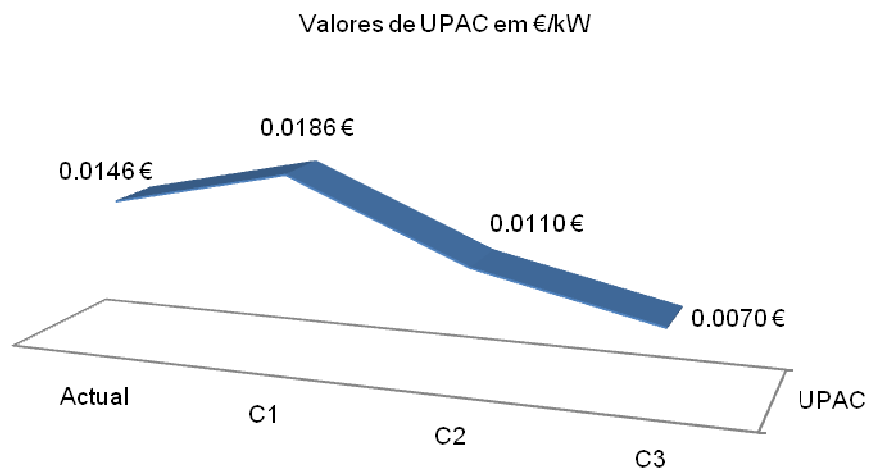


Figura VI.10 Valores de UPAC (€/kW) do projecto nos cenários (elaboração própria).