

Francisco Calhau
Pedro Pintasilgo
João Guerreiro

COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS:

Estudo de Implementação de uma Comunidade Eólica no Algarve



UAlg

UNIVERSIDADE DO ALGARVE
EDITORA

Francisco Calhau
Pedro Pintassilgo
João Guerreiro

COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS:

Estudo de Implementação de uma Comunidade Eólica no Algarve

Ficha Técnica

Título: Comunidades Energéticas Sustentáveis: Estudos de uma Comunidade Eólica no Algarve

Autores: Francisco Calhau, Pedro Pintassilgo e João Guerreiro

Edição: Universidade do Algarve Editora

1ª Edição

Local de Edição: Faro

Data de Edição: 2020

Design Gráfico e Paginação: Grácio Editor

Impressão: Secção de Reprodução Documental da Universidade do Algarve

ISBN: 978-989-8859-91-1

Depósito Legal n.º: 464754/19

© Universidade do Algarve
Campus de Gambelas
8005-139 Faro
Portugal

Reservados todos os direitos

PREFÁCIO

Este livro aborda o tema da geração de eletricidade com recurso à energia eólica, dando assim o seu contributo para a redução das emissões de dióxido de carbono e de mais gases causadores do efeito de estufa.

O principal objetivo do trabalho nele descrito foi o de estudar a implementação de uma unidade de geração de eletricidade a partir da energia eólica, que permita satisfazer as necessidades de consumo de uma pequena comunidade local, na região do Algarve, e analisar a sua viabilidade financeira e económica. Acredita-se que este estudo possa, também, dar algum contributo para a maior utilização das energias renováveis na geração de eletricidade de forma descentralizada, em particular através da energia eólica. Nesse sentido, incentiva-se a constituição de sistemas locais de geração de eletricidade para autoconsumo de pequenas comunidades urbanas, indo ao encontro do conceito das *Renewable Energy Communities*, mais especificamente das *Wind Communities*.

A investigação empírica realizada consistiu no desenvolvimento de um sistema local de geração de eletricidade, localizado na região do Algarve, a norte de Vila do Bispo, com base na instalação de um aerogerador de potência inferior a 100kW. Tendo por base um consumo médio/habitação de 3,6 MWh/ano, pretendeu-se assegurar que a produção prevista de eletricidade, a partir do aerogerador instalado, garanta o autoconsumo da comunidade, mantendo-se, contudo, a sua ligação à rede de distribuição do sistema global.

A partir das séries de dados de vento registadas em Sagres e próximo do local de instalação do aerogerador, na Lagoa Funda, pela aplicação do método *MCP (Measure, Correlate and Predict)*, foi possível prever, para o local de instalação, o comportamento do vento e simular o funcionamento de um aerogerador de 35kW, de um de 50kW e de 60kW de potência nominal e obter as respetivas produções anuais previstas de eletricidade. Com base nestas previsões, desenvolveu-se um modelo de estudo, sobre o qual se efetuou uma análise de custo-benefício, determinando-se os valores dos indicadores de desempenho financeiro e económico considerados.

Complementarmente à análise de custo-benefício, foi avaliada a sensibilidade dos indicadores de desempenho à variação de cada variável de *input*; foi efetuada uma análise para cenários extremos de valores das variáveis de *input*; e, por fim, foi realizada uma análise de risco, em que foram consideradas distribuições probabilísticas das variáveis de *input* e simulados os seus efeitos nos indicadores de desempenho.

O estudo empírico realizado permitiu concluir serem financeira e economicamente viáveis as três opções simuladas, em condições de autoconsumo da produção prevista de eletricidade, para cada caso. Estes resultados permitem, também, concluir que o desenvolvimento de comunidades locais energeticamente sustentáveis é uma opção que é viável e exequível na localização geográfica objeto do estudo, a região do Algarve.

PREFACE

This book deals with the theme of electricity production using wind energy systems, highlighting their contribution to the reduction of carbon dioxide and other greenhouse gases emissions.

The main objective of this work was to study the implementation of a wind energy unit that would produce electricity to supply the own consumption of a small local community in the Algarve region and evaluate its financial and economic feasibility. The study might, as well, contribute to increase the use of renewable energy in electricity production by decentralized systems, in particular from wind energy systems. In this sense, the creation of local systems of electricity production for own consumption of small urban communities is stimulated, meeting the concept of Renewable Energy Communities, specifically the Wind Communities.

The empirical research carried out consisted in the development of a local system of electricity production, located in the Algarve region, North of Vila do Bispo, based on the installation of a wind turbine with a power less than 100kW. Based on an average house consumption of 3.6 MWh/year, it is intended to ensure that the electricity produced from the wind turbine guarantees the own community consumption, staying, however, connected to the distribution network of the global system

From wind data series recorded at Sagres and close to the install location of the wind turbine, in Lagoa Funda and by applying the MCP (Measure, Correlate and Predict) method, it was possible to predict the local behaviour of the wind and simulate the operation of a 35kW, a 50kW and a 60kW nominal power wind turbine and get the respective planned annual electricity production. Based on these forecasts, it was possible to establish a model on which a cost-benefit analysis was conducted. This allowed to determine the values of the financial and economic performance indicators considered, for the three installation options.

In addition to the cost-benefit analysis, it was performed the sensitivity of the financial and economic indicators to the variation of each input variable; an analysis was also carried out for extreme scenarios of values of input variables; and, finally, a risk analysis, where the probabilistic variations of input variables were simulated to evaluate their effects on the performance indicators.

Based on the empirical study, it can be concluded that the three simulated options are both financially and economically viable, assuming the own consumption of the electricity produced. These results support the conclusion that the development of local renewable energy communities is a viable and feasible option in the geographical location object of the study, the Algarve region.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	17
2. FONTES DE ENERGIA E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	29
2.1 Principais fontes de energia	29
2.2 Energias renováveis e geração de eletricidade	36
2.3 Portugal no contexto Europeu.....	41
2.4 Energias renováveis e geração de eletricidade em Portugal.....	49
2.5 Energias renováveis no Algarve.....	51
3. ENERGIA EÓLICA E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	59
3.1 Energia do vento.....	60
3.2 Fatores de influência num regime de ventos	65
3.2.1 Influência da pressão atmosférica e da densidade do ar	65
3.2.2 Influência da altitude	66
3.2.3 Influência da turbulência.....	68
3.3 Tratamento estatístico de um regime de ventos	68
3.4 Cálculo da energia elétrica produzida por um aerogerador.....	71
3.5 Cálculo do coeficiente de potência	73
3.6 Intermitência e seu efeito na rede elétrica.....	77
4. COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS	79
4.1 Conceito de comunidade energética local	79
4.2 A energia eólica nas comunidades energéticas	92
5. AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE PRODUÇÃO EÓLICA DE ELETRICIDADE	99
5.1 Técnicas de avaliação de projetos de investimento	99
5.1.1 Avaliação Ambiental Estratégica	99
5.1.2 Avaliação de Impacte Ambiental.....	101
5.1.3 Análise do Ciclo de Vida	103
5.2 Análise de Custo-Benefício nos projetos de produção eólica de eletricidade.....	106
5.2.1 Descrição, objetivos e opções alternativas ao projeto.....	108
5.2.2 Análise de viabilidade do projeto	108
5.2.3 Análise Financeira.....	109
5.2.4 Análise Económica.....	114
5.3 Análise de sensibilidade e de risco.....	119
5.4 Custo nivelado de eletricidade	122
6. GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR ENERGIA EÓLICA	129
6.1 Modelo comunitário de produção: descrição genérica do modelo	129
6.2 Vertente tecnológica	129
6.2.1 Principais variáveis.....	129
6.2.2 Aerogeradores de pequena e média potência	131

6.2.3	Caracterização geográfica.....	132
6.2.4	Tratamento de dados do vento	135
6.2.5	Seleção do aerogerador e suas características técnicas.....	137
6.2.6	Previsão da produção de energia elétrica.....	138
6.2.7	Caracterização de consumos da comunidade local	138
6.3	Vertente económica	139
6.3.1	Variáveis financeiras e económicas do estudo.....	140
6.3.2	Custos de investimento.....	141
6.3.3	Custos operacionais	144
6.3.4	Enquadramento legal, incentivos e receitas	146
7.	VERTENTE TECNOLÓGICA DO MODELO	161
7.1	Dados de vento da estação meteorológica de Sagres.....	163
7.2	Dados de vento do parque eólico da IBERWIND na Lagoa Funda	165
7.3	Correlação de dados de vento de Sagres e Lagoa Funda.....	168
7.4	Constituição do modelo digital do terreno	175
7.5	Previsão do escoamento do vento e das velocidades médias por perfis	177
7.6	Cálculo da previsão da produção anual de eletricidade.....	179
8.	ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO	183
8.1	Análise Financeira.....	184
8.1.2	Custos e receitas de exploração	187
8.1.3	Fontes de financiamento.....	188
8.1.4	Taxa de atualização financeira	188
8.1.5	Indicadores de desempenho financeiro.....	189
8.1.6	Sustentabilidade financeira do projeto	191
8.2	Análise Económica.....	193
8.2.1	Correção dos valores de mercado, fatores de conversão	193
8.2.2	Custos das emissões de gases nocivos ao ambiente	194
8.2.3	Taxa de atualização económica.....	196
8.2.4	Indicadores de desempenho económico	196
9.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	201
9.1	Avaliação de impactos nos indicadores de desempenho	201
10.	ANÁLISE DE CENÁRIOS	211
11.	ANÁLISE DE RISCO	215
11.1	Caracterização probabilística das variáveis de <i>input</i>	215
11.2	Comportamento probabilístico dos indicadores de desempenho.....	217
11.3	Avaliação dos resultados	217
12.	CONCLUSÕES	223
	BIBLIOGRAFIA	231

GRÁFICOS

Gráfico 2.1 - Produção mundial de eletricidade por fonte de energia.....	30
Gráfico 2.2 - Eletricidade por fonte de energia primária 1971, 1991, 2011 e 2016	30
Gráfico 2.3 - Energia primária total por fonte em 1993, 2011 e previsão para 2020	32
Gráfico 2.4 - Capacidade hídrica instalada - 2013.....	36
Gráfico 2.5 - Produção hídrica - 2016.....	37
Gráfico 2.6 - Energia eólica – 10 mais em potência instalada em 2011 e 2016	37
Gráfico 2.7 - Energia eólica – 10 mais em geração de eletricidade em 2011 e 2016	38
Gráfico 2.8 - Energia solar fotovoltaica – 10 mais em potência instalada em 2011 e 2016.....	39
Gráfico 2.9 - Energia solar fotovoltaica – 10 mais em geração de eletricidade em 2011 e 2016..	40
Gráfico 2.10 - Intensidade energética na União Europeia em 2012 e 2017.....	41
Gráfico 2.11 - Produtividade energética na União Europeia em 2012 e 2017	42
Gráfico 2.12 - Dependência energética na União Europeia em 2012 e 2017.....	43
Gráfico 2.13 - Evolução da dependência energética nacional.....	43
Gráfico 2.14 - Quota de energias renováveis no consumo final na União Europeia	44
Gráfico 2.15 - Eletricidade gerada por fontes renováveis na União Europeia em 2012 e 2016 ..	45
Gráfico 2.16 - Utilização das energias renováveis no sector dos transportes na União Europeia em 2012 e 2016.....	46
Gráfico 2.17 - Consumo de eletricidade <i>per capita</i> em 2012 e 2016	46
Gráfico 2.18 - Preços de eletricidade para o sector residencial.....	47
Gráfico 2.19 - Preços de eletricidade para médias empresas do sector industrial em 2012 e 2017..	48
Gráfico 2.20 - Potência instalada por fonte de energia renovável entre 2005 e 2014.....	49
Gráfico 2.21 - Potência instalada por fonte de energia renovável em 2017.....	50
Gráfico 2.22 - Evolução das FER de geração de eletricidade	50
Gráfico 2.23 - Evolução da potência FER instalada por região.....	53
Gráfico 2.24 - Capacidade FER instalada por distrito	54
Gráfico 2.25 - Capacidade eólica e fotovoltaica instalada por distrito.....	54
Gráfico 2.26 - Evolução da capacidade FER no Algarve.....	55
Gráfico 2.27 - Evolução da produção FER no Algarve	56
Gráfico 3.1 - Variação da pressão atmosférica com a altitude	65
Gráfico 3.2 - Distribuição de frequência de velocidade do vento.....	69
Gráfico 3.3 - Influência dos parâmetros da função de Weibull	70
Gráfico 3.4 - Influência dos parâmetros da função de Weibull	70
Gráfico 3.5 - Influência dos parâmetros da função de Weibull	71
Gráfico 3.6 - Densidade de potência disponível	72
Gráfico 3.7 - Distribuição relativa anual de velocidades do vento	74
Gráfico 3.8 - Curva característica de um aerogerador	74
Gráfico 3.9 - Distribuição relativa da produção anual de eletricidade	76
Gráfico 3.10 - Distribuição relativa anual de valores de coeficiente de potência	76
Gráfico 3.11 - Energia eólica em Portugal – potência instalada e geração de eletricidade	77
Gráfico 4.1 - Westmill Wind Speed and Power Output Graph.....	97
Gráfico 6.1 - Evolução do custo das turbinas eólicas	142

Gráfico 6.2 - Cenários de evolução dos custos de investimento.....	143
Gráfico 6.3 - Evolução dos custos de investimento na Península Ibérica	144
Gráfico 6.4 - Evolução do preço médio diário no mercado ibérico de eletricidade	149
Gráfico 6.5 - Evolução do valor da tarifa de referência por energia renovável.....	151
Gráfico 7.1 - Análise dos dados de velocidade e direção em Sagres (IPMA) e na Lagoa Fundada (Iberwind).....	162
Gráfico 7.2 - Histograma das velocidades médias e distribuição Weibull da estação meteorológica de Sagres.....	163
Gráfico 7.3 - Valores médios diários de velocidade e densidade de potência em Sagres entre 2008 e 2012	164
Gráfico 7.4 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade do vento registados em Sagres..	164
Gráfico 7.5 - Distribuição dos ventos em Sagres no período considerado	165
Gráfico 7.6 - Histogramas das distribuições de velocidades de vento a 40m e a 80 m de altura	166
Gráfico 7.7 - Valores médios diários de velocidade e densidade de potência para as séries de 40m e de 80m da Lagoa funda, entre 2011 e 2013.....	167
Gráfico 7.8 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade das séries a 40m e 80m na Lagoa Fundada, entre 2011 e 2013.....	167
Gráfico 7.9 - Distribuição das direções dos ventos das séries a 40m e a 80m	168
Gráfico 7.10 - Comparação das séries de Sagres e da Lagoa Fundada.....	168
Gráfico 7.11 - Representação temporal das séries de dados	169
Gráfico 7.12 - Perfil diário de velocidades de Sagres e da Lagoa Fundada.....	169
Gráfico 7.13 - Perfil mensal das velocidades de Sagres e da Lagoa Fundada.....	170
Gráfico 7.14 - Direções médias dos ventos de Sagres e da Lagoa Fundada.....	170
Gráfico 7.15 - Histograma das velocidades médias e distribuição Weibull ajustada.....	173
Gráfico 7.16 - Valores médios diários de velocidade e de densidade de potência	174
Gráfico 7.17 - Direções dos ventos. Registos de frequências	174
Gráfico 7.18 - Curvas características dos aerogeradores testados.....	180
Gráfico 7.19 - Pormenor das curvas características dos aerogeradores testados	180
Gráfico 9.1 - Evolução dos preços de eletricidade do sector residencial em Portugal e na zona euro.....	201
Gráfico 9.2 - Análise de sensibilidade, valor atual líquido financeiro	205
Gráfico 9.3 - Análise de sensibilidade, taxa interna de retorno financeira	206
Gráfico 9.4 - Análise de sensibilidade, valor atual líquido económico.....	207
Gráfico 9.5 - Análise de sensibilidade, taxa interna de retorno económica.....	208

TABELAS

Tabela 2.1 - Carvão – 10 mais em reservas e produção	33
Tabela 2.2 - Petróleo – 10 mais em reservas e produção	34
Tabela 2.3 - Gás natural – 10 mais em reservas e produção	35
Tabela 2.4 - Nuclear – 10 mais em reservas e produção	35
Tabela 2.5 - Energia fotovoltaica – número de horas de produção equivalente (NEPs)	57
Tabela 2.6 - Energia eólica – número de horas de produção equivalente (NEPs)	57
Tabela 3.1 - Valores de z_0 por tipo de terreno.....	67
Tabela 3.2 - Potencial de produção anual de eletricidade	75
Tabela 4.1 - Tecnologias usadas na produção descentralizada e potência instalada/módulo	83
Tabela 4.2 - Fontes de energia e tecnologias usadas na produção descentralizada e valores de emissões.....	84
Tabela 4.3 - Fontes de energia renovável e formas de organização das CRE.....	87
Tabela 4.4 - <i>Stakeholders</i> , níveis de atuação, tipo de influência e qualidade dos resultados.....	89
Tabela 5.1 - EIA e AAE – o que está em causa?	102
Tabela 5.2 - Valor de emissões de CO ₂ no ciclo de vida das fontes de energia	104
Tabela 5.3 - Redução efetiva de emissões dos aerogeradores de 850 Kw e 3MW	105
Tabela 5.4 - Fator de atualização a_t para uma taxa de atualização de d e um período de n anos.....	109
Tabela 5.5 - Valores de referência de horizonte temporal de projetos por sectores de atividade..	110
Tabela 5.6 - Estimativa de taxas anuais de retorno financeiro.....	111
Tabela 5.7 - Estrutura de fluxos da análise financeira.....	113
Tabela 5.8 - Estimativas de taxas de atualização social.....	118
Tabela 5.9 - Taxas de atualização social de países selecionados da UE, baseada no <i>Social Time Preference Rate (STPR)</i>	119
Tabela 5.10 - Custos de investimento, operacionais e de manutenção, [€/kW], por fonte de energia	123
Tabela 5.11 - Dados gerais por fonte de energia.....	124
Tabela 5.12 - Cenários para os custos nivelados de eletricidade, [€/MWh], por fonte de energia	125
Tabela 5.13 - Custos nivelados de produção de energia - LCOE [€-\$,Ago2019]	128
Tabela 6.1 - Classificação dos aerogeradores de baixa potência.....	132
Tabela 6.2 - Aplicações de sistemas eólicos de baixa potência	132
Tabela 6.3 - Principais características dos aerogeradores testados	138
Tabela 6.4 - Desagregação dos custos de instalação.....	141
Tabela 6.5 - Desagregação dos custos do equipamento.....	141
Tabela 6.6 - Projeção dos custos de investimento	142
Tabela 6.7 - Custos operacionais fixos e variáveis	145
Tabela 6.8 - Unidades de produção previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014.....	152
Tabela 6.9 - Medidas de apoio na Europa por fonte de energia	154
Tabela 7.1 - Resultados obtidos do procedimento <i>Measure, Correlate and Predict (MCP)</i> por algoritmo testado.....	172

Tabela 7.2 - Erros por tipo de métrica	173
Tabela 7.3 - Características dos aerogeradores testados e valor estimado da produção anual de eletricidade	181
Tabela 7.4 - Produção anual prevista de eletricidade por simulação no WindSim	182
Tabela 8.1 - Principais parâmetros para a análise de custo-benefício	185
Tabela 8.2 - Principais expressões analíticas	185
Tabela 8.3 - Custos de investimento dos aerogeradores testados.....	186
Tabela 8.4 - Custos operacionais dos aerogeradores testados	187
Tabela 8.5 - Receitas operacionais dos aerogeradores testados	187
Tabela 8.6 - Encargos de financiamento dos aerogeradores testados	188
Tabela 8.7 - Fatores de atualização para taxa de atualização de 5% e período de 15 anos.....	189
Tabela 8.8 - Indicadores financeiros, resultados obtidos para os aerogeradores testados	190
Tabela 8.9 - Rácio valor atual líquido financeiro / habitação equivalente.....	191
Tabela 8.10 - Sustentabilidade financeira, resultados obtidos para os aerogeradores testados	192
Tabela 8.11 - Fatores específicos de conversão	193
Tabela 8.12 - Valor [€/tnCO ₂] recomendado por Quinet <i>et al.</i> (2008)	194
Tabela 8.13 - Valor [€] para 2014, com base na recomendação de Quinet <i>et al.</i> (2008) para cada tn CO ₂	195
Tabela 8.14 - Valores nacionais das emissões de CO ₂	195
Tabela 8.15 – Indicadores económicos, resultados obtidos para os aerogeradores testados.....	197
Tabela 8.16 - Rácio valor atual líquido económico / habitação equivalente.....	198
Tabela 9.1 - Taxas de atualização social em alguns países da OCDE	203
Tabela 9.2 - Variáveis de <i>input</i> comuns e limites de variação	204
Tabela 9.3 - Variáveis de <i>input</i> e limites de variação por aerogerador.....	204
Tabela 9.4 - Variáveis de <i>output</i>	204
Tabela 9.5 - Valor atual líquido financeiro, resultados da análise de sensibilidade	205
Tabela 9.6 - Taxa interna de retorno financeira, resultados da análise de sensibilidade.....	206
Tabela 9.7 - Valor atual líquido económico, resultados da análise de sensibilidade.....	207
Tabela 9.8 - Taxa interna de retorno económica, resultados da análise de sensibilidade	208
Tabela 9.9 - Impacto das variáveis de <i>input</i> nos indicadores de desempenho	209
Tabela 9.10 - Impacto das variáveis de <i>input</i> nos indicadores de desempenho	209
Tabela 9.11 - Impacto das variáveis de <i>input</i> nos indicadores de desempenho	209
Tabela 10.1 - Análise de cenários para o aerogerador de 35kW de potência	211
Tabela 10.2 - Análise de cenários para o aerogerador de 50kW de potência	212
Tabela 10.3 - Análise de cenários para o aerogerador de 60kW de potência	214
Tabela 11.1 - Variáveis de <i>input</i> comuns, limites de variação e distribuições probabilísticas	216
Tabela 11.2 - Variáveis de <i>input</i> , variação e distribuição probabilística	217
Tabela 11.3 - Aerogerador de 35 kW, resultados da análise de risco	218
Tabela 11.4 - Aerogerador de 50 kW, resultados da análise de risco	219
Tabela 11.5 - Aerogerador de 60kW, resultados da análise de risco	220

FIGURAS

Figura 3.1 - Imagem meteorológica do Atlântico e da Europa.....	60
Figura 3.2 - Interactive Mapping System - SWERA	61
Figura 3.3 - European Wind Atlas Onshore and Offshore - Risø.....	62
Figura 3.4 - Mapas NEPS_LNEG.....	62
Figura 3.5 - Atlas eólico LNEG	63
Figura 3.6 (a) - geoPortal – Atlas eólico – Velocidades médias na Costa Vicentina.....	64
Figura 3.6 (b) - geoPortal – Atlas eólico – NEPS na Costa Vicentina	65
Figura 4.1 - Comunidade energética por fonte renovável e sua representação gráfica face ao processo de criação e ao resultado obtido	80
Figura 4.2 - Representação esquemática de sistemas centralizados e dos níveis de produção descentralizada	85
Figura 4.3 - <i>Stakeholders</i> e sua influência na constituição das CRE.....	88
Figura 4.4 - Grandes áreas de benefícios e de motivações resultantes das <i>Community Owned Renewable Energy</i>	91
Figura 4.5 - Feldheim	93
Figura 4.6 - Horshader Community Development, Scotland	94
Figura 4.7 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited.....	96
Figura 4.8 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited.....	96
Figura 4.9 - Energy4all Limited Community Ownership, Grã-Bretanha	97
Figura 5.1 - Diferença entre AIA e AEA	102
Figura 5.2 - Esquema de submissão à AIA de projetos de parques eólicos.....	103
Figura 5.3 - Estrutura básica da análise financeira	112
Figura 5.4 - Etapas e conceitos da análise económica	114
Figura 5.5 - Função densidade de probabilidade da distribuição normal.....	120
Figura 5.6 - Função densidade de probabilidade da distribuição triangular	121
Figura 6.1 – Representação esquemática do interior da <i>nacelle</i> de um aerogerador	130
Figura 6.2 – Componentes de um aerogerador.....	131
Figura 6.3 - Cobertura temática de coordenadas locais.....	133
Figura 6.4 - Modelo digital de terreno com localização do aerogerador	134
Figura 6.5 - Representação tridimensional do modelo digital de terreno	134
Figura 6.6 - Estimativa de produção anual de eletricidade.....	136
Figura 6.7 - Dados de um aerogerador de 100 kW de potência nominal	137
Figura 7.1 - Fluxograma da componente tecnológica	161
Figura 7.2 - Informação da correlação entre a série de referência e a série alvo	171
Figura 7.3 - Ampliação de pormenor do quadro resumo da Figura 7.2.....	171
Figura 7.4 - Constituição de um “mosaico” georreferenciado, a partir de uma cobertura temática de pontos.....	175
Figura 7.5 - Representação ampliada da <i>shapefile</i> de pontos georreferenciados da Lagoa Funda - Pedralva.....	175
Figura 7.6 - Imagens do modelo digital do terreno	176
Figura 7.7 - Dados de velocidades e direções do vento obtidas pelo WindSim	177

Figura 7.8 - Perfil bidimensional das velocidades médias de vento a 30m do solo.....	179
Figura 8.1 - Repartição por tecnologia da energia fornecida pela EDP em 2013.....	195
Figura 11.1 - Distribuições probabilísticas das variáveis comuns.....	216
Figura 11.2 - Aerogerador de 60 kW, distribuições das variáveis de <i>input</i>	217

1. INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios que a Humanidade enfrenta, à escala global, é o de garantir o fornecimento de energia, de forma a satisfazer o consumo dos países desenvolvidos e o crescimento dos países emergentes e, simultaneamente, padrões ambientais que permitam sustentar a já débil situação do planeta, causada pela poluição e consequente efeito de estufa, resultante do nível excessivo de emissões de gases.

Prevê-se que o consumo mundial de energia cresça 54%, entre 2001 e 2025, em resultado do desenvolvimento à escala global e do crescimento demográfico. Este aumento de consumo dever-se-á, essencialmente, aos sectores industrial, da construção civil (ramo habitacional) e dos transportes (Carlisle, Elling & Penney, 2008).

Portugal efetuou na última década grandes investimentos em energias renováveis, tanto no solar fotovoltaico como em parques eólicos. A energia obtida através destes processos alternativos representa hoje uma quota significativa na produção nacional. Contudo, dado o nosso potencial geográfico *onshore* e *offshore*, muito se poderá ainda explorar, designadamente no que diz respeito ao potencial eólico.

Citando Castro (2009, p. 6), “...*A energia eólica tem registado nos últimos anos uma evolução verdadeiramente assinalável. Para ter uma ideia da taxa de crescimento verificada na potência eólica instalada a nível mundial, observa-se que uma das bases de dados mais conhecidas registava no dia 4 de março de 1998 e no dia 25 de março de 2009 os valores de 7.322 MW e 120.475 MW...*”

Segundo dados do World Energy Council (2019), a China, em 2016, com a maior capacidade instalada em energia eólica a nível mundial, 145 GW, era o segundo produtor de eletricidade com 158,2 GWh. Os Estados Unidos com uma capacidade instalada de 72,6 GW, eram o primeiro produtor mundial de eletricidade, com 183,8 GWh.

Em resultado de uma opção estratégica de aposta na instalação de parques eólicos, a partir de 2005, Portugal atinge lugares cimeiros na geração de eletricidade, com uma produção, em 2016, de 12,1 GWh, correspondente a uma potência instalada de 5,03 GW.

A gestão, de forma sustentável, do consumo de energia, do consumo de água e a procura crescente de bens alimentares, em particular dos cereais, representa dos maiores desafios que a sociedade enfrenta à escala global. Impõem-se, portanto, políticas inovadoras não só em novos processos de extração/produção, mas também na forma como a sociedade se disponibiliza para intervir nesses processos, nas diferentes escalas admissíveis.

São necessárias políticas que fomentem e apoiem a criação de comunidades, em que as sociedades locais e regionais readquiram o espírito comunitário em defesa de causas comuns, como seja o caso da exploração e gestão eficiente de formas de energia verde, designadamente eólica, solar fotovoltaica e solar térmica. Este conceito, que em língua inglesa se designa por *Renewable Energy Community*, pode ser implementado localmente, em Portugal, a diferentes níveis, desde pequenas aldeias a freguesias e mesmo concelhos, bem como ao nível de instituições/aglomerados comerciais, de que podem ser bons exemplos os campos universitários, os hospitais, os mega centro comerciais, entre outros. Nesta obra pretende-se avaliar o potencial que as energias renováveis, em particular a energia eólica (por si só ou em sistemas híbridos), podem representar no desenvolvimento de projetos que se baseiem na aplicação do conceito *Renewable Energy Community*.

As *Wind Communities* constituem um caso particular das *Renewable Energy Community*. Trata-se de projetos eólicos de cariz comunitário, realizados localmente por pessoas singulares ou coletivas, com dimensão ou escala variável, podendo ser de propriedade plena ou suportados por investidores privados que permitem alocar meios financeiros aos investimentos necessários. Nos Estados Unidos, por exemplo, estes projetos comunitários incluem como proprietários, agricultores locais, empresas, universidades, cooperativas e entidades várias que possam estar interessadas em investir em energias renováveis (Lantz & Tegen, 2009).

Embora a realização de projetos eólicos se traduza, quase sempre em desenvolvimento e rentabilidade futura, o seu impacto económico para os locais ou regiões em que se implantam é, regra geral, inferior a 15% das receitas geradas (Lantz E., 2008) uma vez que, na sua maioria, são levados a cabo por empresas geograficamente externas à região, em resultado de processos de licenciamento de âmbito nacional. Tem sido o caso dos projetos licenciados no nosso país.

A instalação de sistemas eólicos de geração de eletricidade de cariz comunitário e local (*Wind Communities*), pode ter impacto na economia local e regional, essencialmente em resultado de três fatores: em primeiro lugar, pela incorporação de mão-de-obra e materiais de origem local, tanto na fase de instalação, como na fase de exploração; em segundo lugar porque tratando-se de projetos normalmente rentáveis, conduzem à obtenção de dividendos para a comunidade local; em terceiro e último lugar, porque normalmente os investimentos necessários podem ser suportados pelas entidades financeiras e de crédito regionais (Lantz E., 2008).

Não deve ser descurado, também, o papel que estes projetos comunitários podem desempenhar no fortalecimento dos laços sociais e culturais a nível local. Com efeito, é de esperar que, para além do interesse económico, surjam novas valências de âmbito socio-cultural, dotando estas comunidades de elementos que reforçam a coesão local. São estes impactos, de cariz socioeconómico, ambiental e cultural, que nos vão conduzir a conceitos

inovadores na forma como teremos que encarar a geografia espacial e as novas formas de ordenamento do território.

Assiste-se atualmente a uma procura de melhores e diferentes padrões de vida por parte de jovens famílias que se radicam no interior do país, redirecionando a sua vida e empreendendo novos projetos pela exploração, de forma inovadora, de novas atividades, em especial no sector do agroturismo. Estes jovens rurais, qualificados social, cultural e educacionalmente, têm constituído a base do desenvolvimento das economias locais e mesmo regionais, do interior, atraindo outras atividades. É essencialmente em pequenas comunidades esclarecidas e educacionalmente recetivas às questões ambientais e de sustentabilidade energética que a criação das *Renewable Energy Communities*, mais concretamente as *Wind Communities*, pode ter sucesso.

Com esta obra, pretendeu-se avaliar a possibilidade de dar maior autonomia aos pequenos aglomerados urbanos do interior do Algarve, na perspetiva de geração de eletricidade para consumo local. Sendo previsível o sucesso da implementação das *Wind Communities*, os instrumentos de ordenamento do território atuais na região do Algarve terão que ser adequados a esta nova realidade, inovadora e essencial para uma visão de futuro para a região.

De facto, o interior do país parece dever a sua subsistência ao litoral, economicamente mais desenvolvido. O interior da região do Algarve compreende o Barrocal e a Serra, zonas predominantemente agrícolas, em cujas aldeias os seus habitantes ativos residem, embora maioritariamente trabalhem no litoral para o sector do turismo e da construção.

Esta interioridade, mais acentuada nos maiores concelhos da região, tende a agravar-se com o envelhecimento da população e o fraco crescimento demográfico registados a nível nacional, ficando subjacente a ideia de que a vida urbana só permanece viável graças ao financiamento das suas infraestruturas básicas fruto da aplicação das receitas municipais geradas pelo litoral.

Este conceito é, na prática, contrariado pela atratividade que a região do Algarve, no seu todo e, em particular, a região do Barrocal e da Costa Vicentina, tem oferecido para a fixação de residentes estrangeiros que, de forma esclarecida e intencional, procuram as virtudes desses locais. De facto, o interior do Algarve propicia aos seus residentes uma qualidade de vida excelente, fruto da sua diversidade paisagística, da sua qualidade ambiental, das infraestruturas existentes, do clima ameno e da sua proximidade de um litoral cuja atratividade é internacionalmente reconhecida.

O projeto para a implementação de uma “comunidade energética” piloto, adaptando o conceito das *Renewable Energy Communities* e em particular das *Wind Communities*, que proliferam por diversos estados norte-americanos, Grã-Bretanha, Holanda, Alemanha e países nórdicos, tem como objetivo avaliar a viabilidade socioeconómica da

criação de comunidades locais de geração de eletricidade, de forma sustentável, para consumo próprio.

Tem-se a convicção de que o surgimento deste tipo de comunidades pode, a médio prazo, reforçar a economia local, criando novos postos de trabalho graças ao aparecimento de novas empresas de pequena dimensão, que subsistindo para além da fase de construção e instalação, assegurem, entre outros, os serviços de assistência técnica e de manutenção durante a fase de exploração. Finalmente, o convívio com as novas tecnologias, sempre presentes nestes equipamentos, pode propiciar atitudes empreendedoras e de inovação a nível regional.

Pretendeu-se estudar e projetar um sistema de produção de energia, de pequena escala, com recurso à instalação de aerogeradores, que pudesse fornecer eletricidade a um pequeno aglomerado urbano, constituído por 3 a 4 dezenas de habitações.

A sua viabilidade pressupõe, naturalmente, a existência de locais em que seja possível instalar os equipamentos de geração de eletricidade, com base na existência de registos de dados, neste caso de velocidade e direção do vento, que comprovem a sua viabilidade, tendo ainda em consideração a disponibilidade de terrenos, preferencialmente pertencentes à comunidade.

Neste contexto, desenvolveu-se um modelo de estudo, utilizando a energia eólica, tendo sido escolhida uma localização geográfica na Costa Vicentina, próximo da aldeia de Pedralva, onde foi possível aceder a dados de vento, passíveis de serem tratados por métodos adequados. Isto permitiu obter uma previsão de comportamento do vento para o local de instalação de um aerogerador e simular as suas condições de funcionamento para três potências inferiores a 100kW e respetivas previsões de produção anual de eletricidade.

Com base nestas previsões, foi avaliada a viabilidade financeira e económica da implementação de uma comunidade local energeticamente sustentável, na região do Algarve, utilizando a energia eólica em pequena escala.

O conteúdo deste livro, foi estruturado em duas partes:

A primeira compreende uma abordagem da evolução registada relativamente às fontes de energia utilizadas na produção de energia secundária, bem como a previsão de que à escala global, apesar da crescente utilização das energias renováveis, continuam a ser as fontes de energia fóssil a manter a hegemonia, principalmente no sector dos transportes (World Energy Council, 2013).

Na geração de eletricidade, salienta-se a forte quebra da componente de produção a partir do petróleo, de 20,9% em 1971 para apenas 4% em 2016, bem como a manutenção do carvão como a principal fonte primária para este sector, com um peso de 38%. Realça-se, ainda, o aumento da produção com base no gás natural, crescendo de 13,3% para 23% no mesmo período. Chama-se, também, a atenção para a previsão do World Energy Council (2013) de que, de 2011 para 2020, o peso das fontes fósseis, no

seu todo, venha a decrescer de 82% para 76% e que as fontes renováveis (não considerando a hídrica, que se manterá > 2%) possam vir a crescer de 11 para 16%.

Pondo em foco a geração de eletricidade a partir de energias renováveis, sublinha-se a 9ª posição, em 2011, ocupada por Portugal a nível mundial na geração de eletricidade a partir da energia eólica, com 9.162 GWh e a 8ª a partir de energia fotovoltaica, com 278 GWh.

Relativamente aos indicadores *intensidade energética* [$Kg_{pe}/1000€$], *produtividade energética* [$Kg_{pe}/1000€$] e *dependência energética* [%] (Eurostat, 2019), é feita a comparação dos valores nacionais com os da média europeia, realçando-se em termos negativos que, apesar da evolução positiva registada a partir de 2005, Portugal ainda apresentava, em 2017, uma dependência do exterior de cerca de 79,9% do seu consumo, valor significativamente superior aos 55,1% da média dos 28 países europeus.

Pressupõe-se que a aposta feita no transporte rodoviário de mercadorias em detrimento do transporte ferroviário de média e alta velocidade, tenha contribuído, desfavoravelmente, para os valores desses indicadores. Reforça-se essa opinião quando se constata que 54,1% do consumo nacional de eletricidade, em 2016, já era garantido por produção renovável, valor muito acima dos 29,6% da média europeia, enquanto que no sector dos transportes a incorporação de 7,5% de energia renovável, embora superior aos 7,1% da média europeia representava ainda um valor reduzido.

Dá-se expressão ao forte crescimento verificado a nível nacional, a partir de 2005, na potência instalada de energia eólica, representando em 2017, 39% da potência instalada em fontes de energia renovável, com 5.313 MW e produção de 12.248 GWh de eletricidade, praticamente a par dos 49% de potência das grandes hídricas existentes, com 6.692 MW e produção de 7.009 GWh (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2019).

Quanto à energia solar fotovoltaica, apesar da expressão pouco significativa do valor mais recente de geração de eletricidade através do solar fotovoltaico, 993 GWh em 2017, o seu crescimento foi acentuado, quando comparado aos 215 GWh obtidos em 2010.

Para finalizar, analisam-se alguns dados relativos à penetração das fontes de energia renovável na região do Algarve. Sublinha-se o potencial de geração de eletricidade quer a partir da energia eólica, quer da fotovoltaica. Com efeito, a Costa Vicentina e as zonas mais elevadas do interior da região apresentaram, entre maio de 2018 e abril de 2019, o segundo valor mais elevado a nível nacional em termos de *número de horas de produção equivalente*, com 2 414 *horas de produção equivalente* à potência nominal. Em termos de produção fotovoltaica de eletricidade, a região apresentava o segundo melhor valor médio (2016 a 2018) a nível nacional, com 1.772 *horas de produção equivalente*, valor este só superado pela região alentejana com 1.877 horas (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2019). Este potencial abre boas perspetivas de investimento futuro em energias renováveis, aproveitando as possibilidades de incorporar esta vertente nos investimentos que venham a ser realizados no âmbito do novo quadro comunitário, 2014-2020.

No que concerne à geração de eletricidade através da energia eólica, focam-se alguns conceitos teóricos associados à climatologia, como sejam a energia do vento e fatores de influência num regime de ventos, a pressão atmosférica, a densidade do ar, a altitude e a turbulência.

Ainda nesse contexto, é feita uma descrição sucinta do tratamento estatístico de um regime de ventos e da sua representação em termos de distribuição de frequências, sendo destacada a distribuição de Weibull como a mais adequada para esta matéria. São abordados os conceitos de *potência disponível*, *densidade de potência disponível*, bem como de *potência máxima*, função do *coeficiente de Betz* e da *potência disponível*. Explica-se, também, o conceito de *coeficiente ou fator de potência*.

Assume particular relevância no tema deste livro o conceito de *comunidades energéticas sustentáveis*, associando-se este conceito à produção para consumo local de eletricidade, a partir de fontes de energia renováveis. É dado destaque à necessidade de participação e envolvimento dos residentes, ou seja, da componente social no sucesso da constituição das comunidades energéticas, bem como às perspectivas de abordagem segundo Walker & Devine-Wright (2008).

Partindo da diferença de conceitos de produção centralizada e descentralizada de eletricidade, são referidas as vantagens de haver complementaridade entre estes sistemas, com a necessária flexibilidade que permita compatibilizar diferentes tecnologias e fontes de geração de eletricidade (Bouffard & Kirschen, 2008).

Por último, nesta primeira parte do livro são enunciadas diferentes técnicas de avaliação de projetos de investimento, na ótica da produção eólica de eletricidade, mais concretamente a *AAE – Avaliação Ambiental Estratégica*; a *AIA – Avaliação de Impacte Ambiental*; e a *ACV – Análise do Ciclo de Vida*, confrontando-as com a *ACB – Análise de Custo-Benefício*, sobre a qual se efetua uma descrição mais detalhada, dada a sua importância e o facto de ser utilizada como técnica de avaliação do modelo estudado no presente trabalho.

É realçada a distinção entre *Avaliação Ambiental Estratégica* e *Avaliação de Impacte Ambiental*, fundamentada na diferença de objetivos entre ambas, uma vez que se através da última se pretende medir os efeitos sobre o ambiente, resultantes de projetos ou ações de desenvolvimento, por via da primeira se visa estabelecer condições, assentes numa política ambiental, que condicionem positivamente ações de desenvolvimento e que estas se processem de forma sustentada (Partidário, 2012). Realça-se o facto de se tratar de técnicas de avaliação sectoriais de projetos de investimento, dada a sua incidência no sector ambiental, o que, contudo, não as desvaloriza.

Sobre a *Análise do Ciclo de Vida*, Pearce *et al.* (2006) afirmam as semelhanças entre este tipo de avaliação e a realizada por via de estudos de impacte ambiental, não deixando, contudo, de identificar a diferença existente no horizonte temporal a que cada uma se aplica. É ainda afirmado que, dado o facto de este tipo de análise raramente con-

siderar custos e benefícios fora da área ambiental, leva a que possa ser considerada como uma componente de uma análise mais completa, como é o caso de uma análise de custo-benefício.

Dá-se realce a que uma das aplicações mais importantes da *Análise do Ciclo de Vida* é a da avaliação dos custos das emissões de CO₂, ao permitir comparar o valor do indicador de emissões por unidade de eletricidade produzida entre fontes de energia convencional e fontes renováveis (Varun *et al.*, 2008).

Merecem, também, realce os estudos relativos às quantidades de emissões de gases nocivos ao ambiente realizados em aerogeradores, por Kabir *et al.* (2012) e Crawford (2009). Dá-se também destaque ao estudo de Nugent & Sovacool (2014), com base em 41 publicações sobre a aplicação desta técnica de avaliação a sistemas de geração de eletricidade a partir de energia eólica e de solar fotovoltaica, no qual se conclui que as emissões provocadas pelos aerogeradores se situam no intervalo de valores compreendido entre 0,4 e 364,8 g CO₂-eq /kWh, com um valor médio de 34,11 g e que os painéis fotovoltaicos têm valores de emissões entre 1g e 218 g CO₂-eq /kWh, com um valor médio de 49,91g.

Analisa-se, com maior detalhe, a *ACB - Análise de Custo-Benefício*, comparando-a a outras técnicas abordadas. Cita-se Boardman *et al.* (2014) ao afirmar que, se do ponto de vista da análise financeira com este tipo de análise se pretende medir a eficiência na perspetiva do interesse privado, por via da análise económica se pretende avaliar quais vão ser os benefícios e os custos para a sociedade que uma determinada opção pode acarretar.

Dá-se relevo ao facto de a Comissão Europeia, à semelhança de outras organizações internacionais, adotar oficialmente a *Análise de Custo-Benefício* como técnica de avaliação de projetos, disponibilizando guias de procedimentos aos empreendedores europeus cujos projetos sejam submetidos a candidatura para obtenção de financiamento ao abrigo dos Fundos Estruturais, Fundo de Coesão ou ao Fundo de assistência ao período de Pré-Adesão, em cada programa-quadro (European Commission, 2008). É neste contexto que se sublinha que a avaliação de projetos de investimento para a geração de eletricidade com recurso à energia eólica deve ter em consideração as indicações dos guias de procedimentos referidos, no sentido de contribuir para o cumprimento das metas estabelecidas no âmbito do Protocolo de Kyoto.

É realizada uma análise detalhada às três principais componentes que constituem uma *Análise Custo-Benefício*: componente *tecnológica*, componente *financeira* e componente *económica*, seguindo uma metodologia adaptada do guia *EVALSED* (European Commission, 2013a).

Na componente financeira é abordada a composição da estrutura de fluxos, o conceito de taxa de atualização financeira e dos indicadores de desempenho *valor atual lí-*

quido e taxa interna de retorno. Explica-se ainda a obtenção do valor de retorno financeiro do investimento e da sua sustentabilidade e viabilidade financeira.

Na componente económica, com base na determinação do fator de conversão standard, da taxa de conversão, do custo marginal do financiamento público, do salário sombra e da taxa de atualização, aborda-se a conversão e correção dos valores de mercado, a monetarização de impactos não comercializáveis, a atualização dos custos e dos benefícios, para que possam ser determinados os indicadores de desempenho *valor atual líquido económico e taxa interna de retorno económico*.

É ainda sublinhada a importância de ser realizada, complementarmente à *Análise de Custo-Benefício*, uma avaliação do efeito que a variação dos valores das variáveis de entrada provocam nos indicadores financeiros e económicos por via de uma *Análise de Sensibilidade* e uma *Análise de Cenários*, que inclua uma visão *pessimista* e outra *otimista*, tendo em consideração as variáveis mais influentes nos indicadores de desempenho. Com a *Análise de Risco* termina esta fase complementar de avaliação. Descreve-se que este tipo de análise, ao atribuir distribuições probabilísticas às variáveis de entrada, recorrendo a aplicações informáticas de *simulação*, normalmente pelo *método de Monte Carlo*, permite avaliar o risco em torno dos valores calculados para os indicadores de desempenho.

Para concluir a primeira parte deste livro, entendeu-se ser pertinente incluir o tema do *custo nivelado de geração de eletricidade (LCOE – Levelized Cost of Electricity)*, que, segundo Borenstein (2012), representa o valor a que deve ser comercializada a eletricidade produzida para que o seu valor atual líquido iguale o do seu custo de produção, ou também, o valor que torna nula a taxa interna de retorno (Karlynn & Schwabe, 2009).

Faz-se referência a um documento de trabalho da Comissão Europeia onde são desenvolvidos dois cenários de evolução, para 2020 e 2030, nos quais, para além de outros indicadores, é analisada a evolução prevista para o custo nivelado de geração de eletricidade para um número significativo de fontes de energia e de processos tecnológicos (European Commission, 2008a). Este estudo mostra a competitividade verificada da energia eólica face às fontes de energia convencional, na geração de eletricidade. São ainda abordados outros estudos sobre este tema, dando-se destaque aos estudos de Mott MacDonald (2011), Wiser *et al.* (2012) e mais recentemente de Lazard (2018).

Mostra-se como foi estruturado o modelo comunitário de geração de eletricidade; um modelo considerado de pequena escala, por se basear num aerogerador de potência não superior a 100 kW. É feita uma descrição da sua vertente tecnológica desde a torre, o rotor integrando as pás, o sistema de engrenagens (quando existente) e o gerador de corrente elétrica.

São referidas as quatro classes de classificação dos aerogeradores de baixa ou pequena potência efetuada pela EWEA(2009a), até 100kW de potência, bem como as suas aplicações mais correntes, constituindo sistemas autónomos ou ligados à rede elétrica.

Ainda na vertente tecnológica, é explicada a forma como se caracterizou geograficamente o local de instalação, a partir de cartografia de base tratada em aplicação de informação geográfica, e como, tendo por base a informação temática obtida na primeira, se produz o modelo digital de terreno. Merece destaque, na vertente tecnológica, o tratamento de dados de vento, registados próximo do local de instalação, os quais são correlacionados com uma série mais longa de dados de uma estação meteorológica mais próxima, constituindo esta última a designada série de referência.

É referido o método que permite prever valores locais com base na série de referência, conhecido por *MCP - Measure, Correlate and Predict* (EWEA, 2009a). Com a previsão de dados obtida pelo método MCP, com o modelo digital de terreno, orografia local e rugosidade do terreno é possível modelar os designados *wind fields* e simular o funcionamento do aerogerador, selecionado a partir das suas características técnicas e previsão da produção de energia elétrica. Explica-se ainda que, a caracterização dos consumos da comunidade local, uma variável importante para a vertente económica do modelo estudado, foi feita com base em dados para o Algarve da Pordata (2014), da DGEG (2013) e também do World Energy Council (2013).

Justifica-se a opção feita de avaliar a vertente económica e financeira do modelo estudado, recorrendo a uma análise de custo-benefício, afirmando-se que este tipo de análise permite evidenciar os benefícios socioeconómicos que o projeto estudado pode trazer para a comunidade local em que se insere. Afirma-se que as variáveis económicas consideradas no modelo estão associadas à eficiência de funcionamento do equipamento, aos custos de investimento e aos custos operacionais.

São apresentadas quatro desagregações de custos de investimento na ótica dos dados da IRENA (2012a), da EWEA (2009b) da Mott MacDonald (2011) e da NREL por Tegen *et al.* (2013), sendo unânime entre estes que a turbina representa na ordem dos dois terços dos custos de investimento. São ainda delineados cenários de previsão da evolução dos custos de investimento, tendo-se dado destaque às indicações da Comissão Europeia (European Commission, 2013a).

Quanto aos custos operacionais, é feita a distinção entre custos fixos, indexados à potência instalada, e variáveis, indexados à produção anual. É apresentada uma Tabela com dados da IRENA (2012a), que permite constatar a existência de uma variação de valores significativa entre países, tanto na componente de custos fixos como na de custos variáveis.

Conclui-se esta parte do livro com o enquadramento legal da geração de eletricidade em pequena escala, bem como quanto aos incentivos existentes. É feita uma breve descrição da evolução legal sobre esta matéria desde 2002 até à atualidade, em que, com o Decreto-Lei nº153 de outubro de 2014, foram integrados todos os regimes existentes e revogada a legislação anterior. A partir daí passaram a existir dois conceitos centrais: o

de *Unidade de Produção para Autoconsumo – UPAC*, e o de *Unidade de Pequena Produção – UPP*.

É mostrado que a evolução tarifária, com base na designada *tarifa de referência* registou uma queda acentuada, principalmente para a energia eólica, sendo pouco incentivadora à realização de investimentos deste tipo.

É também salientado, com base em dados da European Environment Agency, EEA (2014), que 53% de um total de 582 medidas de apoio em vigor nos países europeus, são atualmente aplicadas em benefício dos combustíveis fósseis, maioritariamente na forma de isenções fiscais. Quanto às fontes de energia renovável, destaca-se que apenas representam 31% do total de medidas de apoio, as quais são atribuídas, maioritariamente, na forma de subsídios diretos à produção.

A segunda parte deste livro é destinada, exclusivamente, ao caso de estudo na Costa Vicentina, em que, através do modelo desenvolvido, se pretende avaliar a possibilidade de implementação de sistemas de geração de eletricidade, com base na instalação de turbinas eólicas de pequena ou média potência, que possam dar resposta às necessidades de consumo de pequenas comunidades urbanas na região do Algarve.

Seguindo a metodologia delineada, apresentam-se os resultados da correlação entre as séries de dados de vento próximo do local de instalação e a série mais longa, obtido da estação meteorológica mais próxima, bem como a obtenção da série de previsão de dados, pelo método *Measure, Correlate and Predict*.

Obtida a previsão local de dados de vento, criado o modelo digital de terreno e definida a localização e a curva de potência do aerogerador, geram-se, por simulação, os *wind fields* e a previsão de produção anual de eletricidade, tendo-se realizado este processo de simulação para três aerogeradores de potências diferentes, 35kW, 50kW e 60 kW.

Analisados os resultados obtidos na vertente tecnológica, optou-se por basear o estudo de análise de custo-benefício nos modelos de aerogeradores referidos no parágrafo anterior, para os quais foram determinados os indicadores de desempenho financeiros e económicos. Esse estudo foi complementado, para os três aerogeradores testados, com análises de sensibilidade, de cenário e de risco, permitindo avaliar a sensibilidade dos indicadores de desempenho às variáveis de entrada, construir cenários pessimista e otimista relativamente ao cenário de referência e, perante a avaliação de risco, avaliar os valores mais prováveis obtidos para os indicadores de desempenho.

PARTE I

2. FONTES DE ENERGIA E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

2.1 Principais fontes de energia

Consideram-se fontes de energia as que estão disponíveis a partir de recursos naturais e que, após transformação, basicamente por processos mecânicos e/ou químicos, nos permitem produzir energias utilizáveis pelos diversos consumidores finais. Podem-se designar as fontes de energia como formas de energia primária e as utilizáveis como formas de energia secundária ou de consumo final.

Às energias de consumo final estão associados três grandes tipos de “serviços”, coincidentes com as três formas de energia final. Citando Furfari (2010), transcreve-se:

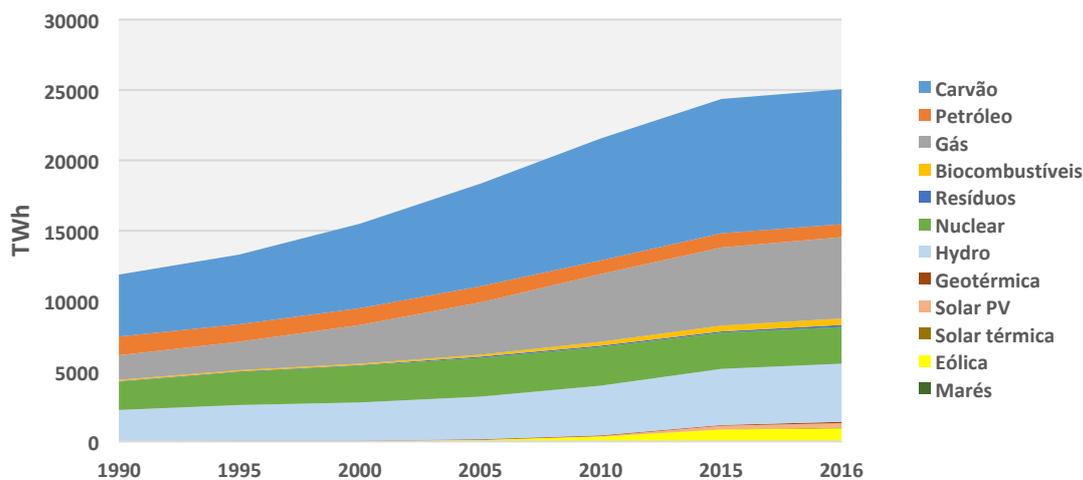
- *“a produção de calor ou de frio, também conhecido como utilização estacionária (quer seja para as necessidades da indústria ou para uso doméstico ou terciários para aquecimento ou água quente), essa produção utiliza quase exclusivamente combustíveis fósseis ou a biomassa (madeira);*
- *o transporte, serviço que se baseia em 98% nos combustíveis derivados do petróleo;*
- *a eletricidade, que é ela própria o resultado da hidroeletricidade, da combustão de combustíveis fósseis, da energia nuclear ou das energias renováveis.”*

Na geração de eletricidade consideramos como fontes de energia o carvão, o petróleo, o gás natural, o nuclear, as marés, a energia geotérmica, o vento, a radiação solar e a biomassa. Consideramos como processos de transformação as centrais térmicas a carvão, a fuelóleo, a diesel e a gás, as quais permitem produzir eletricidade a partir das fontes de energia fóssil, recorrendo a diferentes tecnologias; consideramos também as centrais nucleares, hídricas, de biomassa e geotérmicas, os parques eólicos, as centrais fotovoltaicas e as de concentração solar, bem como os geradores de ondas e marés.

O peso na geração de eletricidade de algumas energias fósseis (carvão e petróleo) tem sofrido uma redução significativa, principalmente na Europa, Estados Unidos, Canadá e Austrália. Na China e na maioria dos países asiáticos e africanos, a geração de eletricidade com recurso a centrais de carvão ainda é significativa.

O Gráfico 2.1 apresenta a evolução da produção mundial de eletricidade por fonte de energia, entre 1990 e 2016.

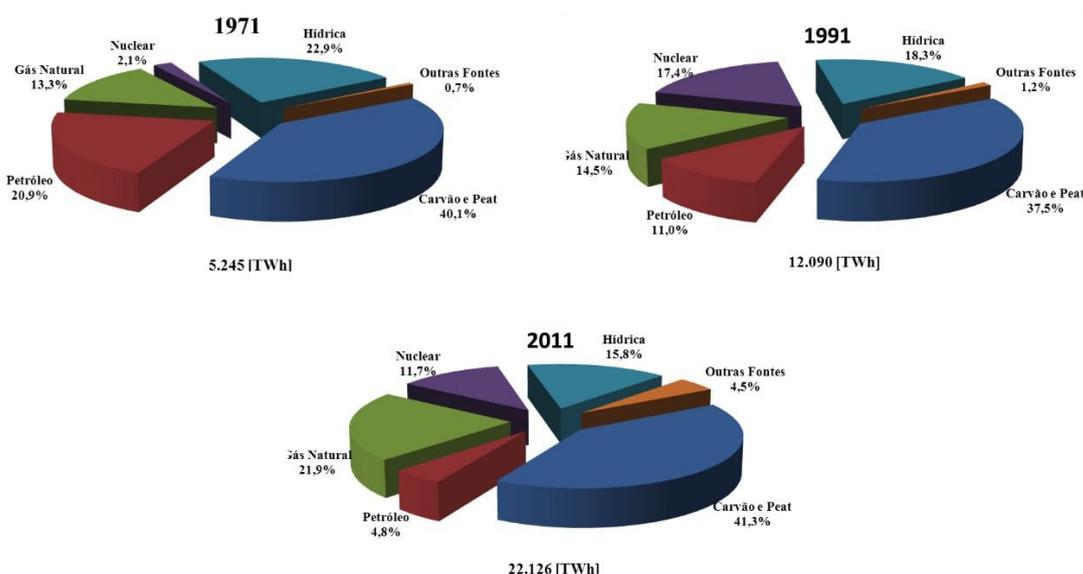
Gráfico 2.1 – Produção mundial de eletricidade por fonte de energia



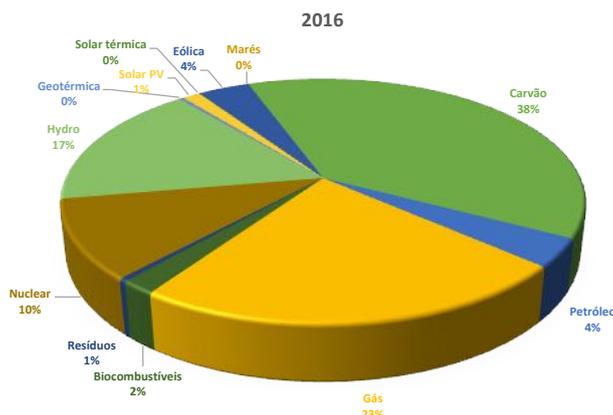
International Energy Agency (2018)

Apesar da crescente utilização de fontes de energia renováveis, com recurso a parques eólicos *onshore* e *offshore*, centrais hídricas, centrais de concentração solar e de painéis fotovoltaicos, as perspetivas futuras na geração de eletricidade são de que as energias fósseis continuarão a assegurar a hegemonia na produção de energia secundária, à escala global (World Energy Council, 2013), mantendo-se, designadamente, determinantes na produção de combustíveis para o sector dos transportes. O Gráfico 2.2 mostra-nos a evolução em termos percentuais, por fonte de energia, em 1971, 1991, 2011 e 2016.

Gráfico 2.2 - Repartição por fonte de energia da geração de eletricidade em 1971, 1991, 2011 e 2016



Adaptado de World Energy Statistics, IEA (2013)



Adaptado de International Energy Agency (2018)

A previsão de que os combustíveis fósseis continuem a ser hegemónicos deriva do facto de se registar uma evolução significativa nos processos de transformação das centrais térmicas, quer a carvão, quer a fuel ou a gás natural, processos estes significativamente menos poluidores do que no passado recente. Nos casos das centrais a carvão e a fuelóleo, as restrições ao nível das emissões de CO₂ e de partículas serão determinantes para a continuação da sua utilização nos países mais desenvolvidos. Contudo, dadas as carências verificadas atualmente no abastecimento de eletricidade às populações dos países asiáticos e africanos, é previsível que se continuem a utilizar centrais deste tipo na geração de eletricidade, menos restritivas no que respeita às emissões de CO₂ do que as existentes nos países mais desenvolvidos.

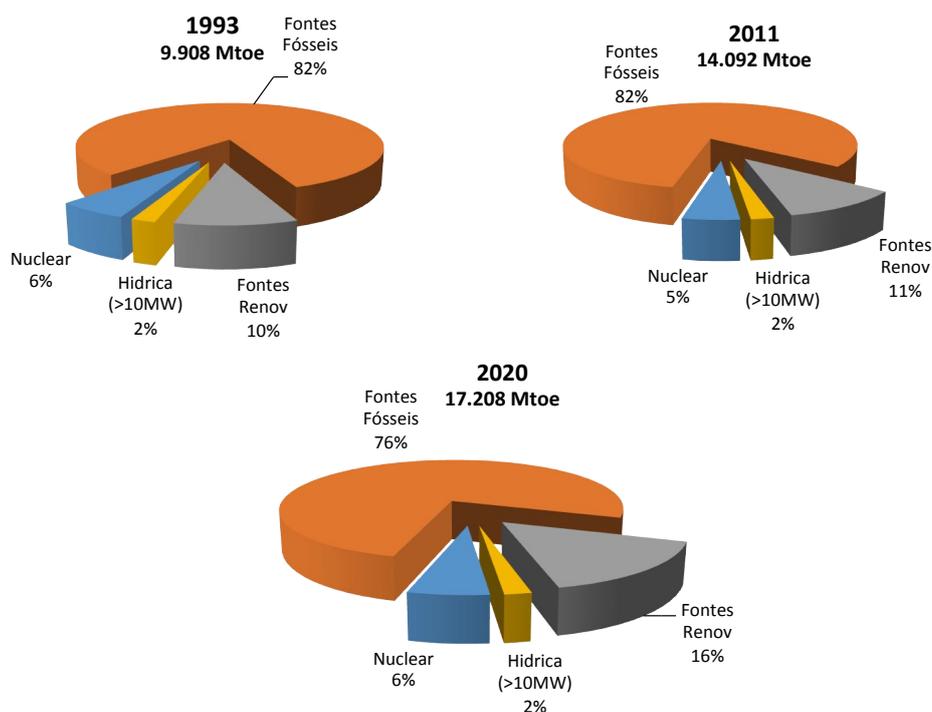
A energia nuclear mantém-se como uma fonte estável na geração de eletricidade, não havendo, contudo, sinais de evolução crescente, dado não se prever a construção, em número significativo, de novas centrais, fruto dos acidentes em reatores verificados nas últimas duas décadas, com destaque para a explosão do reator da central de Chernobyl e, mais recentemente, o acidente nuclear em Fukushima, na sequência de um tsunami provocado por um forte terramoto. Outra limitação desta fonte de energia é a dificuldade da gestão, em segurança, dos resíduos radioativos, mais concretamente do seu armazenamento.

Verifica-se uma crescente aposta na produção de energia com recurso a fontes renováveis. Continuam a verificar-se investimentos na instalação de parques eólicos com um número significativo de aerogeradores, de maior potência (de 1 a 5 MW), sendo exemplo disso os parques *offshore* na costa atlântica do Reino Unido (no 2º semestre de 2013 foram inaugurados parques integrando mais de trezentos aerogeradores) e, em geral, os instalados, *onshore* e *offshore*, em todo o litoral europeu; são também exemplos de investimento os parques de painéis fotovoltaicos instalados na Alemanha e de concentração solar em Espanha.

O Gráfico 2.3 apresenta a evolução da procura de fontes de energia primária em 1993 e 2011, perspetivando a sua evolução para 2020 (World Energy Council, 2013). A previsão de crescimento da procura de energia primária de 14092 para 17208 milhões de toneladas de petróleo equivalente entre 2011 e 2020 reflete, também, o aumento da

procura das fontes renováveis de 11% para 16%. Apesar da previsão de redução da componente das fontes de energia fóssil de 82% da procura total em 2011 para 76% em 2020, a verdade é que estas continuarão a assegurar mais de 2/3 do fornecimento de energia primária, à escala global.

Gráfico 2.3 - Energia primária total fornecida por tipo de fonte em 1993, 2011 e previsão para 2020



Adaptado de World Energy Council (2013)

Esta evolução assenta essencialmente no crescimento da população mundial nas últimas duas décadas em 1,5 mil milhões, a que acresce o facto de, segundo estimativas do Banco Mundial, 1,2 mil milhões de pessoas não ter, atualmente, abastecimento de energia que lhes permita satisfazer necessidades básicas e melhorar a sua qualidade de vida. Estas condições, essenciais ao desenvolvimento económico e social, estão na base da evolução perspectivada para 2020 do consumo de energias primárias (World Energy Council, 2013).

A evolução tecnológica que tem ocorrido ao nível dos processos de exploração, permite considerar hoje, como energias primárias viáveis de explorar, fontes e jazidas que há vinte anos não eram tecnologicamente acessíveis ou economicamente rentáveis. Isto permite estimar, para essas fontes, horizontes de exploração mais vastos do que os previstos no passado recente (World Energy Council, 2013). Um bom exemplo disso tem sido o da exploração do *shale gas* na fileira do gás natural.

Por outro lado, ao nível da transformação, os níveis de eficiência obtidos nas atuais centrais térmicas asseguram uma perspectiva de evolução favorável à continuidade da sua utilização, apesar de, a curto prazo, ser necessário encarar a captura, transporte e armazenamento das respetivas emissões de dióxido de carbono e demais gases nocivos.

Num estudo realizado pelas instâncias europeias, foi sintetizada informação sobre as diferentes tecnologias e valores de eficiência registados em 2007, sendo feitas as respetivas projeções para 2030 (European Commission, 2008a). Nesse estudo destaca-se a melhor eficiência das centrais de ciclo combinado, com aumentos de eficiência da ordem dos 20% para o gás natural e de 8 a 10 % para os derivados do petróleo e para o carvão, quer em 2007, quer nas projeções para 2030, relativamente aos processos de transformação convencionais.

Dada a pertinência do tema para este capítulo do trabalho, apresentam-se seguidamente uma série de Tabelas com alguns dados considerados relevantes (World Energy Council, 2013).

Tabela 2.1 - Carvão – 10 mais em reservas e produção

CARVÃO					
10 Maiores Reservas Carvão		10 Maiores Produtores de Carvão			
País	Reservas [Mt]	País	Produção [Mt]	País	Produção [Mt]
	(milhões toneladas)				
	2011		2011		2017
Estados Unidos	237 296	China	3384	China	3376
Rússia	157 010	Estados Unidos	1092	Índia	730
China	114 500	Índia	516	Estados Unidos	702
Austrália	76 400	Austrália	398	Austrália	501
Índia	60 600	Indonésia	353	Indonésia	488
Alemanha	40 548	Rússia	327	Rússia	387
Ucrânia	33 873	África Sul	251	África Sul	257
Cazaquistão	33 600	Alemanha	189	Alemanha	175
África Sul	30 156	Cazaquistão	125	Polónia	127
Indonésia	28 017	Colômbia	86	Cazaquistão	106

Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2017)

De acordo com as estimativas sintetizadas na Tabela 2.1, existem reservas de carvão para mais de 100 anos, com jazidas geograficamente distribuídas pelo planeta, prevendo-se que os Estados Unidos, a Rússia e a China sejam os países detentores das reservas mais significativas. Uma das grandes vantagens apontadas na produção de energia através das centrais térmicas a carvão é o da estabilidade dos seus custos de exploração e da sua previsível evolução. As atuais centrais térmicas a carvão, utilizando novos processos de produção, tecnologicamente mais eficientes, permitem produzir energia secundária com menos emissões do que no passado. Apesar disso, mantém-se o ainda elevado nível de emissões de CO₂, bem como a dificuldade da sua captura e armazenamento.

Tabela 2.2 - Petróleo – 10 mais em reservas e produção

PETRÓLEO					
10 Maiores Reservas		10 Maiores Produtores de Petróleo			
País	Reservas [Mt]	País	Produção [Mt]	País	Produção [Mt]
	2011		2011		2017
Arábia Saudita	36 201	Arábia Saudita	526	Estados Unidos	563
Venezuela	28 780	Rússia	509	Arábia Saudita	560
Irão	20 624	Estados Unidos	352	Rússia	548
Iraque	15 686	Irão	206	Canadá	237
Kuwait	13 845	China	204	Irão	229
Emiratos Árabes	13 340	Venezuela	155	Iraque	225
Rússia	8184	Emiratos Árabes	138	China	192
Líbia	6424	Kuwait	134	Emiratos Árabes	178
Nigéria	5074	Iraque	134	Kuwait	149
Estados Unidos	4215	México	127	Brasil	137

Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2017)

Relativamente ao petróleo, na Tabela 2.2 perspetivam-se reservas globais que permitam a sua exploração por mais cinco décadas. Embora geograficamente desconcentrada, a exploração de petróleo é, contudo, a fonte de energia em que a geopolítica, associada aos conflitos entre países nas regiões detentoras das maiores reservas, tem maior influência, sendo esta a principal causa da instabilidade do seu preço e da imprevisibilidade quanto à sua evolução. A facilidade do seu transporte, seja por via marítima entre continentes, seja regionalmente por via-férrea ou rodoviária, contribui decisivamente para facilitar a sua transação comercial, dada a sua importância na produção de combustíveis.

O petróleo, enquanto fonte de energia primária com a maior procura, é ainda objeto de negociação e de tentativa de regulação por alguns dos países de maior expressão na quota geral de exploração, inscritos na Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A Tabela 2.2 indica a Arábia Saudita, a Venezuela, o Irão e o Iraque como os países detentores das maiores reservas, sendo atualmente os Estados Unidos, a Arábia Saudita e a Rússia os três maiores produtores de petróleo.

Na Tabela 2.3, a Rússia, o Irão, o Turquemenistão e o Qatar surgem como os países detentores das maiores reservas de gás natural. É previsível que se venha a registar um aumento real das reservas de gás, tendo em consideração a utilização de novas tecnologias que permitem explorar, de forma economicamente viável, novos tipos de produtos como o *shale gas*, do qual se prevê que os Estados Unidos e outros países possuam reservas significativas.

Tabela 2.3 - Gás natural – 10 mais em reservas e produção

GÁS NATURAL					
10 Maiores Reservas		10 Maiores Produtores de Gás Natural			
País	Reservas [bcm]	País	Produção [bcm]	País	Produção [bcm]
	(biliões metros cúbicos)				
Rússia	47 750	Rússia	670	Estados Unidos	760
Irão	33 790	Estados Unidos	649	Rússia	694
Turquemenistão	25 213	Canadá	189	Irão	214
Qatar	25 200	Irão	150	Canadá	184
Arábia Saudita	8028	Qatar	117	Qatar	169
Estados Unidos	7716	Noruega	103	China	142
Emiratos Árabes	6089	China	103	Noruega	128
Venezuela	5524	Arábia Saudita	99	Austrália	105
Nigéria	5110	Indonésia	86	Argélia	94
Argélia	4502	Argélia	85	Arábia Saudita	94

Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2017)

Embora ainda previsionais, os dados de 2017 já permitem ver o efeito da exploração de *shale gas*, nos valores de produção dos Estados Unidos e da Austrália.

Das designadas fontes de energia fóssil, o gás natural é sem dúvida a mais competitiva, quer comparativamente às energias renováveis (centrais hídricas, eólica, fotovoltaica e concentração solar), fruto das novas tecnologias empregues no seu processamento (as centrais de ciclo combinado melhoram o rendimento do processo, a custos competitivos e com baixas emissões de carbono), quer à energia nuclear (com custos de exploração competitivos, mas de armazenamento de resíduos bastante problemático).

Quanto à energia nuclear, na Tabela 2.4 apresentam-se os valores relativos à capacidade instalada em MW e à geração de eletricidade em TWh, nos países com maior número de centrais nucleares.

O valor obtido pelo Japão em 2011 está naturalmente influenciado pelo sismo e *tsunami* ocorridos nesse ano e pelas consequências na central nuclear localizada na região mais afetada, Fukushima.

Tabela 2.4 - Nuclear – 10 mais em reservas e produção

NUCLEAR					
10 Maiores Capacidade Instalada		10 Maiores Geração de Eletricidade			
País	Potência instalada [MW]	País	Produção [TWh]	País	Produção [TWh]
	2011				
Estados Unidos	98 903	Estados Unidos	799	Estados Unidos	840
França	63 160	França	368	França	403
Japão	48 960	Japão	163	China	213
Rússia	23 643	Rússia	153	Rússia	197
Rep. Coreia	20 718	Alemanha	102	Rep. Coreia	162
China	13 816	Rep. Coreia	99	Canadá	101
Ucrânia	13 107	Canadá	90	Alemanha	85
Alemanha	12 068	Ucrânia	78	Ucrânia	81
Canadá	12 009	China	70	Reino Unido	72
Suécia	9395	Suécia	61	Suécia	163

Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2017)

As centrais nucleares são, regra geral, bastante eficientes e produzem eletricidade a custos muito competitivos com os das centrais a gás de ciclo combinado, e mais baixos do que os das restantes energias fósseis, não produzindo emissões de CO₂. Contudo, os elevados custos de investimento e instalação, e a forte sensibilidade social existente quanto aos resíduos radioativos, à sua armazenagem e destino, são fortes condicionantes para a sua evolução futura.

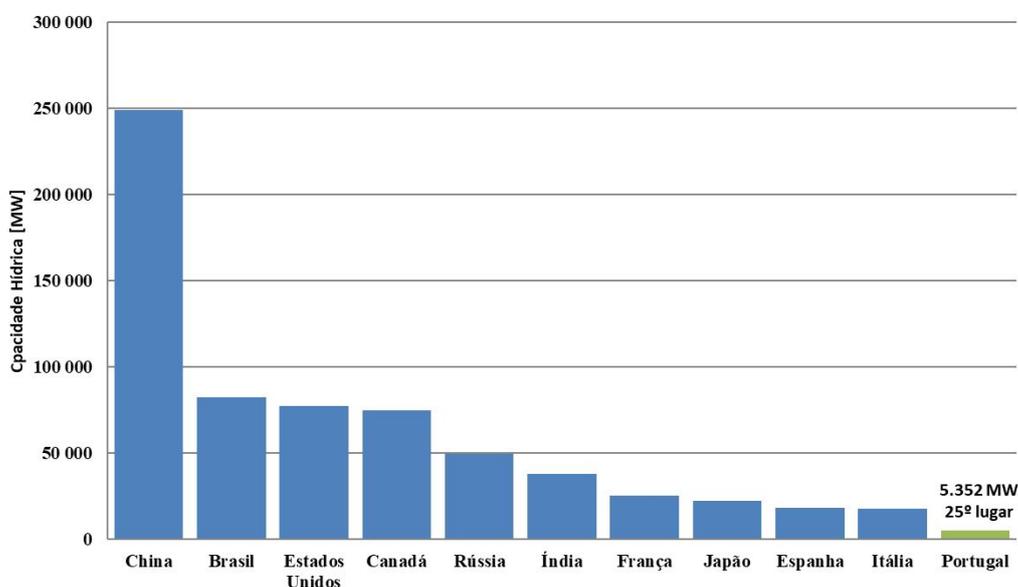
2.2 Energias renováveis e geração de eletricidade

Quanto à geração de eletricidade a partir de fontes primárias de energia renovável, a maior parte é garantida a partir de centrais hídricas, parques eólicos e centrais fotovoltaicas e de concentração solar.

Quanto à fonte de energia hídrica, há a salientar como aspetos positivos os seus baixos custos de produção, o facto de não haver produção de resíduos nem de emissões de CO₂, durante o seu funcionamento, e também de se tratar de uma fonte de produção com tecnologia comprovada por décadas de utilização. Como principais óbices realçam-se os elevados custos de investimento e a contestação social associada aos impactos de natureza ambiental (fauna, flora e micro alterações climáticas) bem como da ocupação de solos (expropriações, eventuais transferências geográficas de aglomerados urbanos).

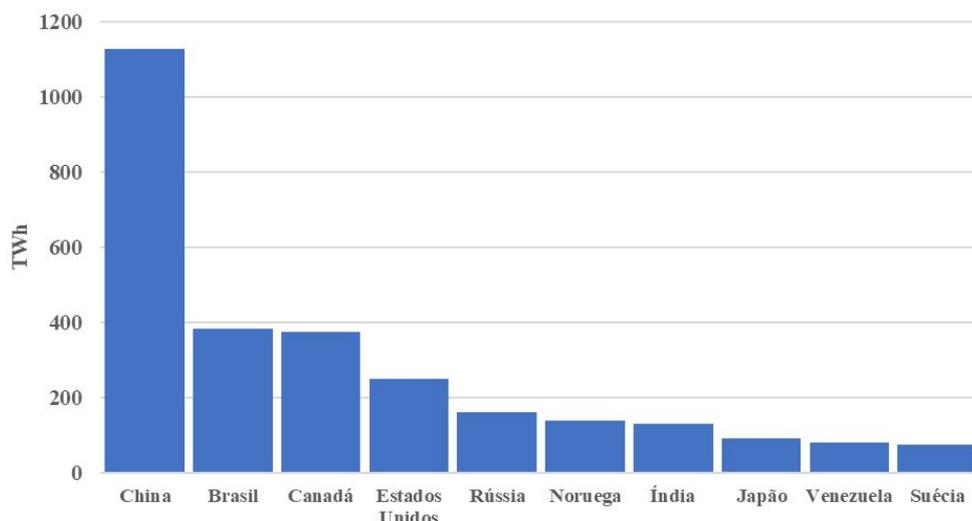
Quanto à capacidade hídrica instalada e segundo dados de 2013, no Gráfico 2.4 representam-se os cinco países com maior capacidade, a China, o Brasil, os Estados Unidos, o Canadá e a Rússia. Quanto à produção hídrica de eletricidade e segundo dados de 2016 representados no Gráfico 2.5, estes cinco países mantêm a liderança na geração de eletricidade.

Gráfico 2.4 - Capacidade hídrica instalada - 2013



Adaptado de World Energy Council (2013)

Gráfico 2.5 - Produção hídrica - 2016

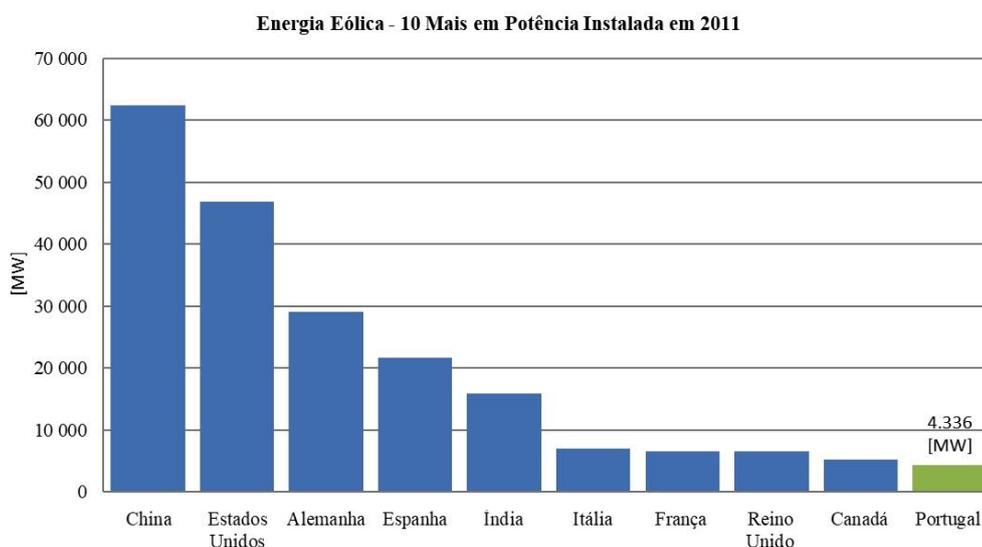


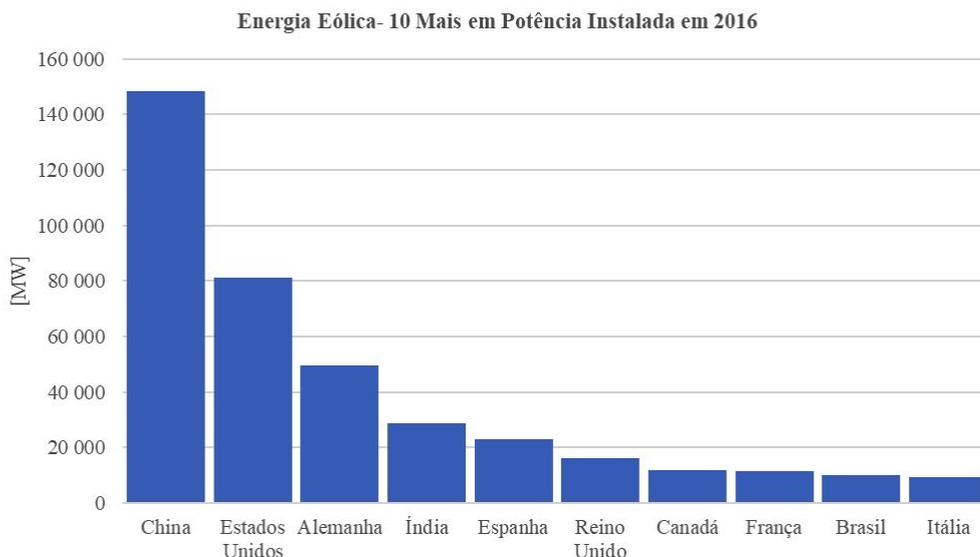
Adaptado de World Energy Council (2016)

No que concerne à energia eólica, tal como outras fontes não renováveis, o principal fator negativo é o do carácter intermitente da produção de energia, criando constrangimentos complexos na gestão das redes de transporte e fornecimento de eletricidade, bem como na necessidade da subsidiarização do seu custo de produção (World Energy Council, 2013).

Nos Gráficos 2.6 e 2.7 destacam-se os valores da potência instalada e da geração de eletricidade eólica dos países que ocupavam os dez primeiros lugares em 2011 (World Energy Council, 2013) e em 2016 (International Energy Agency, 2018).

Gráfico 2.6 - Energia eólica – 10 mais em potência instalada em 2011 e 2016





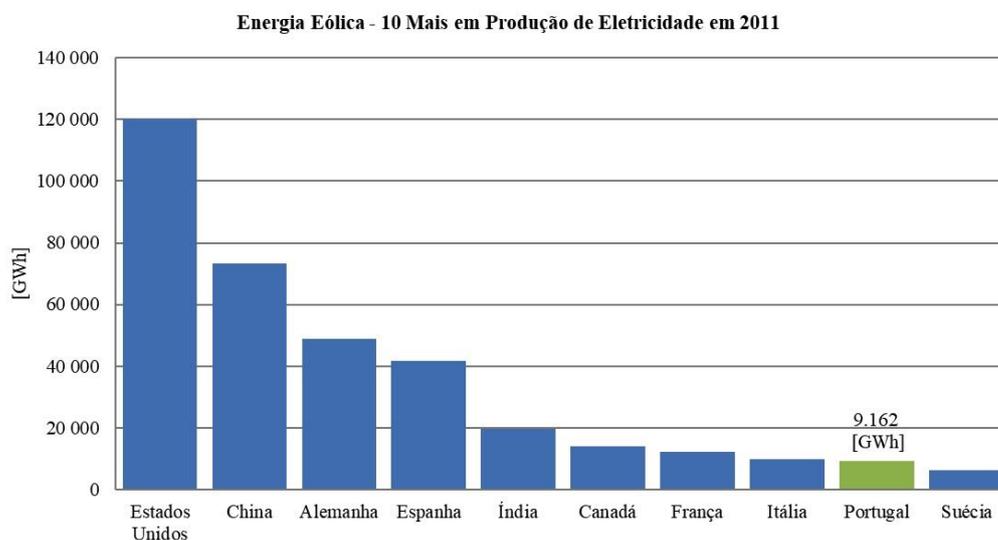
Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2018)

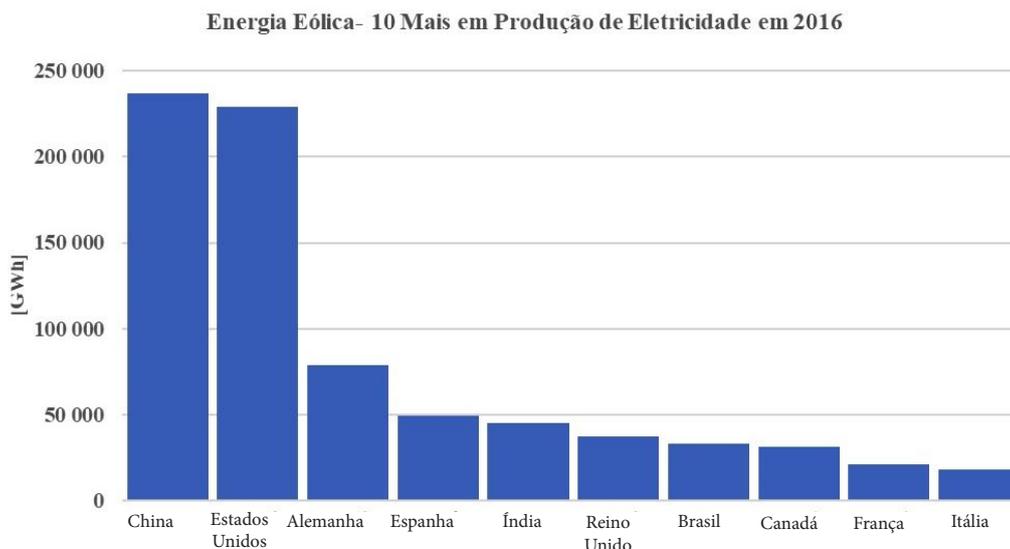
Quanto à potência eólica instalada, a evolução verificada entre 2011 e 2016 e expressa no Gráfico 2.6, mostra que Portugal deixou de constar entre os 10 mais, tendo sido substituído pelo Brasil.

A China, em 2011, com a maior capacidade instalada, era o segundo produtor de eletricidade, passando a ocupar o lugar cimeiro em 2016 (Gráfico 2.7).

Fruto de uma aposta na instalação de parques eólicos, principalmente a partir de 2005, Portugal atinge lugares cimeiros na produção eólica de eletricidade, com 9162 GWh em 2011, como se pode observar no Gráfico 2.7. Contudo, entre 2011 e 2016 Portugal deixa também de estar nos 10 lugares cimeiros de produção eólica de eletricidade.

Gráfico 2.7 - Energia Eólica – 10 mais em geração de eletricidade em 2011 e 2016



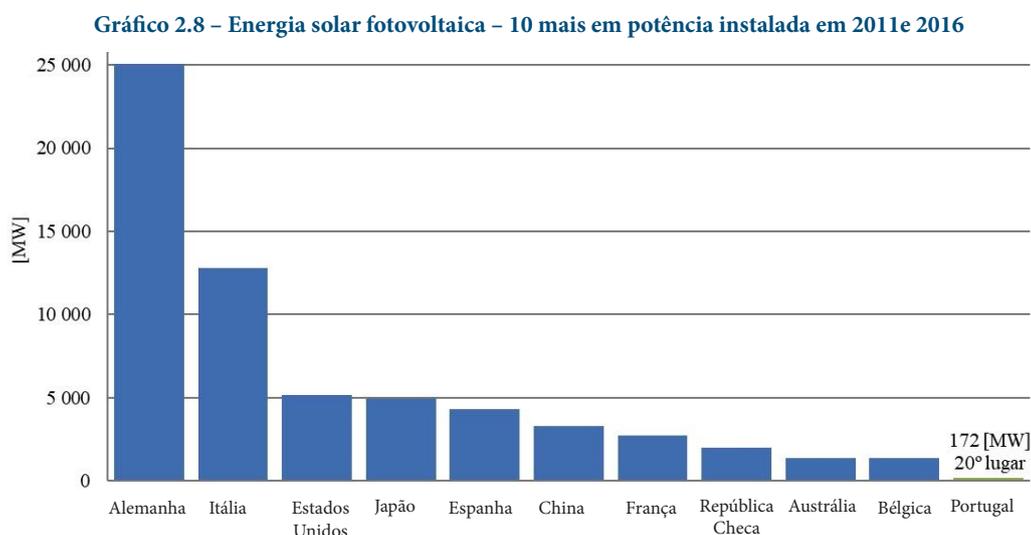


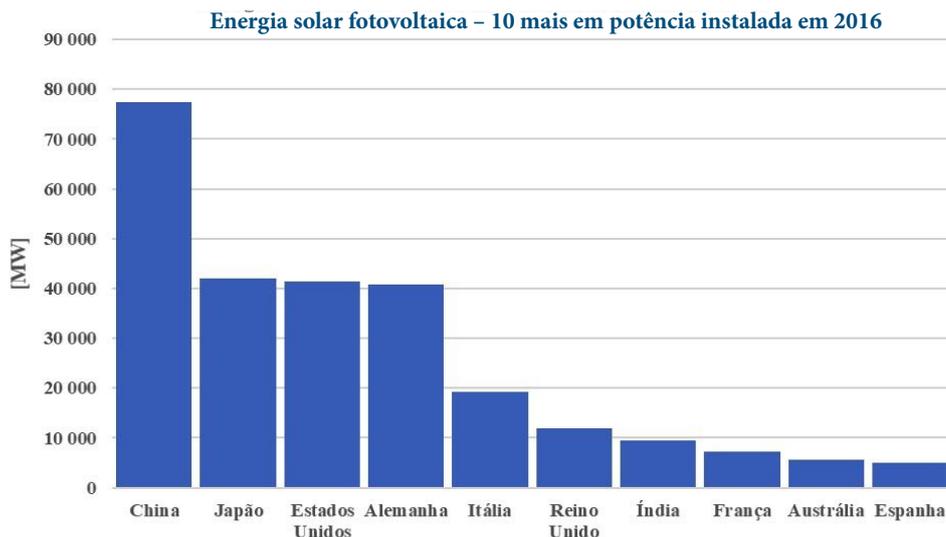
Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2018)

No que respeita à geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica, são de realçar como aspetos positivos a fiabilidade das instalações (nos sistemas fixos), a fácil instalação e desmontagem, bem como o facto de poder ser uma boa solução para geração de eletricidade em locais remotos.

Como aspetos negativos destaca-se a característica intermitente da produção, com os consequentes efeitos negativos nas redes de distribuição e transporte de eletricidade, bem como a toxicidade associada a alguns dos materiais que atualmente constituem os painéis de algumas tecnologias utilizadas.

Nos Gráficos 2.8 e 2.9 sintetiza-se a informação relativa aos principais países produtores de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica e respetivas capacidades instaladas em 2011 (World Energy Council, 2013) e em 2016 (International Energy Agency, 2018).

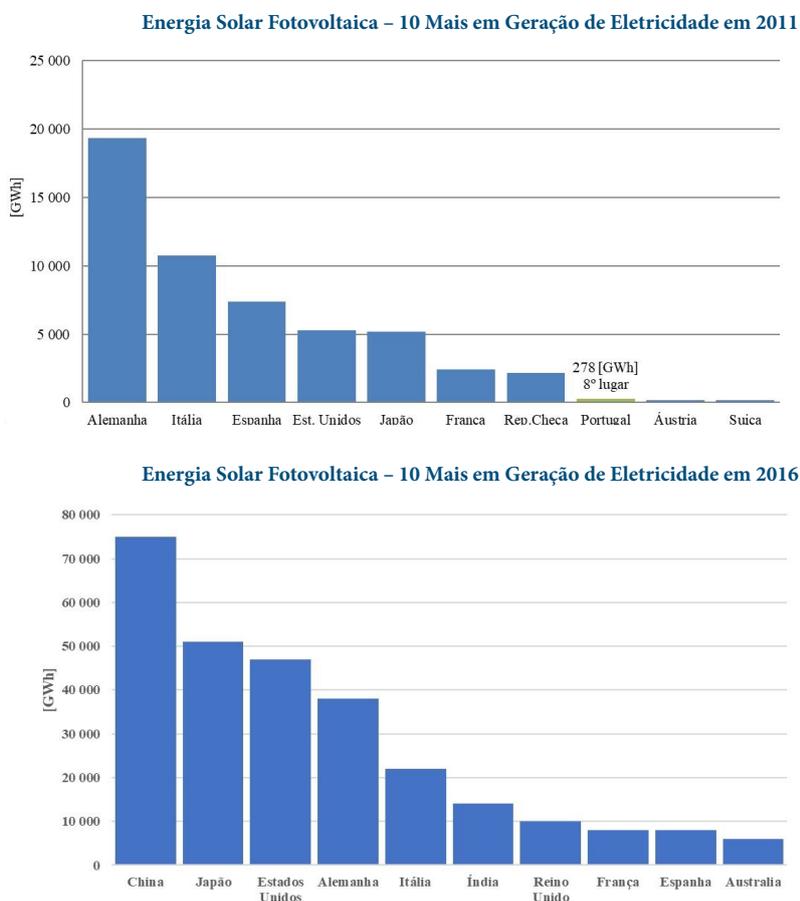




Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2018)

Portugal, com uma potência instalada de 172 MW, obteve em 2011 uma geração de eletricidade de 278 GWh, constando, à data, entre os 10 primeiros produtores mundiais. No entanto, o investimento realizado noutros países levou a que em 2016, o nosso país já não conste entre os 10 maiores produtores mundiais.

Gráfico 2.9 - Energia solar fotovoltaica – 10 mais em geração de eletricidade em 2011 e 2016



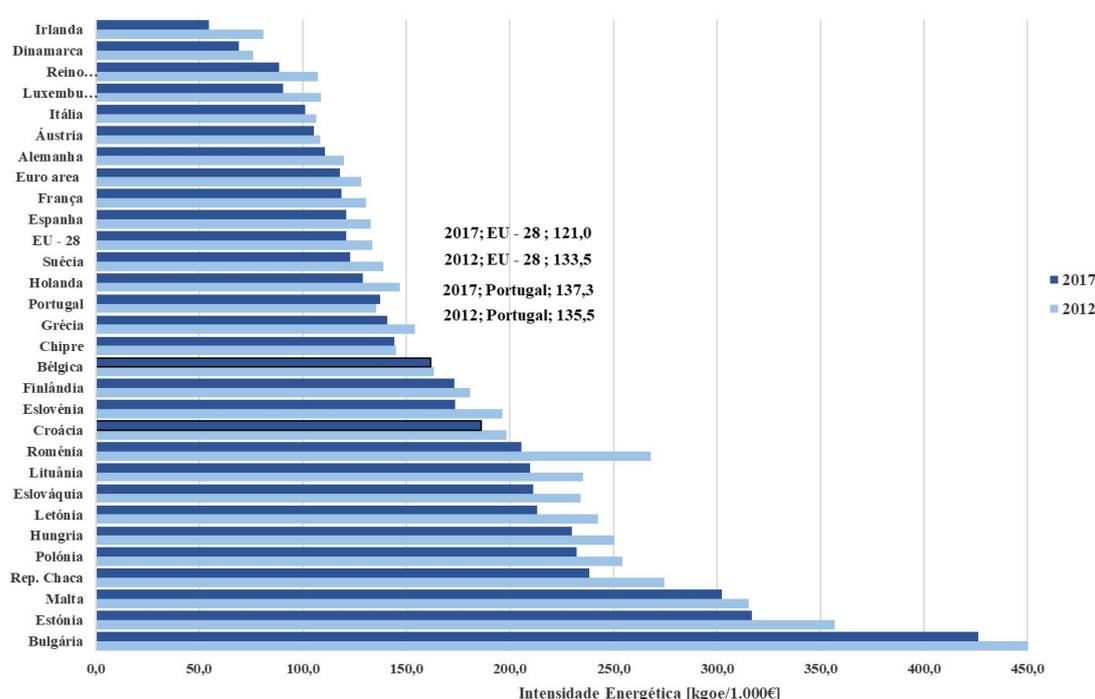
Adaptado de World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2018)

2.3 Portugal no contexto Europeu

De acordo com o Eurostat, designa-se por indicador de *intensidade energética* de uma economia, medido em kg de petróleo equivalente por 1000 euros, o quociente do valor do consumo interno bruto de energia (calculado como a soma do consumo interno bruto de cinco fontes de energia: carvão, petróleo, gás natural, energias renováveis e eletricidade) pelo valor do produto interno bruto, PIB.

O indicador de *intensidade energética*, para além da energia consumida pela economia de um país, permite avaliar, também, a sua eficiência energética. No Gráfico 2.10 estão representados os valores da intensidade energética por país, em 2012 e em 2017.

Gráfico 2.10 - Intensidade energética na União Europeia em 2012 e 2017



Adaptado de dados do Eurostat (2019)

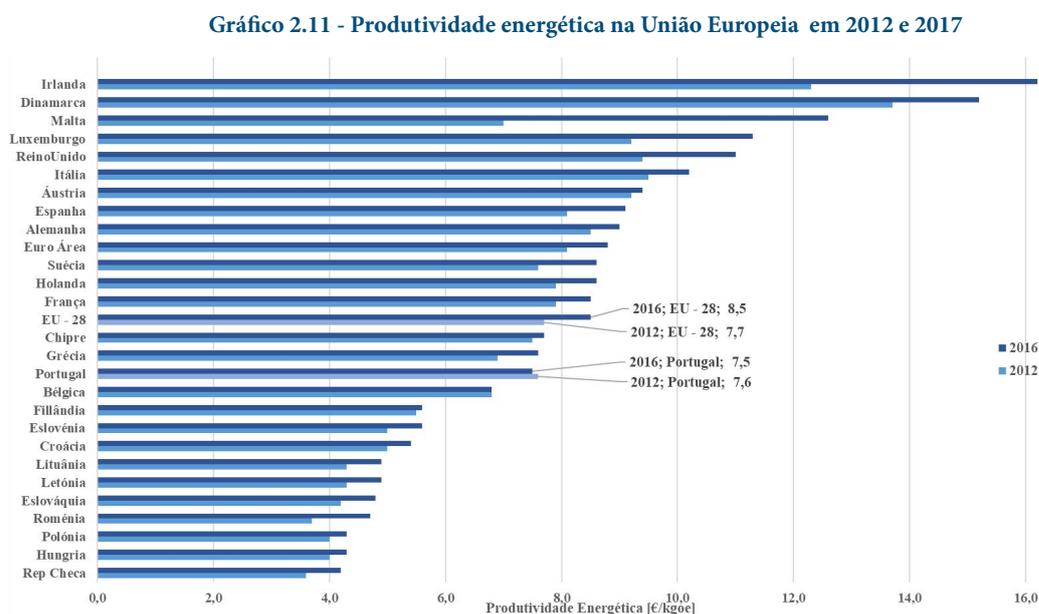
Comparando a evolução deste indicador, no período representado no gráfico, para os países do Sul da Europa, Portugal apresenta um agravamento do consumo, de 135,5 para 137,3 [Kgoe/1.000€ PIB], enquanto a Espanha reduz o consumo de 132,7 para 120,9 [Kgoe/1000€ PIB], a França reduz de 130,6 para 118,7 [Kgoe/1000€ PIB], a Itália reduz de 106,4 para 101 [Kgoe/1000€ PIB] e a Grécia reduz de 153,9 para 140,8 [Kgoe/1000€ PIB], para uma média europeia de 133,5 em 2012 e de 121 [Kgoe/1000€ PIB] em 2017.

Ou seja, no período de 5 anos em questão, Portugal não conseguiu aumentar a sua eficiência na energia que consome por cada 1000€ de PIB, mantendo-se abaixo da média europeia, sendo ainda o único país do sul da Europa que apresenta uma evolução negativa neste indicador.

Dado que as transações comerciais com Espanha têm um peso relevante na nossa economia, é essencial inverter esta evolução negativa, dando assim um contributo positivo para melhorar a nossa competitividade perante o nosso vizinho, que apresenta um índice significativamente melhor que o nosso, tanto em 2012 como em 2017.

De realçar ainda a excelente performance revelada pela Irlanda neste indicador, ao liderar em 2017, os 28 países da União Europeia.

Definindo *produtividade energética* como o quociente entre o valor do produto interno bruto (PIB) e o valor do consumo interno bruto de energia, medido em [€/Kgoe], o Gráfico 2.11 apresenta os valores deste indicador para os países da União Europeia.



Adaptado de dados do Eurostat (2019)

No Gráfico 2.11 constata-se que todos os países da Europa do Sul apresentavam em 2016 melhores indicadores de produtividade energética que Portugal, que à data se mantinha, neste indicador, abaixo da média da União Europeia.

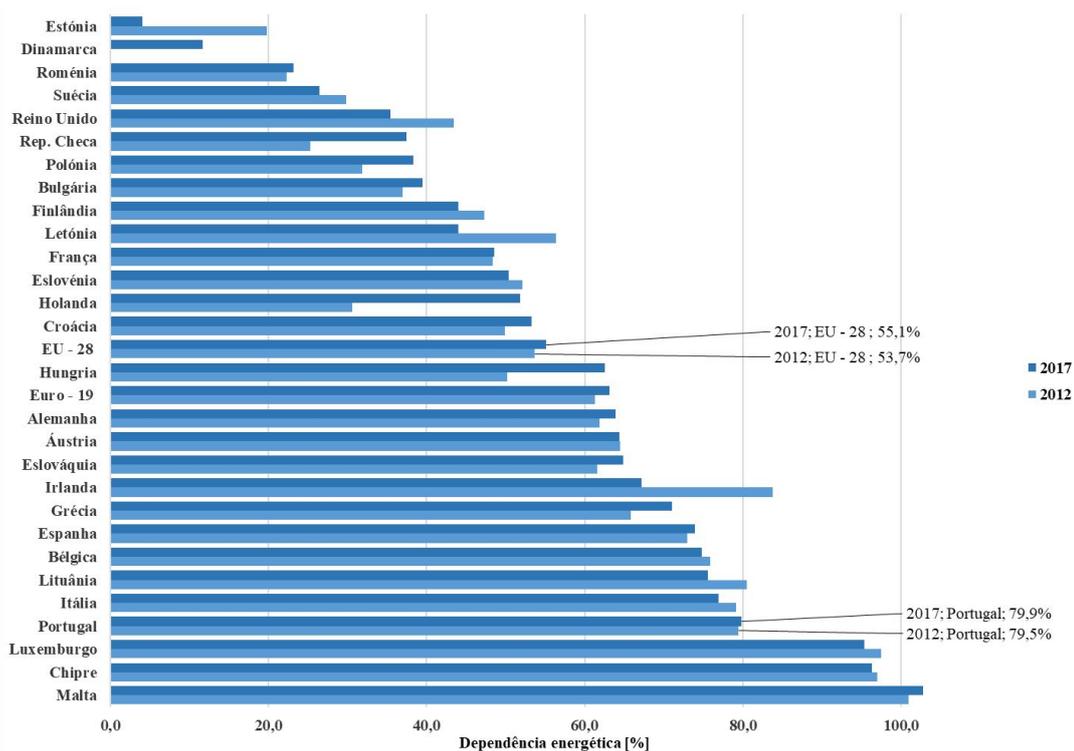
Se o grau de dependência energética de um país for avaliado em função do nível de importação de energia necessário para que consiga cobrir as suas diversas necessidades de consumo, o Gráfico 2.12 permite-nos afirmar que, em 2012, Portugal apresentava uma dependência energética do exterior de 79,5%, tendo-se agravado ao longo desse período para 79,9% em 2017, enquanto a média europeia se situava nos 55,1%.

Constata-se ainda que, todos os países da Europa do Sul, com exceção de Malta, apresentam valores mais favoráveis neste indicador que o nosso país.

Segundo a Direção Geral de Energia, a *dependência energética* pode ser calculada a partir da seguinte expressão (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2013, p. 12):

$$\text{Dep. Energética \%} = \frac{\text{Importações} - \text{Exportações}}{\text{Cons. Energia Primária} + \text{Cons. Navegação Marítima Nacional} + \text{Cons. Aviação Internacional}} \times 100$$

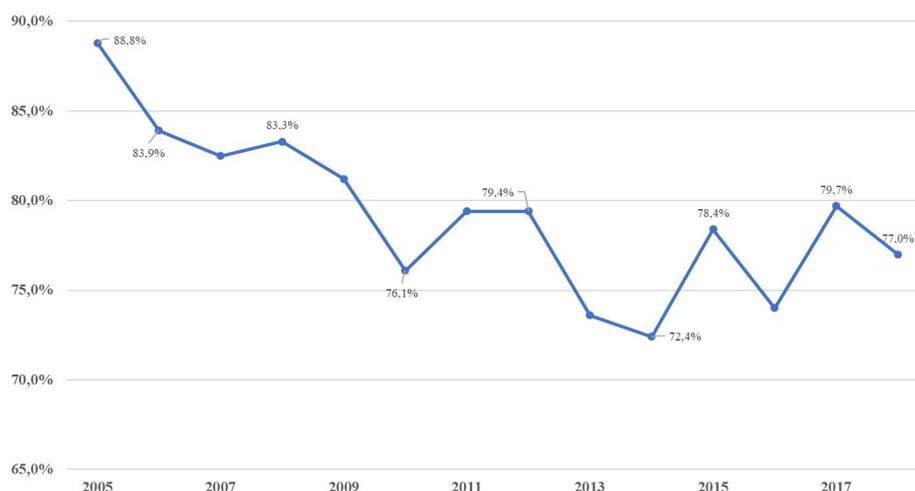
Gráfico 2.12 - Dependência energética na União Europeia em 2012 e 2017



Adaptado de dados do Eurostat (2019)

Tendo em consideração dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2013) relativos ao Balanço Energético Nacional, mostra-se no Gráfico 2.13 a evolução nacional deste indicador, a partir de 2005.

Gráfico 2.13 - Evolução da dependência energética nacional



Adaptado de dados do Balanço Energético Sintético da DGEG (2018)

Face aos valores dos indicadores apresentados, interessa aqui realçar a contribuição que as fontes de energia renovável podem, e estão a dar, para que possamos melhorar.

Se a nível de incorporação na geração de eletricidade nos podemos considerar colocados no pelotão da frente dos países europeus, a contribuição destas fontes de energia

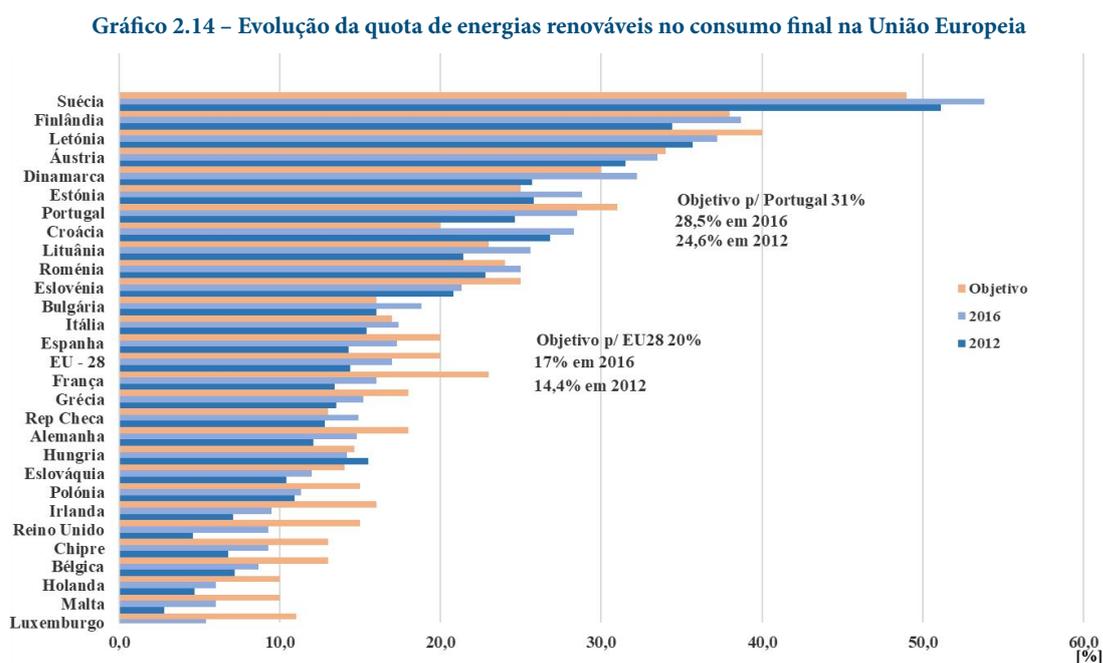
no sector dos transportes é muito baixa, revelando manter-se este demasiado vulnerável às evoluções de mercado dos combustíveis fósseis.

Na realidade, é lícito afirmar que a aposta feita no transporte rodoviário de mercadorias em detrimento do transporte ferroviário de média e alta velocidade (ausência de investimento na construção de uma rede ferroviária modernizada e eletrificada), não está a contribuir para a recuperação de tais indicadores. Torna-se, assim, necessário investir em transportes rodoviários de pessoas e mercadorias, que utilizem biocombustíveis e, essencialmente, motores híbridos (gasolina e eletricidade), com tecnologia de baixas emissões de monóxido de carbono, bem como no transporte ferroviário, principalmente de mercadorias.

Vejamos, então, quais os indicadores do Eurostat (2014) em que se nota a influência das fontes de energia renovável. O consumo interno bruto de energia (soma da produção primária + produtos recuperados + importações totais + variações de stocks - total das exportações – reservas) corresponde, grosso modo, à soma do consumo final com os valores das perdas na distribuição, das perdas de transformação e dos desvios estatísticos.

Tendo em conta a evolução deste indicador de 2012 para 2016, bem como as metas da Comunidade Europeia para 2020, verifica-se no Gráfico 2.14, que a taxa nacional de incorporação de fontes de energia renovável em 2016, se situava em 28,5%, perto da meta de 31% estabelecida no nosso país para 2020.

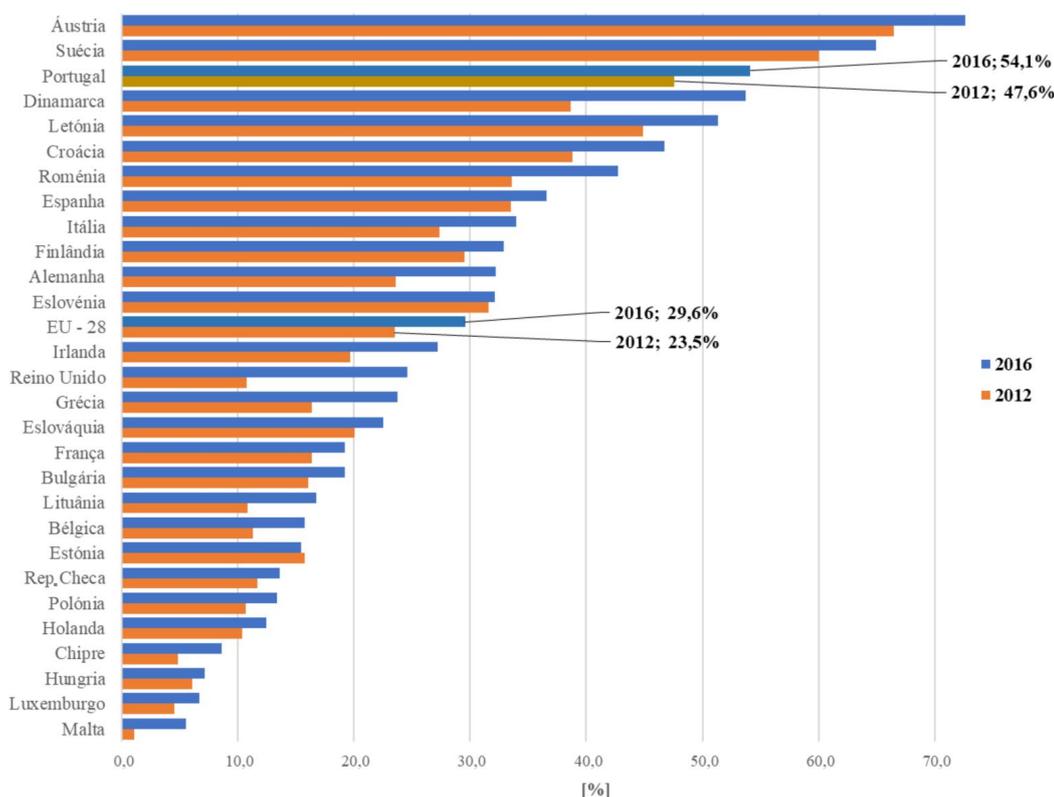
Portugal integra o grupo de países em que a incorporação de energias renováveis no consumo interno é das mais elevadas, apresentando uma diferença para o objetivo de 31%, a atingir em 2020, perfeitamente alcançável. É de realçar o facto do objetivo definido para o nosso país ser dos mais ambiciosos, quando o comparamos com os definidos para os restantes países da europa central e do sul.



Adaptado de dados do Eurostat (2018)

No Gráfico 2.15 está representada a *taxa de geração de eletricidade através de fontes renováveis*.

Gráfico 2.15 - Eletricidade gerada por fontes renováveis na União Europeia em 2012 e 2016



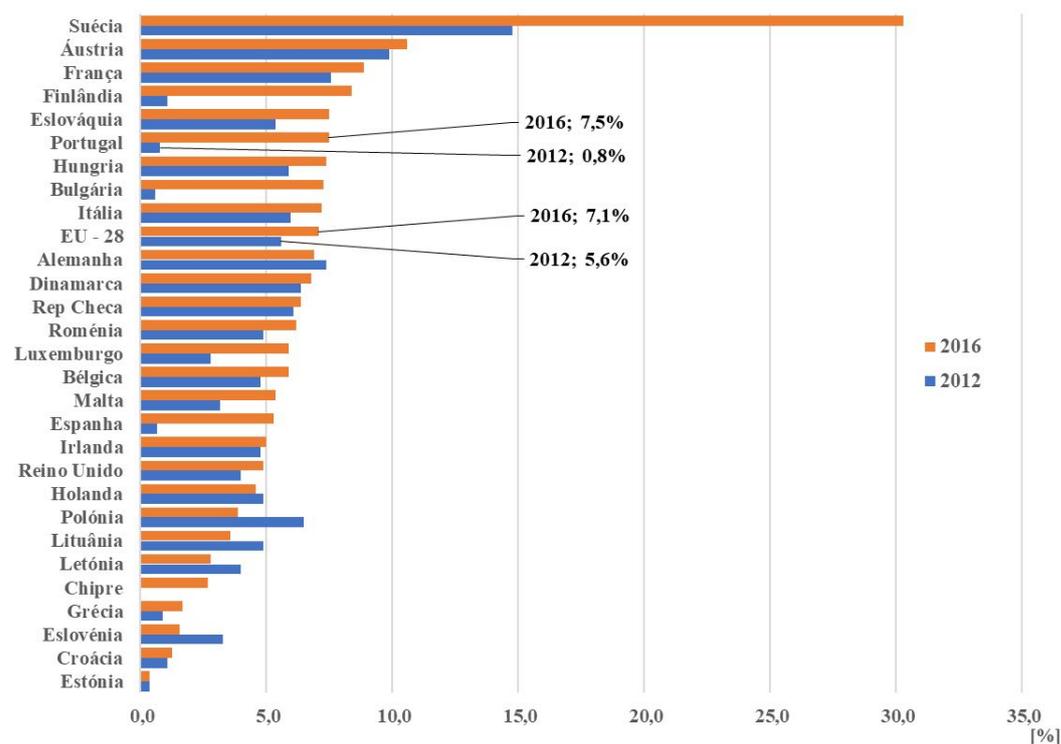
Adaptado de dados do Eurostat (2018)

Quanto à *utilização de energias renováveis no sector dos transportes*, o Gráfico 2.16 mostra que, em geral esta é pouco significativa, apesar do nosso país apresentar um acréscimo assinalável de 2012 para 2016, ao passar de 0,8% para 7,5%, alinhando este valor com o da média europeia.

Face a estes valores de incorporação ainda reduzidos, abre-se naturalmente, neste sector, uma janela de oportunidade para que haja um efetivo incentivo ao desenvolvimento e fabrico de veículos elétricos, de veículos com motores híbridos, bem como veículos movidos a hidrogénio.

Os transportes urbanos e o transporte ferroviário poderão, também, dar um contributo decisivo para a melhoria deste indicador, tendo em consideração a nossa dependência energética refletida na importação de combustíveis fósseis, bem como o peso que o setor dos transportes tem no consumo final de energia do país.

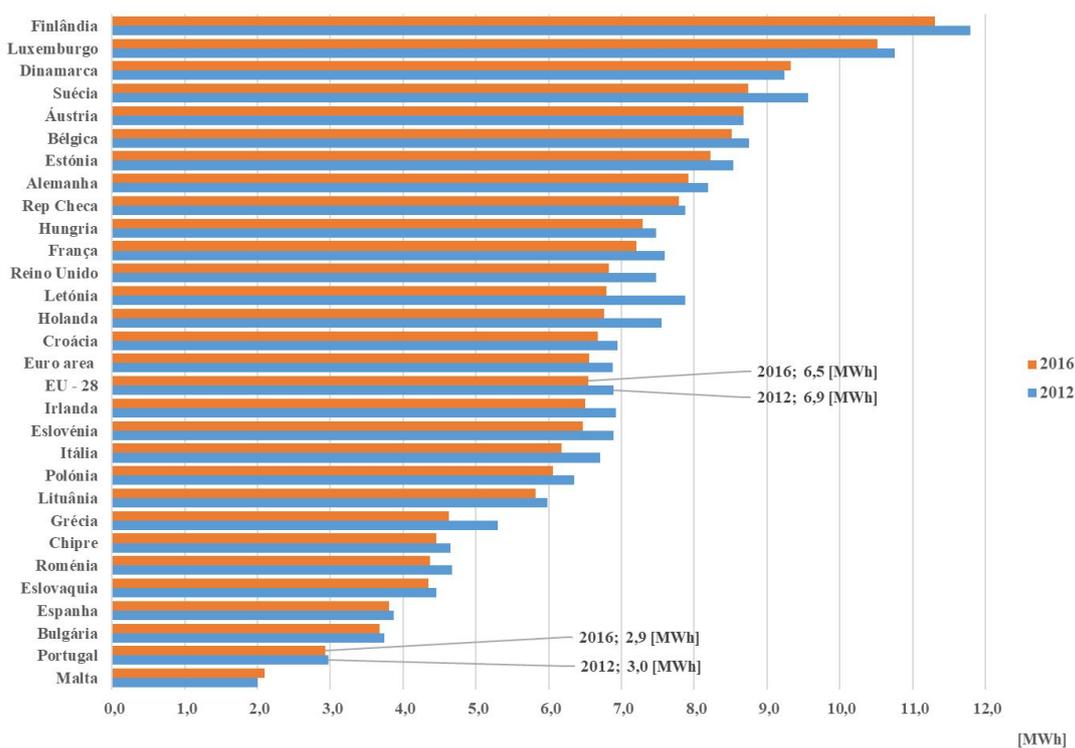
Gráfico 2.16 - Utilização das energias renováveis no sector dos transportes na União Europeia em 2012 e 2016



Adaptado de dados do Eurostat (2018)

No Gráfico 2.17 comparam-se os consumos de *eletricidade per capita* em 2012 com os de 2016, salientando-se o facto do *consumo per capita nacional* ser o segundo mais baixo, considerando os vinte e oito países da União Europeia.

Gráfico 2.17 - Consumo de eletricidade *per capita* em 2012 e 2016

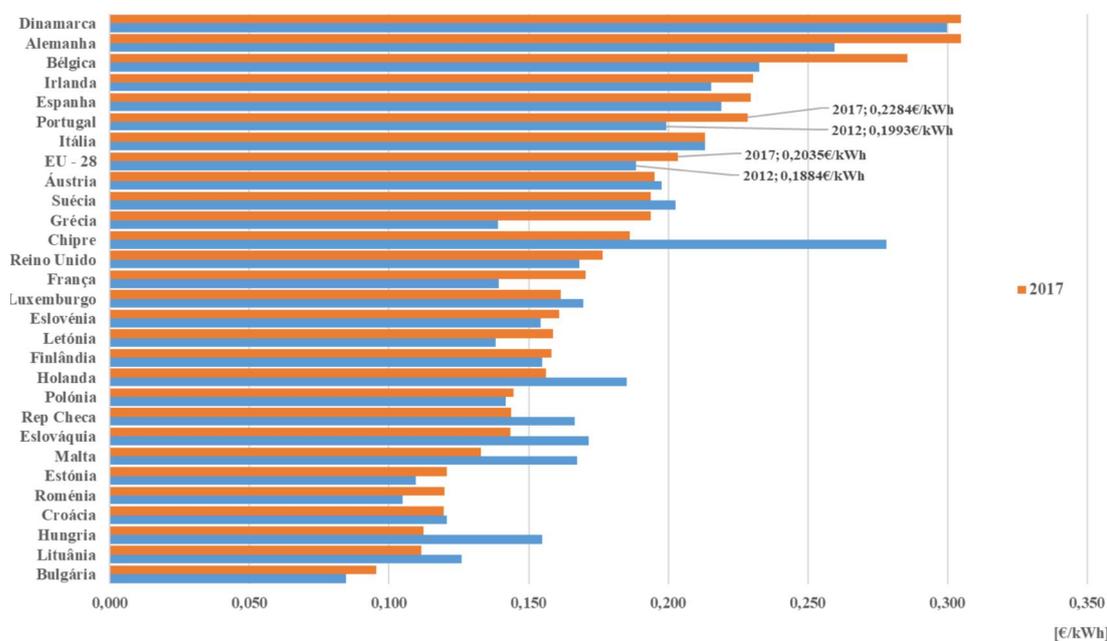


Adaptado de dados do Eurostat (2019)

Para concluir esta breve análise comparativa de vários indicadores, entre Portugal e os países que constituem a *Europa a 28*, mostram-se, nos Gráficos 2.18 e 2.19, os *custos unitários de eletricidade, para o sector residencial*, de faixa social média, bem como para as designadas *médias empresas* (com consumos entre 500 e 2000 MWh/ano).

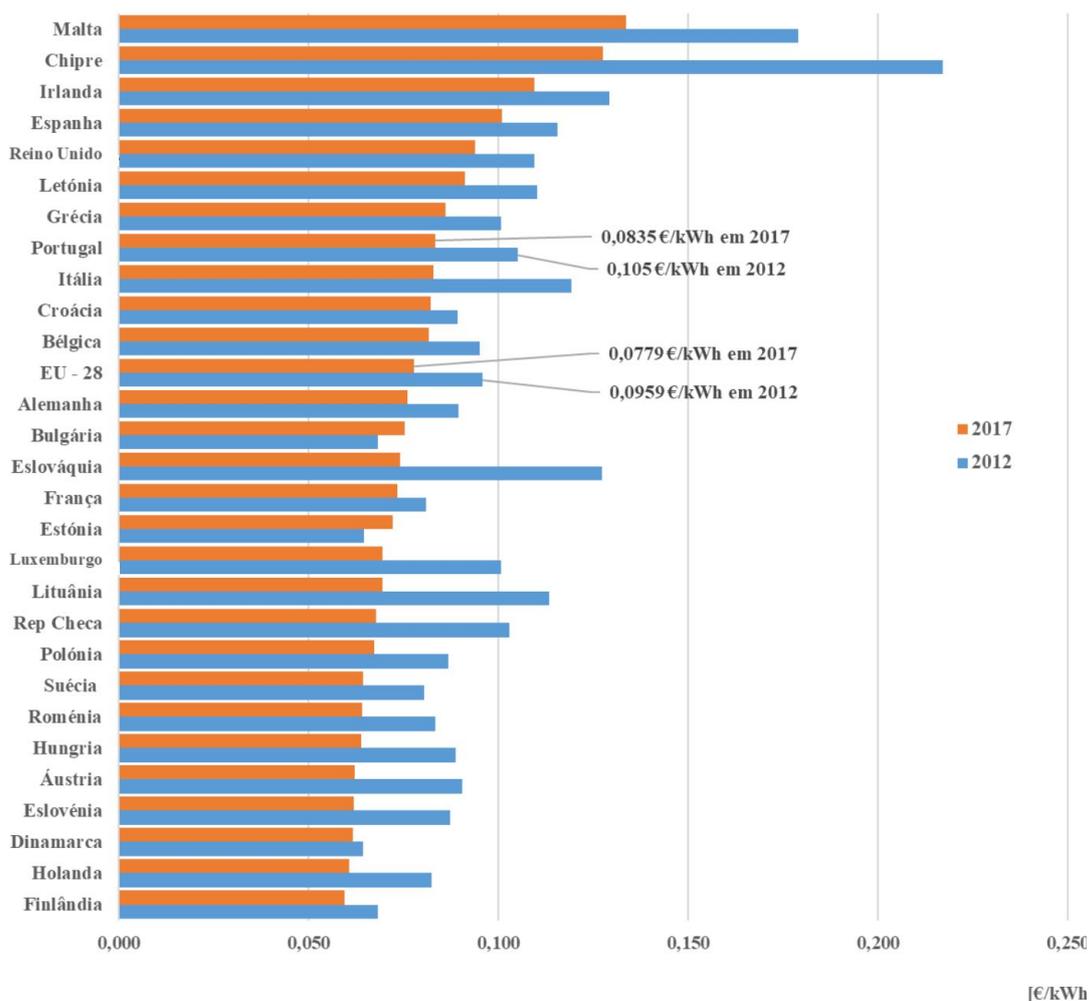
Em termos de análise comparativa são considerados os valores de 2012 e os de 2017. No sector residencial de escalão intermédio, para o consumidor português, o preço de eletricidade, em 2012 foi de 0.1993 €/kWh, enquanto a média europeia se situava nos 0.1884 €/kWh. A evolução dos preços, para este escalão do sector residencial, conduziu a valores, em 2017, de 0.2284 €/kWh no nosso país, para uma média europeia de 0.2035 €/kWh.

Gráfico 2.18 - Preços de eletricidade para o sector residencial



Adaptado de dados do Eurostat (2019)

Gráfico 2.19 - Preços de eletricidade para médias empresas do sector industrial em 2012 e 2017



Adaptado de dados do Eurostat (2019)

No sector industrial, para as empresas de média dimensão, em 2012, o preço médio de eletricidade a nível nacional foi de 0.105 €/kWh, acima do valor médio europeu, de 0.0959 €/kWh, conforme dados representados no Gráfico 2.19. A evolução dos preços conduziu, em 2017, a valores de 0.0835 €/kWh para o nosso país e 0.0779 €/kWh como valor médio dos 28 países que integram a União Europeia.

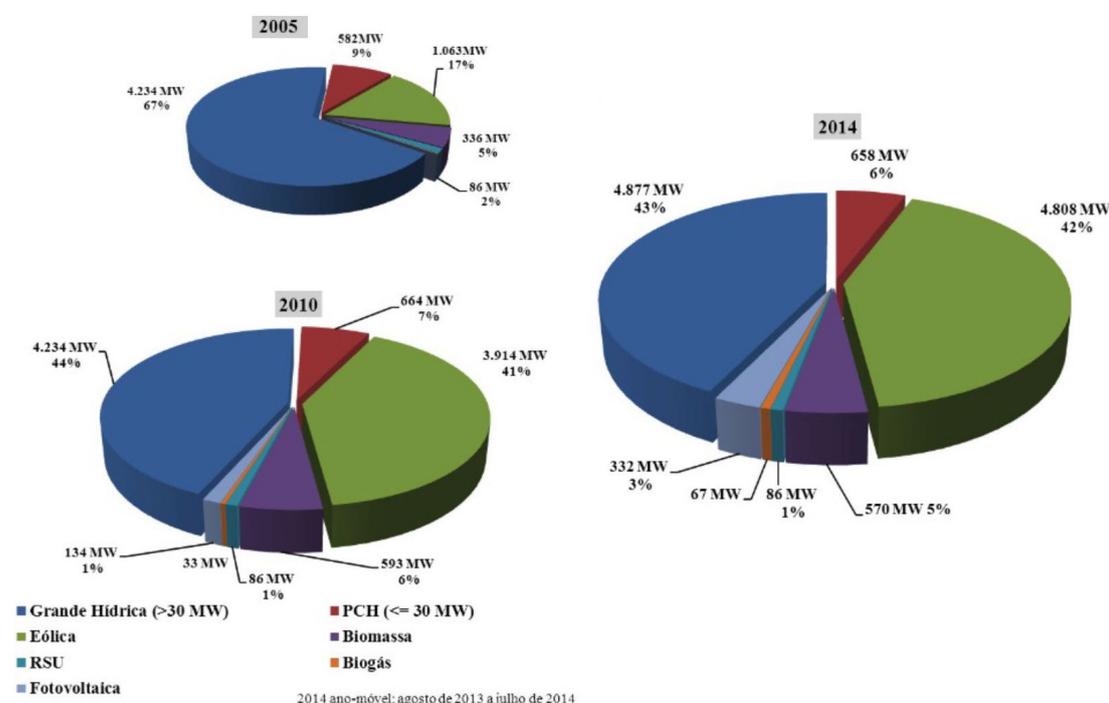
Comparando os dois últimos gráficos, constatamos que alguns países, do centro e norte da europa, apesar de apresentarem custos residenciais significativamente superiores aos do nosso país, têm uma política de preços extremamente incentivadora para as empresas do sector industrial. Com efeito, países como a Alemanha, a Holanda, a Áustria, a Dinamarca e a Suécia, com custos para o sector residencial acima dos praticados no nosso país, e da média europeia, apresentam custos para as empresas industriais abaixo da média europeia e significativamente abaixo dos do nosso país.

2.4 Energias renováveis e geração de eletricidade em Portugal

A geração de eletricidade em Portugal, através de fontes de energia renováveis (FER), evoluiu de 15,3 TWh em 2005, representando 15,3% da produção total, para 33,4 TWh, em 2016, correspondendo a 55,5% do total.

No Gráfico 2.20 apresenta-se a evolução da capacidade instalada nas fontes de energia renovável até 2014, verificando-se que no período em questão se registou, a nível nacional, um crescimento significativo de investimentos na produção FER de energia elétrica, suportado essencialmente nos investimentos feitos em parques eólicos.

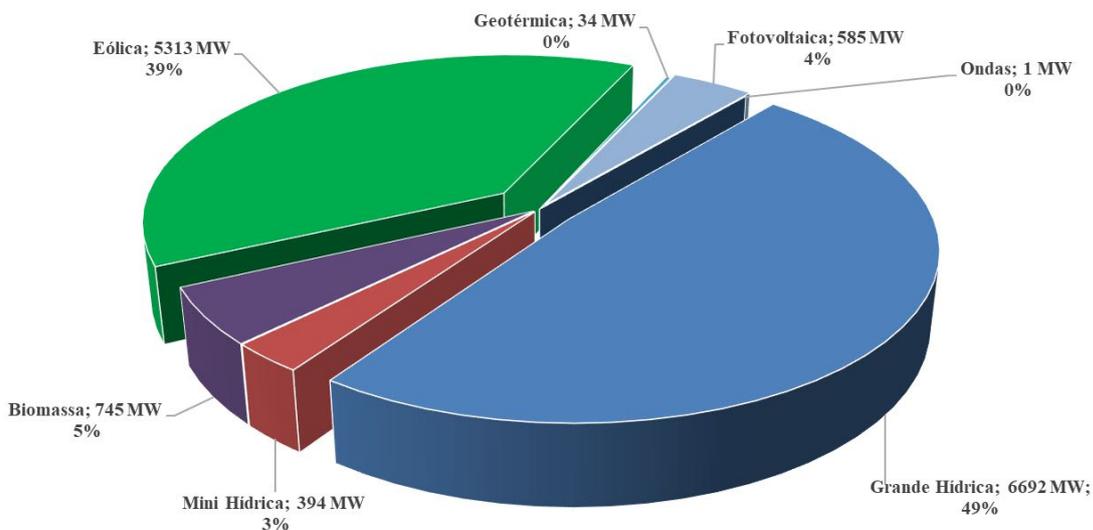
Gráfico 2.20 - Potência instalada por fonte de energia renovável entre 2005 e 2014



Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2014)

No gráfico 2.21, na página seguinte, apresentam-se os valores de potência instalada das fontes de energia renovável no ano de 2017. Dos 1063 MW de fonte eólica instalados em 2005 passou-se para 5313 MW em 2017. Apesar das condições economicamente adversas que o país atravessou, a potência instalada de fonte eólica cresceu significativamente.

Gráfico 2.21 - Potência instalada por fonte de energia renovável em 2017

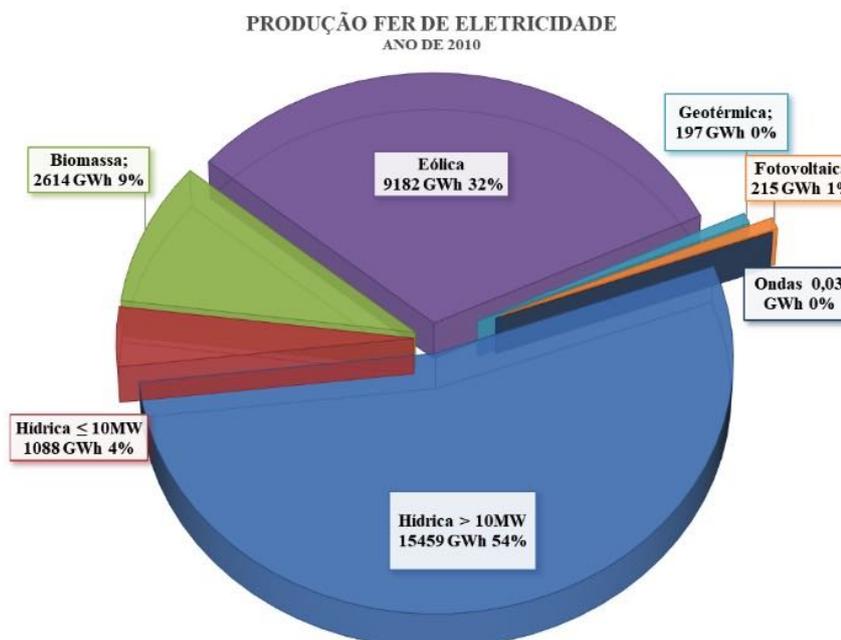


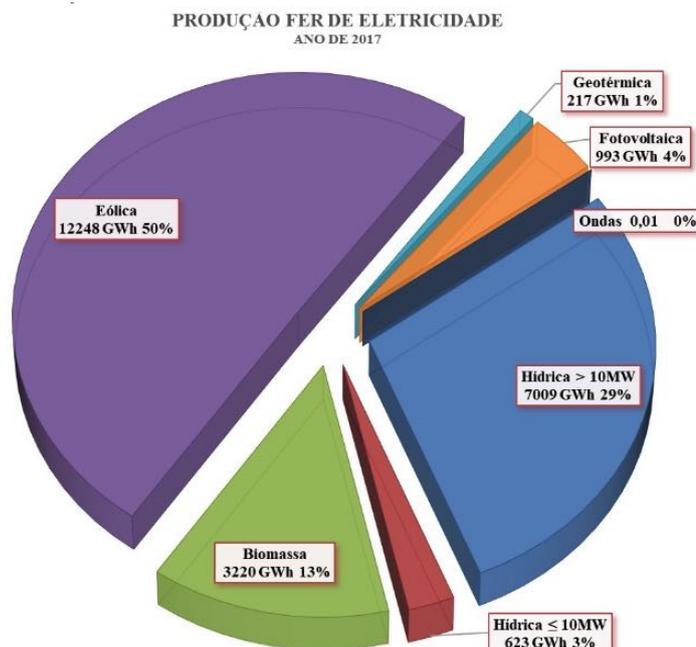
Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

Crescimento igualmente significativo foi o registado, em igual período, no solar fotovoltaico, ao passar de 134 para 585 MW de potência instalada em 2017. É previsível esperar um crescimento futuro assinalável nesta fonte de energia.

No Gráfico 2.22 representa-se a evolução da produção nacional de energia elétrica por fonte de energia renovável, em 2010 e 2017.

Gráfico 2.22 - Evolução das FER de geração de eletricidade





Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

No *mix* energético de fontes renováveis em 2017, relativamente a 2010, sobressai o crescimento da geração de eletricidade da fonte eólica, de 9182 GWh para 12248 GWh neste último ano, representando, em 2017, cerca de 50% do mix de produção das fontes renováveis. A geração de eletricidade através de biomassa cresce, também de forma apreciável, de 2614 GWh em 2010, para 3220 GWh em 2017.

Apesar da expressão pouco significativa do valor mais recente de geração de eletricidade através do solar fotovoltaico, 993 GWh em 2017, o seu crescimento foi acentuado, quando comparado aos 215 GWh obtidos em 2010. Por outro lado, os números relativos ao solar fotovoltaico não tiveram em consideração a potência instalada e a geração de eletricidade obtida a partir dos pequenos produtores privados (escala de mini geração), bem como das instalações existentes a nível residencial (escala de micro geração).

2.5 Energias renováveis no Algarve

O Programa Regional de Inovação do Algarve (CRIA, 2008, p. 34), considerava que, passa-se a citar:

“As Energias Renováveis reúnem no Algarve uma série de condições de partida que, uma vez optimizadas, poderão dar origem a um “Cluster” dinâmico nesta área:

- *relevância social e política do tema energético na actualidade, principalmente pela necessidade de alternativas aos combustíveis fósseis;*
- *necessidade de incorporar soluções técnicas adequadas a um melhor aproveitamento de energias passivas na construção de edifícios;*

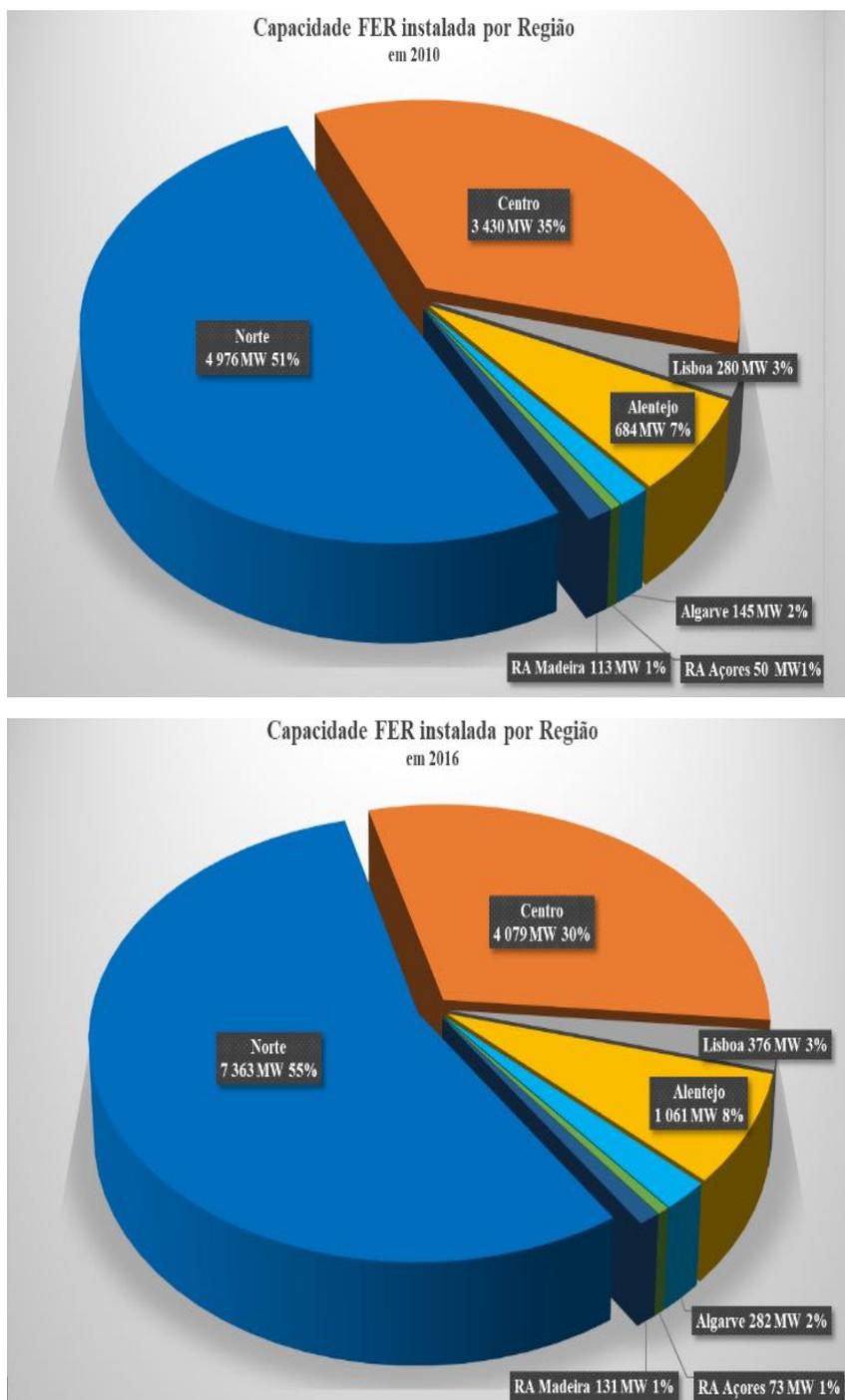
- condições climáticas adequadas para a exploração destas energias, com relevância para a Solar;
- núcleos de investigação da Universidade activos e com experiência de cooperação com as empresas e entidades públicas (p.e., estabelecimentos de ensino);
- conhecimento acumulado pelas empresas regionais do sector, fruto da proximidade de nichos de mercado importantes, com procuras esclarecidas e exigentes;
- existência de uma Agência Regional que tem vindo a consolidar a sua missão e actividades técnicas junto dos vários actores regionais; e,
- experiência anterior de cooperação regional assente num conjunto diversificado de projectos de parcerias público-privadas.”

A seguir, reproduz-se a análise SWOT realizada ao sector no âmbito do Plano Regional de Inovação do Algarve, em que se realça:

Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da consciencialização dos consumidores intermédios e finais sobre as questões energéticas. • Produção de legislação na área da eficiência energética e das energias renováveis, designadamente o novo Regime de Edificações. • Programas governamentais e europeus focados nesta temática. • Pólo Tecnológico poderá congrega empresas do sector. • Instalação de Centrais de Biomassa (Monchique), Solar (Tavira), Fotovoltaica (Albufeira) e Central de Moura (Alentejo). • Mega-projecto da Central da Amareleja. • Instalação da produção de biogás nas suiniculturas de Monchique, Silves e Tavira. • Aprovação do Programa Água Quente Solar para Portugal (AQSpP). • Utilização de Energias Renováveis em ETARs (já acontece em Cachopo). 	<ul style="list-style-type: none"> • Adopção lenta de novas fontes energéticas na Região. • Entrada no mercado de empresas estrangeiras de maior dimensão com maior experiência e quadros mais qualificados. • Fiscalidade vigente na comercialização de Equipamentos e Serviços centrada no consumidor final. • Resistência à introdução de soluções energéticas fruto da comparação de custos com outras soluções.
Análise SWOT do Sector Energias Renováveis	
Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> • Consenso político sobre a necessidade de alternativa aos combustíveis fósseis. • Excelentes condições naturais para três tipos de energias renováveis: biomassa, solar e eólica. • Procura crescente de produtos e serviços relacionados com energias renováveis. • Procura potenciada pelos residentes estrangeiros. • Existência de hotéis e grandes empreendimentos turísticos sensibilizados para o tema. • Existência de um conjunto significativo de empresas na área dos serviços e equipamentos relacionados com as energias renováveis (especialmente solar). • Existência de um mapeamento das condições regionais de vento, sol e biomassa (AREAL). 	<ul style="list-style-type: none"> • Quadros pouco qualificados na Região para as crescentes necessidades. • Resistência do sector da construção civil em incorporar a utilização de energias renováveis nas práticas construtivas. • Alojamento hoteleiro de menor dimensão pouco disponível para adoptar novas práticas e utilizar recursos energéticos renováveis. • Articulação inexistente entre empresas de energias renováveis. • Pouca informação disponível a nível regional, nomeadamente na Internet. • Plano Energético Regional desactualizado. • Não aproveitamento das potencialidades da energia solar nas práticas e rotinas regionais.

Transcrito de (CRIA, 2008, p. 36)

Gráfico 2.23 – Evolução da potência FER instalada por região

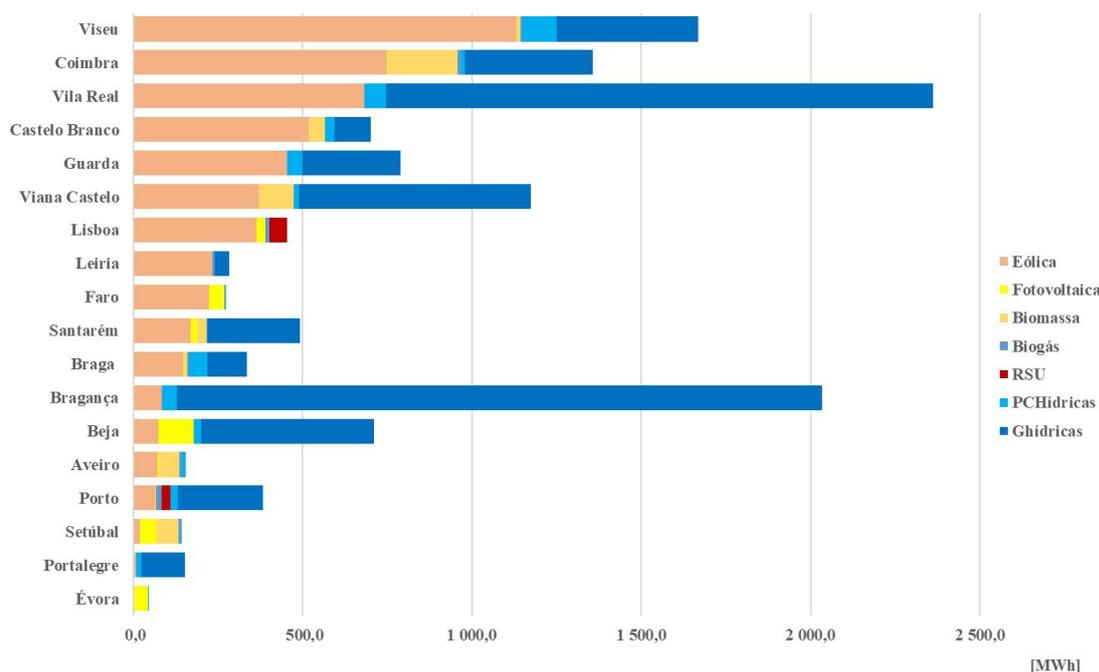


Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

No Gráfico 2.23, na página anterior, mostra-se a evolução da potência FER instalada por região no período entre 2008 e 2016, constatando-se que, nesse último ano, a região do Algarve apresentava uma capacidade instalada de 282 MW.

No Gráfico 2.24 apresentam-se os valores mais recentes da capacidade FER instalada por distrito.

Gráfico 2.24 – Capacidade FER instalada por distrito

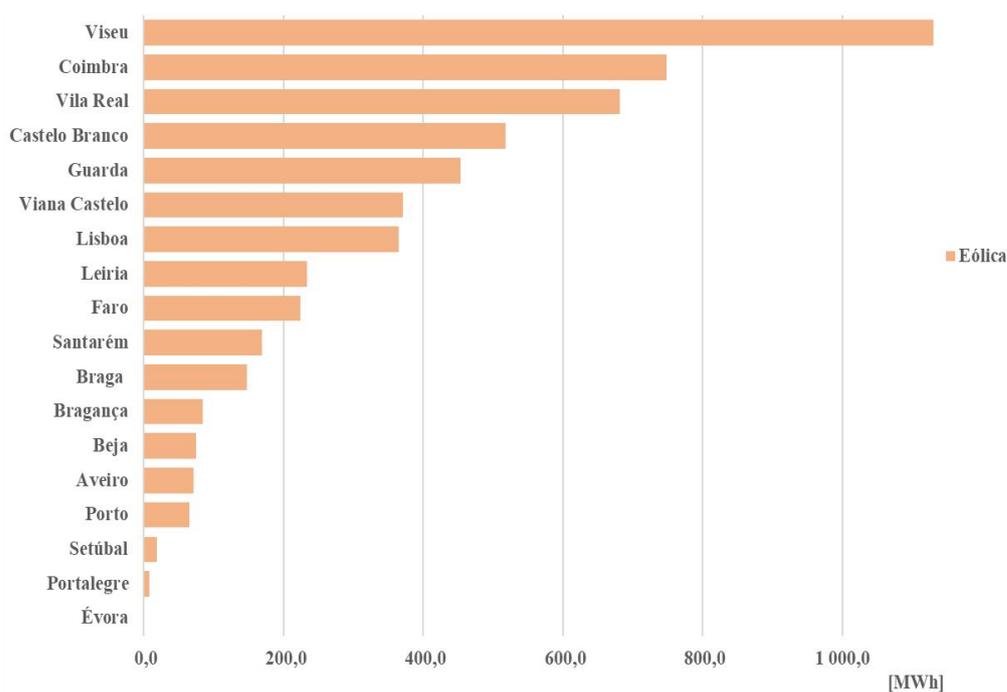


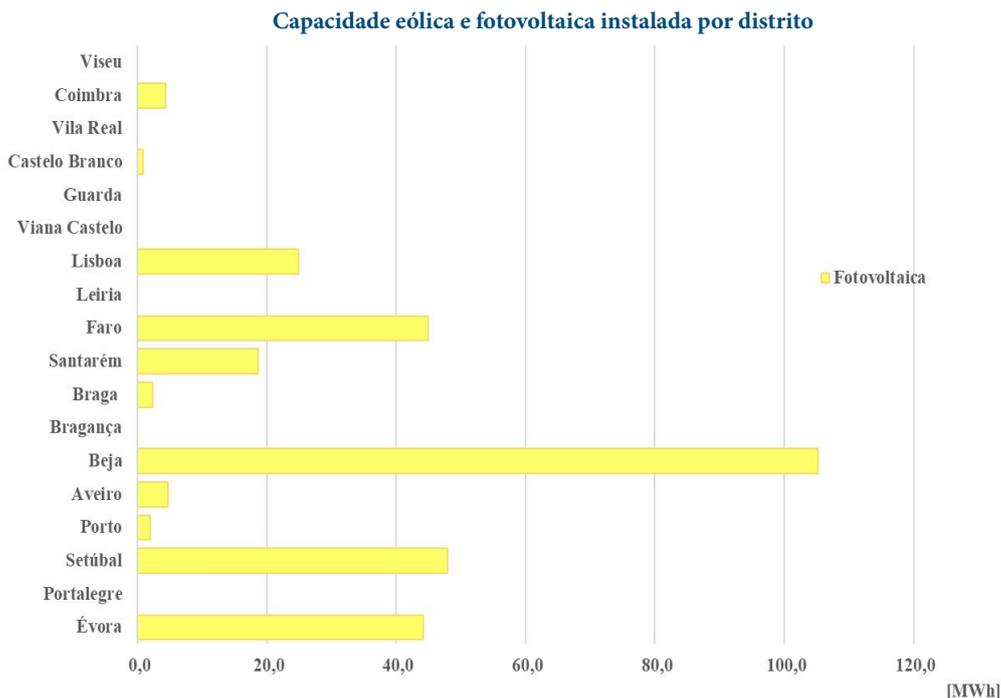
Fonte: INEGI/APREN | Jul 2019

Verifica-se apesar das condições bastante favoráveis, que a região do Algarve apresenta, para a geração de eletricidade eólica e fotovoltaica, continua a haver investimentos pouco significativos, não aumentando, de modo significativo, a capacidade instalada nestas vertentes.

Vejam no Gráfico 2.25 estas capacidades, analisadas isoladamente por distrito, para o ano de 2016.

Gráfico 2.25 – Capacidade eólica e fotovoltaica instalada por distrito



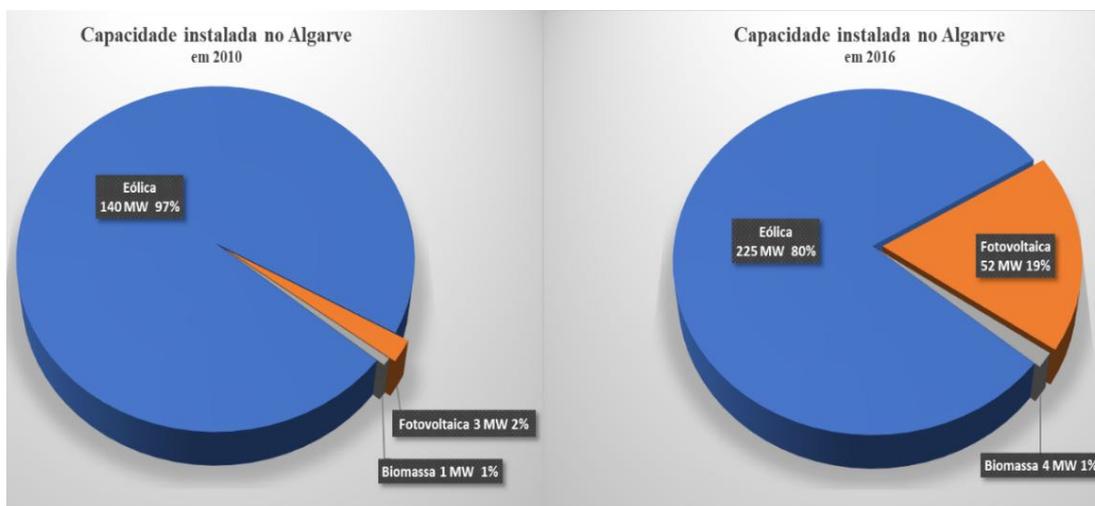


Fonte: INEGI/APREN | Julho 2019

Como se constata no Gráfico 2.26, os investimentos mais significativos têm-se registado na instalação de parques eólicos, tendo-se passado de 140 MW em 2010 para 225 MW de capacidade instalada em 2016, situando-se o maior número de parques na Costa Vicentina. As centrais de biogás passaram de uma capacidade de 1 MW em 2010 para 4 MW em 2016.

Os parques solares fotovoltaicos representam o segundo maior investimento, com 52 MW de capacidade instalada em 2016.

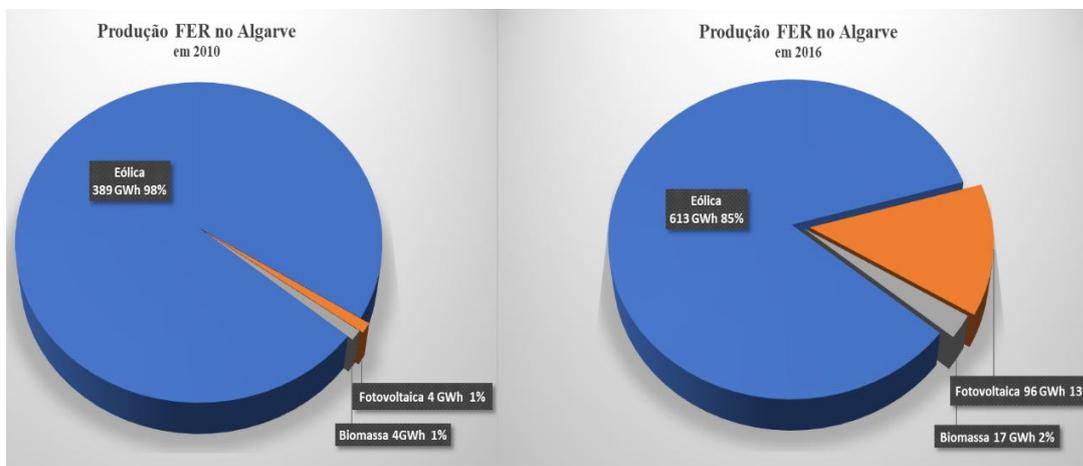
Gráfico 2.26 – Evolução da capacidade FER no Algarve



Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

No Gráfico 2.27, mostra-se a evolução da produção FER, tendo em consideração dados de 2010 e de 2016, para a região do Algarve.

Gráfico 2.27 – Evolução da produção FER no Algarve



Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

De 2010 para 2016 nota-se um crescimento acentuado da produção FER nas suas três principais vertentes. Contudo, perante a atual partição a nível nacional da potência instalada em energia fotovoltaica, constata-se que a potência instalada no Algarve não corresponde às potencialidades que a região apresenta para esta fonte de energia renovável.

Esta afirmação suporta-se nos dados da Tabela 2.5. De facto, o Algarve é, a seguir ao Alentejo, a região com melhores condições para a instalação deste tipo de energia.

Dado o seu enorme potencial em termos de radiação solar, é de esperar que, nos próximos anos, se verifique, no Algarve, uma mudança significativa relativamente ao quadro atual, sendo de prever que venha a assumir valores cimeiros na produção fotovoltaica.

Na Tabela 2.5 apresentam-se os *fatores de carga* referentes à produção de energia fotovoltaica, para as 5 regiões continentais. Estes valores derivam do *número de horas de produção equivalente anual*, para cada região, ou seja, da relação entre o número de horas de produção à potência nominal, face ao total de horas anual.

Verifica-se que, a região do Algarve produziu eletricidade, à potência nominal, durante uma média anual de 1772 horas, tendo sido apenas superada pela região do Alentejo, tendo obtido um *fator de carga* médio de 20,22%.

Tabela 2.5 - Energia fotovoltaica – número de horas de produção equivalente (NEPs)

	Solar Fotovoltaico				
	Fator de Carga	Nº Horas de Produção Equivalente			
		2016	2017	2018	Média
Norte	17,25%	1 616	1 592	1 326	1 511
Centro	18,16%	1 639	1 664	1 469	1 591
Alentejo	21,43%	1 942	1 972	1 717	1 877
Algarve	20,22%	1 804	1 777	1 734	1 772

Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

Na Tabela 2.6 estão sintetizados, para cada região do continente, os valores médios anuais do *fator de carga* referentes à produção de energia eólica, obtidos a partir do *número de horas de produção equivalente* referentes ao período de maio de 2018 a abril de 2019.

Tabela 2.6 - Energia eólica – número de horas de produção equivalente (NEPs)

	Eólica			
	Fator de Carga	NEP's	Nº Parques	Potência [MW]
Continente	24,73%	2 166	239	5348
Norte	23,65%	2 072	100	2209
Centro	24,52%	2 148	103	2590
Lisboa	26,59%	2 329	17	103
Alentejo	27,82%	2 437	7	222
Algarve	27,56%	2 414	12	225

*Ano móvel: maio de 2018 a abril de 2019

Adaptado de dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (2019)

Constata-se que o Algarve registou, no período considerado, o segundo valor mais elevado do *fator de carga*, 27,56%, obtido a partir de 2414 *horas de produção equivalente* (NEPs) à potência nominal.

Os resultados até agora apresentados mostram que o Algarve é uma das regiões do país com mais baixos valores de geração de eletricidade por fontes renováveis de energia, apesar das potencialidades que apresenta (radiação solar, nº de horas de sol por ano, linha costeira com boas velocidades de vento e relevo favorável na serra e no barrocal).

Se, de um modo geral, *as forças e as oportunidades* identificadas na análise SWOT realizada no âmbito do Plano Regional de Inovação do Algarve, em 2008, se mantêm atualizadas, pese embora o facto das oportunidades poderem deixar de o ser com o decorrer do tempo, *as fraquezas e as ameaças* apontadas, podem ter-se acentuado com a crise económica e financeira, que conduziu em 2010 à assinatura do Memorando de Entendimento com o Fundo Monetário Internacional, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia.

O sector energético não escapou a esta crise e as restrições que, entretanto, surgiram no modelo tarifário existente para a designada produção em regime especial, desincentivaram os investimentos em sistemas de produção de energia por fontes renováveis.

A aprovação de legislação que veio promover a utilização de fontes de energia renovável em regime de autoconsumo, ajudou a recuperar o investimento em novas instalações, designadamente de solar fotovoltaico no segmento residencial. Para além disso, a retoma verificada na atividade turística, com níveis de ocupação excelentes nas unidades hoteleiras com oferta de melhor qualidade, ajudou a que, no âmbito do atual quadro comunitário, as mesmas encarassem os investimentos em fontes alternativas de energia, necessariamente renováveis, como contributos para a qualidade ambiental e, consequentemente, para um melhor posicionamento nos rankings do sector.

A importância que o atual quadro comunitário dá as questões de eficiência energética e da utilização de fontes renováveis de energia, vem reforçar a *oportunidade* “programas governamentais e europeus focados nesta temática” identificada na análise SWOT do Plano Regional de 2008 (CRIA, 2008). Realça-se, ainda, a necessidade da atualização do Plano Energético Regional, já apontado como uma *fraqueza* no Plano Regional de 2008.

3. ENERGIA EÓLICA E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

O vento é uma fonte de energia inesgotável e totalmente disponível, que, ao longo da história do homem, lhe forneceu energia gratuita para o transporte marítimo, a descoberta de novos oceanos e continentes, trocas comerciais entre povos, construção de moinhos que lhe permitiram moer cereais bem como, a partir do século XVIII, extrair água de captações no solo.

Numa breve resenha histórica, Johnson (2001) recorda a utilização do vento como fonte de energia ao longo da história, recuando até ao século XVII a.C., em que na Babilónia o imperador Hammurabi planeou o uso de aerogeradores para fins de irrigação. Recorda que os Persas, no século VII d.C. utilizavam aerogeradores, estando descrita uma máquina de eixo vertical com velas montadas radialmente. Na história mais recente, o registo mais antigo em Inglaterra relativo a aerogeradores é de 1191, enquanto na Holanda a construção do primeiro moinho de vento, para moagem de milho, data de 1439. Mais recentemente, na segunda metade do século XIX, são construídos nos Estados Unidos os aerogeradores para extração de água do subsolo, muito comuns na região Oeste deste país, estimando-se que entre 1880 e 1930 se tenham fabricado 6,5 milhões de aerogeradores deste tipo, permanecendo alguns ainda em funcionamento.

Na Dinamarca apareceu em 1890 a primeira turbina eólica para geração de eletricidade. Em 1910 já existiam neste país centenas de aerogeradores em funcionamento, para geração de eletricidade, com potências entre 5 e 25 kW.

Em 1925, já se comercializavam nos Estados Unidos aerogeradores Wincharger, com rotores de 2 e de 3 pás e potências de 200 a 1200W, e da Jacobs, com potências de 1.3 até 3 kW. A maior parte das instalações destes aerogeradores eram feitas nos meios rurais, destinando-se ao carregamento de baterias que permitiam gerar eletricidade para pequenas aplicações, tais como audição de rádio e iluminação.

De 1940 até ao primeiro choque petrolífero na década de setenta, a geração de eletricidade a partir de fontes de energia fóssil, principalmente petróleo e carvão, era altamente competitiva, com custos baixos de produção por kW. A título de exemplo, em 1940, a geração de eletricidade por fontes fósseis, nos Estados Unidos, com a construção de linhas de transporte e distribuição até aos meios rurais, permitiu abastecer o consumo com custos entre 3 e 6 centavos/kW, enquanto os custos com recurso à energia eólica se situavam nos 12 a 30 centavos/kW.

Contudo, a pesquisa de soluções que permitissem obter melhores performances dos aerogeradores não parou, levando a que a partir da década de 70 o aumento da procura de aerogeradores para geração de eletricidade tenha sido significativo.

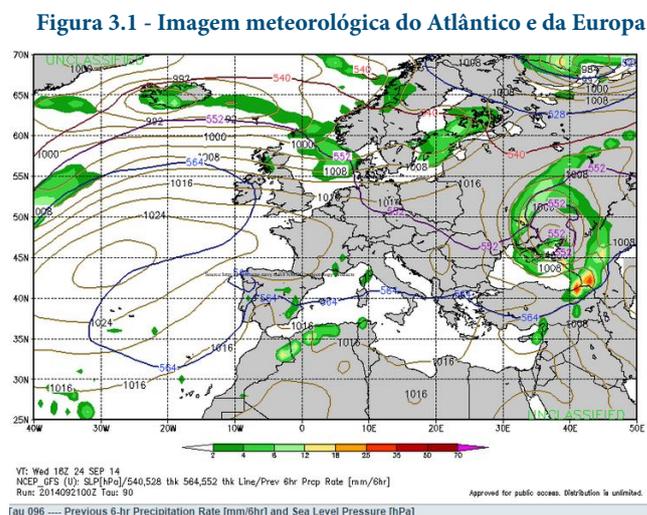
3.1 Energia do vento

A atmosfera terrestre funciona como uma enorme máquina térmica, transferindo energia do sol, a temperatura elevada, para o seu espaço a mais baixa temperatura. Esta transferência origina zonas em que a atmosfera apresenta valores de pressão mais elevados e outras em que apresenta valores mais baixos que o seu valor médio. A diferença de pressão atmosférica conduz a que os gases existentes no ar fluam (vento) das regiões com pressão atmosférica mais elevada para as de mais baixa pressão.

Há vários fatores que contribuem para as condições atmosféricas que se registam por todo o planeta, destacando-se a radiação solar, a evaporação, a formação das nuvens, o tipo de vegetação e humidade do solo e os oceanos. O estudo aprofundado destes fenómenos é feito pela Meteorologia e Climatologia, cabendo aqui fazer apenas uma abordagem simples destes fatores que estão na origem da existência de vento.

Conforme referido anteriormente, encontramos na atmosfera terrestre vastas massas de ar apresentando, alternadamente, altas e baixas pressões, fenómeno para o qual contribuem a radiação solar, a humidade, o arrefecimento do solo e a rotação do planeta, entre outros fatores. Para que uma zona de altas pressões se possa manter na atmosfera terrestre, enquanto o ar se desloca em sentido descendente, em direção ao solo, torna-se necessário que haja, também, uma corrente de ar que alimente esta zona de altas pressões, o que acontece através das camadas superiores da atmosfera.

Assim, numa zona de altas pressões, teremos ar deslocando-se no sentido descendente, em direção ao solo, aquecido de forma adiabática (sem transferência de calor ou de massa para o exterior) tornando-se seco e límpido, o que designamos normalmente por bom estado do tempo. De forma inversa, numa zona de baixas pressões o ar desloca-se no sentido ascendente, sendo arrefecido de forma adiabática, podendo ocasionar nebulosidade e precipitação. As linhas que representam iguais estados de pressão atmosférica designam-se por *isobáricas*, conforme representação na Figura 3.1, e têm como referência o nível do mar.



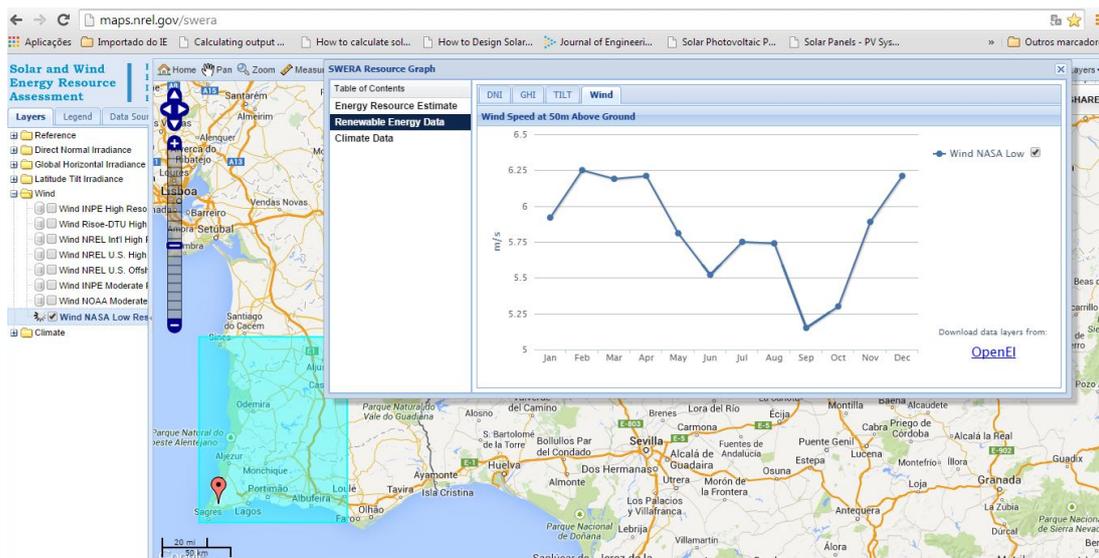
Fonte: Fleet Numerical Meteorology and Oceanography Center

As diferenças de pressão que se verificam horizontalmente criam deslocamentos de massas de ar cuja velocidade e direção caracterizam o que designamos por vento. Quanto maior for o gradiente de pressão, maior será a força do ar, portanto mais elevada será a velocidade do vento, cuja direção e sentido será da zona de maior para a de menor pressão, tendendo a fluir perpendicularmente às linhas isobáricas, apesar de sofrer alterações de direção sob o efeito da força de Coriolis, originada pelo movimento de rotação do planeta. Os ventos de maior intensidade registam-se a altitudes da ordem dos 10 Km.

A capacidade de extrair energia do vento, numa dada localização geográfica, passa pela avaliação do seu potencial eólico, considerando a que alturas é possível colocar equipamentos para medição de ventos e, posteriormente aerogeradores para geração de eletricidade. Esta avaliação tem por base as medições locais de velocidade e direção dos ventos, os dados de séries médias e longas existentes de estações meteorológicas próximas e a correlação destas últimas com as medições locais.

A necessidade de existirem fontes de dados fidedignas e de fácil acesso público tem conduzido a algumas iniciativas como seja a da criação do atlas dos ventos à escala global, europeia e nacional. Destacam-se o Global Atlas for Renewable Energy, da autoria da IRENA- International Renewable Energy Agency e da Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), o Interactive Mapping System (IMS), um projeto da United Nations Environment Programme (UNEP), que se apresenta na Figura 3.2 com um exemplo de informação de velocidades médias de vento [m/s] mensais, registadas a 50 m do solo, em Sagres, no Algarve, de acordo com a base de dados da NASA.

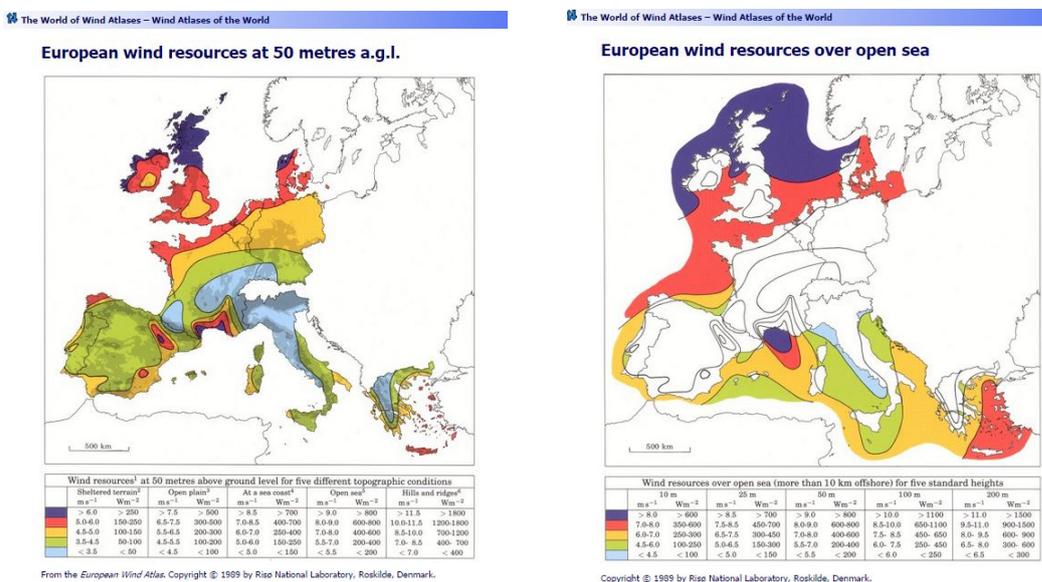
Figura 3.2 - Interactive Mapping System - SWERA



Na Figura 3.3 estão representados os European Wind Atlas Onshore and OffShore, do Risø National Laboratory, Roskilde, na Dinamarca, disponibilizados a partir de 1998, com informação anual das velocidades médias de vento [m/s] e dos fluxos de potência

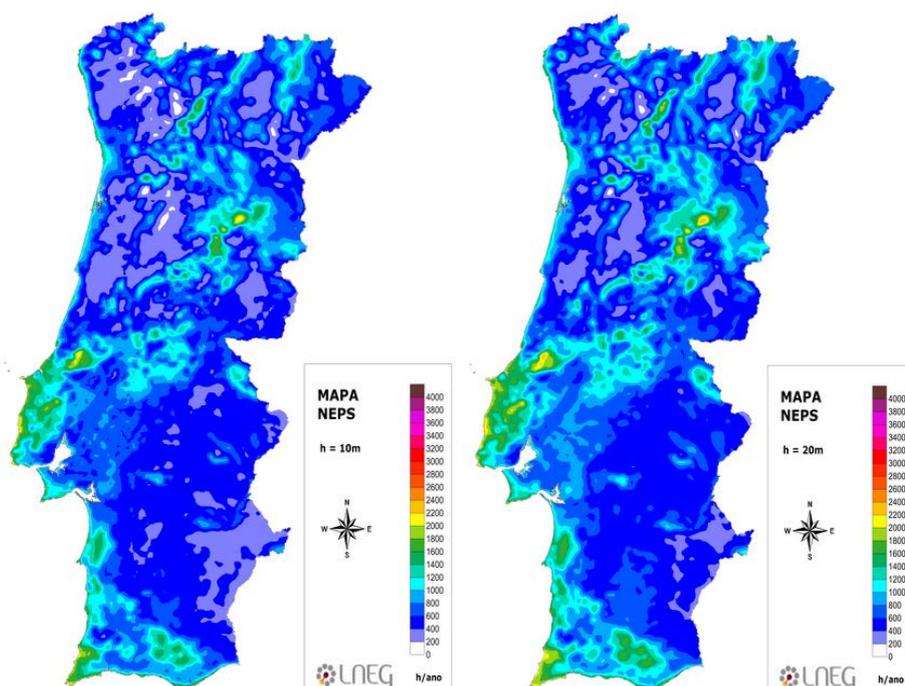
médios [W/m^2], para cinco condições topográficas de terreno, consideradas em larga escala. Estes mapas foram realizados com base nos dados das diversas estações meteorológicas de cada país.

Figura 3.3 - European Wind Atlas Onshore and Offshore - Riso



Conforme se apresenta na Figura 3.4, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia - LNEG disponibiliza no seu portal, os mapas com os números de horas de funcionamento equivalentes à potência nominal de turbinas eólicas, com valores para zonas do território fora dos perímetros urbanos, a 10 metros e a 20 metros de altura.

Figura 3.4 - Mapas NEPS_LNEG



Para além disso, disponibiliza, ainda, o Atlas Eólico para 80 e 20 m acima do solo. Na Figura 3.5 está representado para 80 m acima do solo, com as classes de distribuição das velocidades médias anuais [m/s] para o território continental.

Figura 3.5 - Atlas eólico LNEG



As potencialidades disponibilizadas no geoPortal do LNEG são consideráveis, permitindo obter informação, para qualquer local geográfico do continente e ilhas, das classes de distribuição dos valores de velocidades médias [m/s], de fluxos de potência incidentes [W/m^2], dos fatores da distribuição Weibull, de escala [m/s] e de forma, e da produção eólica equivalente à potência nominal (NEPs- nº de horas anuais de produção equivalente à potência nominal do aerogerador).

Das informações possíveis de recolher das aplicações referidas, tanto a Costa Vicentina como o Litoral Oeste a norte de Lisboa revelam ser as zonas mais favoráveis à instalação de parques eólicos, tirando partido da predominância de ventos com velocidades médias anuais entre 6 e 8 m/s, para rotores que funcionam a 80 m de altura. Idênticas velocidades são também passíveis de ser obtidas em áreas geográficas do interior centro e norte do continente, tirando partido do relevo aí existente. Em *offshore*, todo o litoral continental, em particular o da costa atlântica, é propício à produção eólica de eletricidade.

Nas Figuras 3.6 (a) e (b), mostram-se os resultados obtidos através desta ferramenta disponibilizada pelo LNEG, quando aplicada na zona da Costa Vicentina, a norte de Vila do Bispo. Conforme se pode constatar na própria figura e para o ponto indicado, encontramos, a 80 m acima do solo, velocidades de vento médias anuais entre 6 e 6,5 m/s e produções eólicas equivalentes à produção nominal de 2200 a 2400 horas/ano.

Figura 3.6 (a) - geoPortal-LNEG – Atlas eólico – velocidades médias na Costa Vicentina

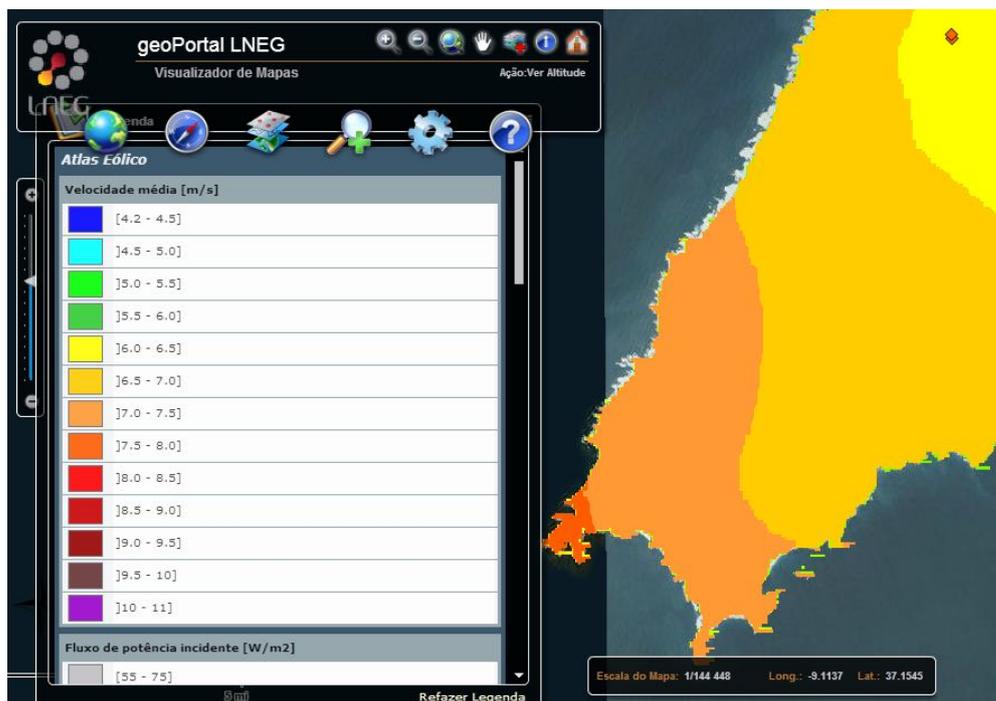
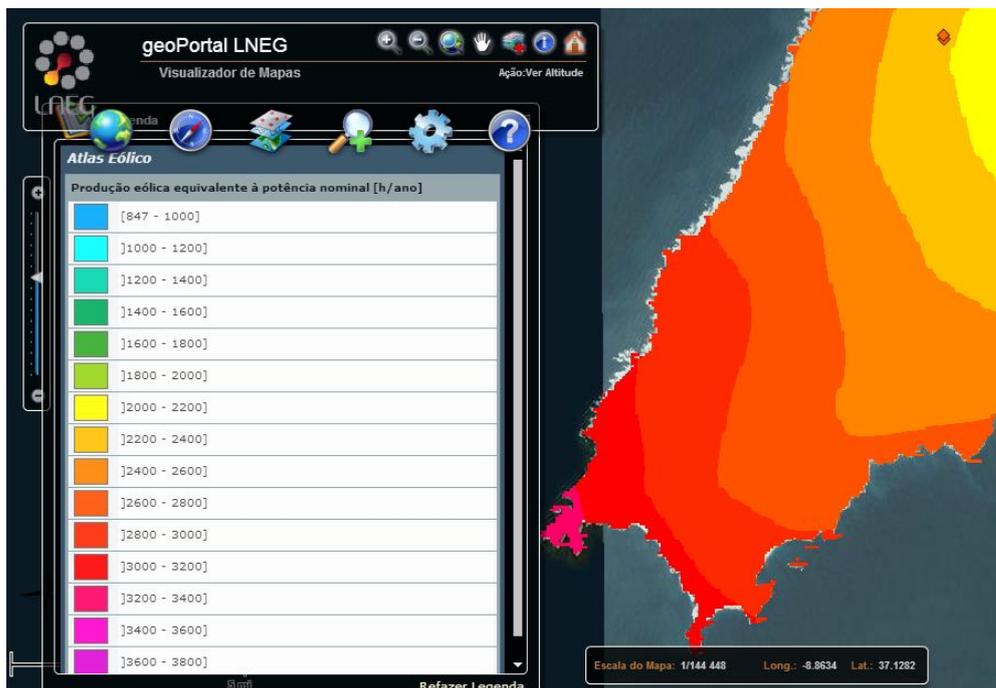


Figura 3.6 (b) - geoPortal-LNEG – Atlas eólico – NEPS na Costa Vicentina



Para o mesmo local geográfico representado na figura anterior e para um rotor colocado a uma altura de 20 m, encontramos valores de velocidade média anual entre 4,5 e 5 m/s e 1700 horas/ano de produção equivalente à produção nominal de um dado aerogerador.

Sempre que possível, os valores obtidos através destas ferramentas, normalmente desenvolvidas em plataformas de sistemas de informação geográfica (SIG), deverão ser confirmados por medições locais efetuadas com anemómetros, cujas leituras deverão ser realizadas a alturas similares à da colocação dos rotores.

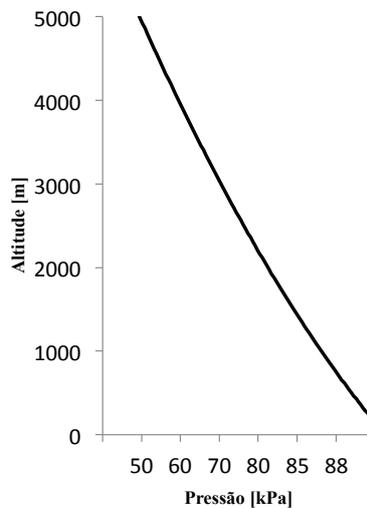
3.2 Fatores de influência num regime de ventos

3.2.1 Influência da pressão atmosférica e da densidade do ar

A maioria dos registos efetuados em estações meteorológicas é realizada a partir de equipamentos colocados a alturas da ordem dos 10 m acima do solo. Tendo em consideração que, nos aerogeradores com potências iguais ou superiores a 1MW, os seus rotores se situam, em geral, a alturas de 80 a 100 m, torna-se necessário prever a variação da velocidade do vento com a altura.

A variação da velocidade do vento com a altura depende das condições de estabilidade atmosférica, tema exaustivamente tratado por Johnson (2001), de que aqui se extrai uma descrição sucinta. A estabilidade, em altitude, das massas de ar existentes na atmosfera terrestre face à força da gravidade, é garantida através do equilíbrio hidrostático, pelo facto de a pressão atmosférica p decrescer rapidamente com a altura a baixas altitudes, em que a densidade do ar ρ é mais elevada, e mais lentamente a altitudes elevadas, em que a densidade do ar é mais baixa. No Gráfico 3.1 está representada a variação da pressão atmosférica em função da altura acima do nível do mar.

Gráfico 3.1 - Variação da pressão atmosférica com a altitude



Adaptado (Johnson, 2001)

Sabendo-se que a potência gerada por um aerogerador é proporcional à densidade do ar, ρ , que por sua vez é proporcional à pressão atmosférica, p , esta influência não deve ser desprezada na fase de projeto da instalação, tendo em consideração as possíveis implicações técnicas e económicas, na fase de funcionamento. De facto, o Gráfico 3.1 mostra que um aerogerador instalado a uma altitude de 1000 m, para a mesma velocidade do ar e temperatura ambiente, produzirá apenas 90% do que produziria abaixo dessa altitude, ao nível do mar.

A densidade do ar ρ num determinado local geográfico, para uma dada altitude, é calculada a partir da expressão abaixo, para a temperatura ambiente, utilizando o Grá-

fico 3.1 para o cálculo da pressão atmosférica, em função da diferença de altitude do local de instalação em relação ao mar.

$$\rho = \frac{m \times p}{R \times T} = 3,484 \times \frac{p}{T}$$

Em que:

m – massa de ar

p – pressão atmosférica

R – constante dos gases perfeitos

T – temperatura

3.2.2 Influência da altitude

Tendo em consideração os registos das estações meteorológicas, obtidos normalmente a alturas de mastros da ordem dos 10 metros, e o facto de a maioria dos aerogeradores ter os rotores a alturas entre os 20 metros (para potências inferiores a 1MW) e os 80 a 100 metros (para potências superiores a 1 MW), torna-se necessário prever a variação da velocidade do vento neste intervalo de alturas de funcionamento dos aerogeradores.

A existência de atrito entre o solo e o vento tem, sobre este, um efeito retardador, com influência nas camadas imediatamente acima, levando a que haja uma variação da velocidade média do vento em altura, com o afastamento do solo. Esta força de atrito, cuja intensidade máxima tem efeito junto ao solo, vai diminuindo com a altura, tornando-se praticamente nula para uma altitude próxima dos 2.000 metros. Esta zona da atmosfera terrestre é conhecida por *camada limite*, sendo a zona entre o solo e os 100 metros de altura, conhecida por *camada superficial*, a de interesse para a instalação de aerogeradores (Castro, 2009).

É na *camada superficial* que se faz sentir o efeito da topografia do terreno e da rugosidade associada ao tipo de cobertura vegetal do solo, condicionando o perfil vertical de velocidades do vento, conforme expresso na lei de Prandtl, cuja equação é:

$$\bar{v}(z) = \frac{v_f}{k} \times \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Em que $\bar{v}(z)$ é a *velocidade média* do vento para a altura z , v_f é a *velocidade de atrito*, k é a constante de *Von Karman* (assumindo normalmente o valor de 0,4) e z_0 representa o *comprimento da rugosidade do solo*.

A Tabela 3.1, na página seguinte, indica valores de z_0 para diferentes tipos de revestimento e ocupação de solos.

Tabela 3.1 - Valores de z_0 por tipo de terreno

Tipo de terreno	z_0 (m) min.	z_0 (m) Max.
Lama / gelo	10^{-5}	3.10^{-5}
Mar calmo	2.10^{-4}	3.10^{-4}
Areia	2.10^{-4}	10^{-3}
Neve	10^{-3}	6.10^{-3}
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa / estepes	10^{-2}	4.10^{-2}
Descampados	2.10^{-2}	3.10^{-2}
Relva alta	4.10^{-2}	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	3.10^{-1}
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

Adaptado de Castro (2009)

Tendo em consideração a dificuldade em calcular a velocidade de atrito v_β na prática não se usa a expressão da lei de Prandtl mas uma relação por extrapolação de valores obtidos para uma altura de referência, z_r , por exemplo a altura de 10 metros normal nas estações meteorológicas, em que $\bar{v}(z_r)$ representa a velocidade média à altura de referência (Castro, 2009).

$$\frac{\bar{v}(z)}{\bar{v}(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}$$

Outra forma de calcular a *velocidade média* do vento para a altura z , $\bar{v}(z)$, consiste em recorrer à equação abaixo, em que o parâmetro α é obtido empiricamente (Johnson, 2001):

$$\frac{\bar{v}(z)}{\bar{v}(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha$$

em que $\alpha = a - b \log_{10} \bar{v}(z_r)$, tomando a e b os valores 0,11 e 0,061 durante o dia e os valores 0,38 e 0,209 durante a noite.

O expoente α , na equação anterior, varia com altura, a hora do dia, a estação do ano, a natureza do terreno, a temperatura, a velocidade e a direção do vento. Considera-se ser uma boa aproximação tomar, em geral, o valor de $\alpha = 1/7$.

3.2.3 Influência da turbulência

A turbulência atmosférica é uma característica do escoamento do ar, sendo um fenómeno irregular que tem que ser considerado e descrito estatisticamente, devendo ser tido em consideração como um elemento determinante num projeto de instalação de aerogeradores, dadas as implicações que pode ter na componente estrutural dos equipamentos e na sua vida útil (Johnson, 2001; Castro, 2009).

A função velocidade do vento $v(t)$ pode ser representada por:

$$v(t) = \bar{v}(t) + v'(t)$$

Em que $\bar{v}(t)$ representa a velocidade média e $v'(t)$ a *turbulência*. O facto de se ter apenas em linha de conta a velocidade média do vento no cálculo da energia fornecida ao rotor do aerogerador pode afetar significativamente os cálculos da produção de energia elétrica, tendo em consideração, como veremos mais adiante, que a potência de um aerogerador é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Segundo Castro (2009), uma forma de quantificar o fenómeno de turbulência é através da *variância*, σ_v^2 , o que permite designar por *intensidade da turbulência*, $I_{v'(t)}$, o quociente entre o *desvio padrão*, σ_v , e a *velocidade média do vento* $\bar{v}(t)$.

$$I_{v'(t)} = \frac{\sigma_v}{\bar{v}(t)}$$

A intensidade da turbulência diminui com a altura, comprovando-se experimentalmente ser válida para a *camada superficial* da atmosfera a relação $\sigma_v \approx 2.5 v_f$, em que v_f representa a velocidade de atrito. Assim, tendo presente a lei de Prandtl e representando z_0 o *comprimento da rugosidade do solo*, pode-se concluir que, para a altura z , a intensidade de turbulência, é expressa pela equação:

$$I_{v'(t)}(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

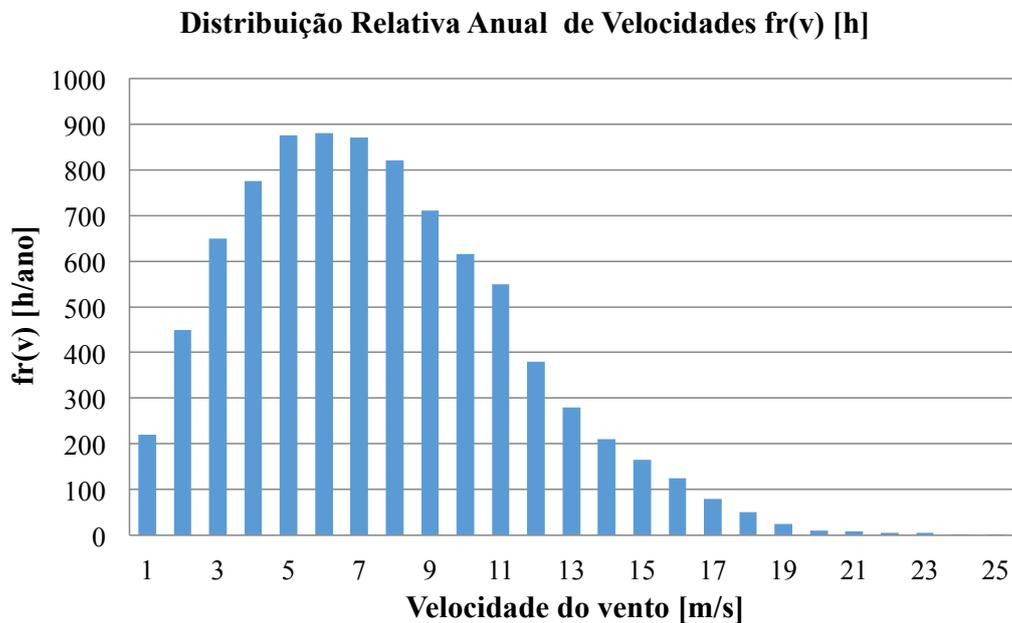
3.3 Tratamento estatístico de um regime de ventos

Um regime de ventos pode ser descrito recorrendo a conceitos estatísticos, tais como a *função densidade de probabilidade*. A partir do registo do número de ocorrências de cada velocidade média horária para o número total de horas do intervalo de tempo em análise, é possível caracterizar um dado regime de ventos, sendo desejável considerar períodos de análise de três ou mais anos para que o tratamento estatístico dos dados obtidos possa conduzir a resultados representativos das condições do local em estudo (Castro, 2009).

A representação em termos de densidade de probabilidade dos valores das velocidades médias horárias permite-nos quantificar a probabilidade de a velocidade do vento se situar entre dois valores desta, considerando-se normalmente intervalos de 1m/s, que constituem as designadas classes de vento.

No Gráfico 3.2 está representada uma distribuição de frequências de valores de velocidade.

Gráfico 3.2 - Distribuição de frequência de velocidade do vento



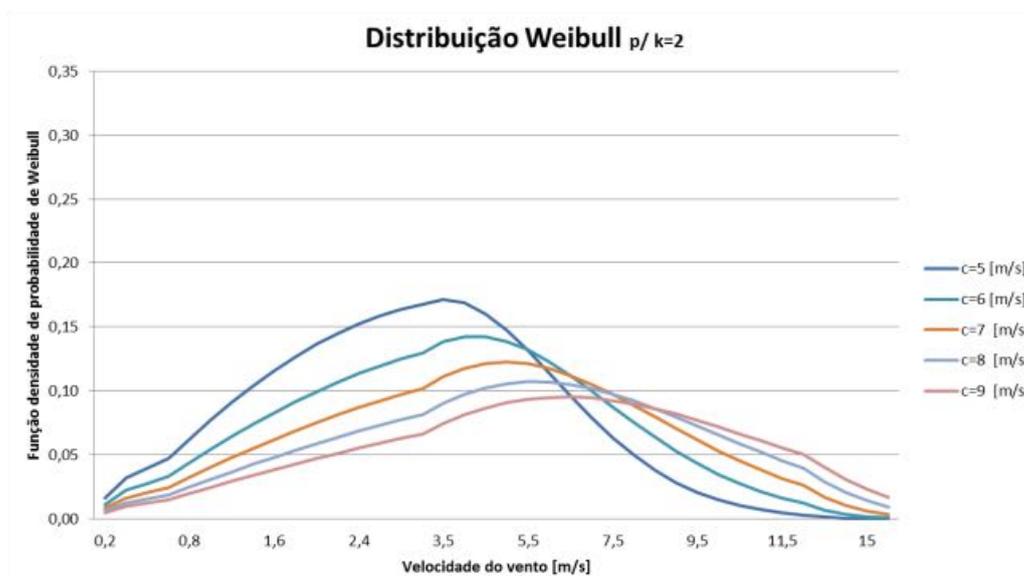
Apesar de haver várias funções capazes de descrever a distribuição das frequências da velocidade do vento, normalmente apenas duas funções são usadas, a de *Weibull* (função com dois parâmetros, c e k) e a de *Rayleigh* (função com um parâmetro), sendo a primeira considerada a mais adequada para caracterizar um regime de ventos.

A função densidade de probabilidade de Weibull é dada pela expressão abaixo, em que c é um *parâmetro de escala* em [m/s], e k um *parâmetro de forma* adimensional, representando v a variável aleatória *velocidade do vento* em [m/s]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{com } (k > 0, v > 0, c > 1)$$

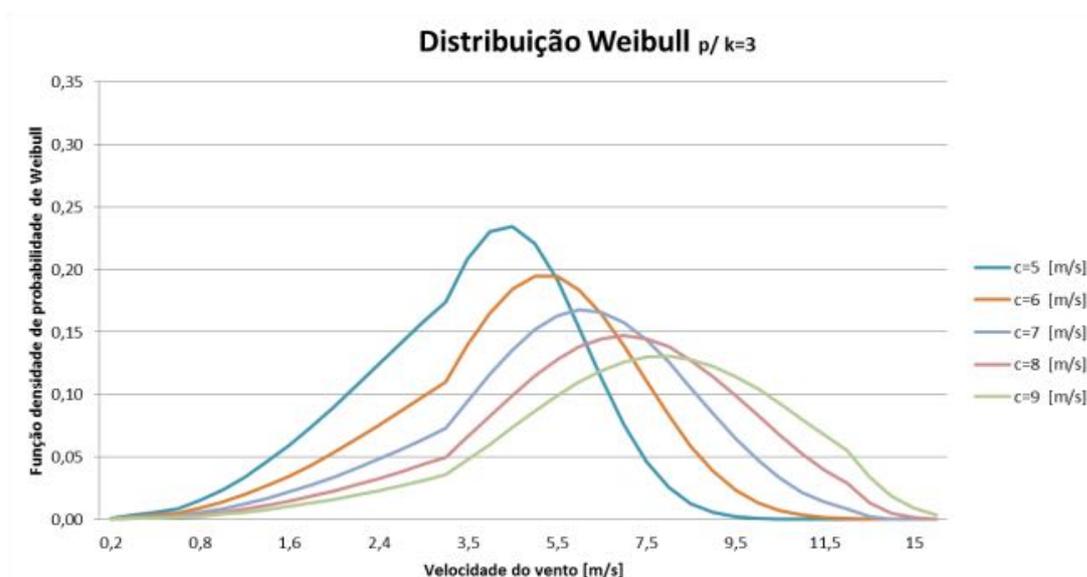
A influência do parâmetro de forma k e do parâmetro de escala c na curva da densidade de probabilidade para os diferentes valores da velocidade do vento, pode ser observada nas distribuições representadas nos Gráficos 3.3 a 3.5.

Gráfico 3.3 - Influência dos parâmetros da função de Weibull



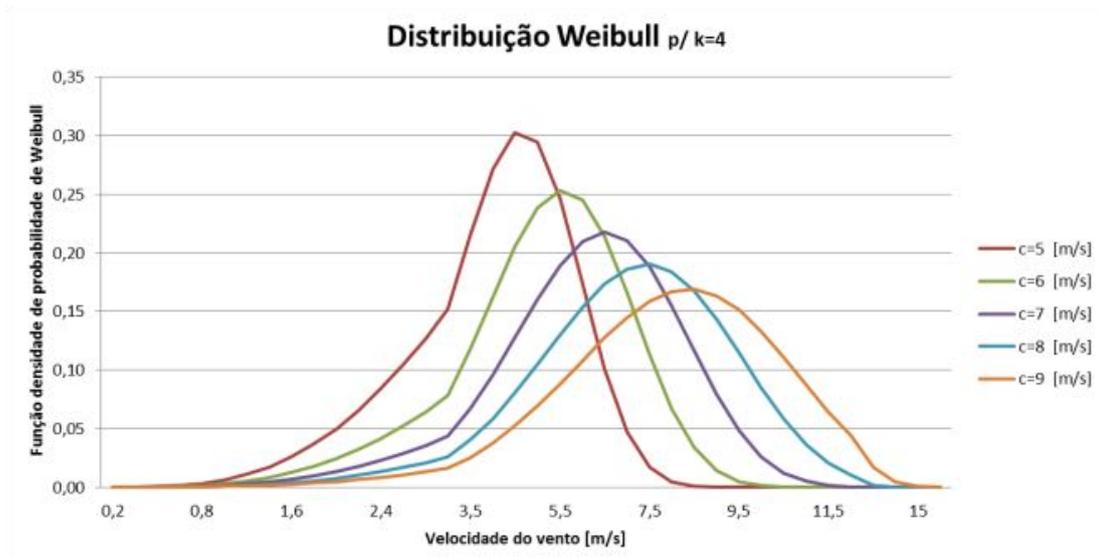
Como podemos constatar da observação dos gráficos, as curvas da função adquirem uma forma “mais estreita e de pico mais acentuado”, deslocando-se para a direita, isto é, no sentido do aumento da velocidade de vento, com o aumento do parâmetro de forma k ($k=2, 3$ e 4) e para os valores do parâmetro de escala c ($c=5, 6, 7, 8$ e 9 m/s).

Gráfico 3.4 - Influência dos parâmetros da função de Weibull



Se o parâmetro de forma k tem o efeito indicado, o aumento do valor do parâmetro de escala c , mantendo o valor de k constante, provoca “o achatamento” da distribuição com o conseqüente “alargamento” do intervalo de velocidades que definem a sua área de probabilidade igual a 1. Simultaneamente, o aumento do valor do parâmetro c desloca a curva da distribuição no sentido crescente do eixo das abcissas, isto é, dos valores da velocidade do vento.

Gráfico 3.5 - Influência dos parâmetros da função de Weibull



3.4 Cálculo da energia elétrica produzida por um aerogerador

Um aerogerador produz eletricidade a partir de uma coluna de ar que, movendo-se a uma velocidade uniforme e constante v [m/s], ao atravessar a secção plana transversal do rotor do aerogerador S [m²], desloca, por unidade de tempo, uma massa de ar ρSx [kg] (em que ρ [kg/m³] é a massa específica do ar, igual a 1,225 [kg/m³], em condições de pressão e temperatura normais), sendo a energia cinética Kc [Joules] que lhe está associada igual a:

$$Kc = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(\rho Sx)v^2$$

A potência disponível P_w [W] associada a essa massa de ar é calculada a partir da variação da energia cinética em ordem ao tempo:

$$P_w = \frac{dKc}{dt} = \frac{1}{2}\rho S v^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2}\rho S v^3$$

A relação anterior realça a forte dependência que a potência disponível P_w tem relativamente à velocidade do vento.

Com efeito, um aumento da velocidade para o dobro implica um aumento de oito vezes no valor da potência, pelo que quando o valor da velocidade se reduz para metade, a potência reduz para 12,5% do valor inicial.

Por outro lado, o efeito da duplicação da área da secção transversal do rotor do aerogerador (ou área de varrimento do rotor), quando comparado com o da velocidade do vento, apenas duplica a potência disponível.

A relação anterior permite-nos avaliar a importância que a boa localização dos parques eólicos tem na geração de eletricidade, garantindo condições de boa produtividade e de viabilidade financeira e económica dos seus projetos de instalação.

Pela aplicação desta relação e em condições normais de pressão e temperatura (densidade do ar $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$, a uma secção transversal de 1 m^2 de massa de ar, deslocando-se com uma velocidade de 5 m/s , corresponde uma potência disponível de $76,56 \text{ W}$. Se a velocidade dessa mesma massa de ar passar para 10 m/s , para a mesma secção transversal a potência disponível passa a ser de $612,5 \text{ W}$.

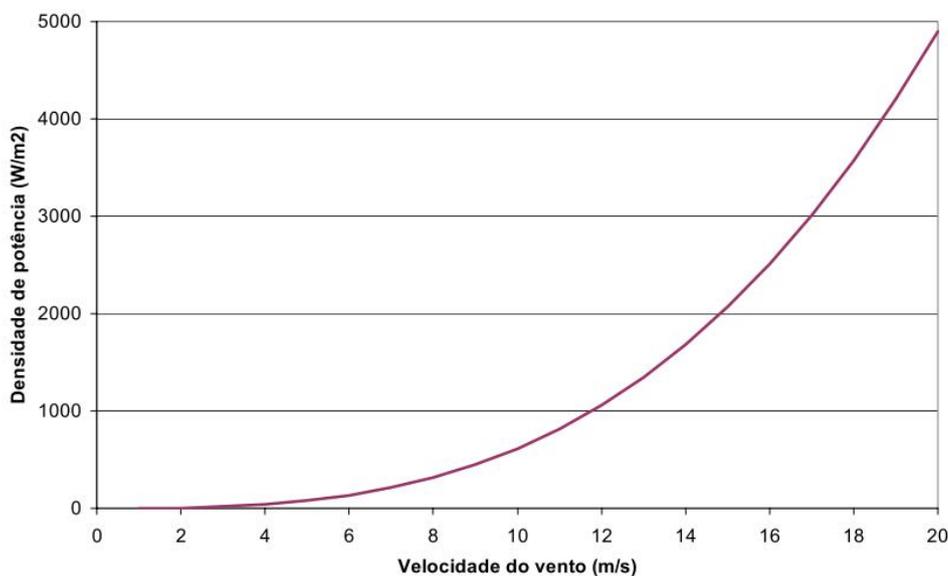
Contudo, se a área de varrimento do rotor do aerogerador passar para o dobro, à mesma massa de ar a uma velocidade inicial de 5 m/s corresponderá uma potência disponível de $153,13 \text{ W}$, o que mostra a importância relativa da variação da velocidade do vento face à variação da área da secção transversal, no valor da potência disponível.

No Gráfico 3.6 representa-se a *densidade de potência disponível* $P'_{sw} [\text{J/m}^2.\text{s} = \text{W/m}^2]$ em função da *velocidade do vento* $[\text{m/s}]$, expressa por:

$$P'_{sw} = \frac{P_w}{S} = \frac{\frac{1}{2}\rho S v^3}{S} = \frac{1}{2}\rho v^3$$

Trata-se de uma curva em que os valores representados não dependem das características técnicas de qualquer aerogerador.

Gráfico 3.6 - Densidade de potência disponível



Adaptado de Castro (2009)

A *potência máxima* P_{max} para uma *potência disponível* P_w , é expressa pela equação:

$$P_{max} = P_w|_{v_2=\frac{1}{3}v_1} = \frac{16}{27} \times \frac{1}{2} \rho S v_1^3$$

$$P_{max} \cong 59,3\% \left(\frac{1}{2} \rho S v_1^3 \right)$$

Na expressão anterior, designa-se por *Limite ou Coeficiente de Betz* a fração $\frac{16}{27}$. Esta fração indica-nos que, em condições ideais, a potência máxima que podemos extrair de um aerogerador, a partir de uma massa de ar incompressível que se desloca a uma velocidade constante, corresponde aproximadamente a 59,3% da potência disponível associada à energia cinética dessa massa de ar.

Na prática, dado que os aerogeradores não possuem uma eficiência total, a potência máxima é sempre inferior à correspondente ao Limite de Betz, pelo que valores próximos dos 35% da potência disponível na massa de ar já são considerados muito bons resultados.

3.5 Cálculo do coeficiente de potência

Designa-se por *coeficiente de potência* (Ragheb & Ragheb, 2011) ou *coeficiente de performance* (Johnson, 2001) ou *fator de aproveitamento* ou *rendimento aerodinâmico* (Castro, 2009), e representa-se por C_p , a relação entre a potência mecânica P_m , extraída pelo aerogerador, e a potência P_w disponível no vento:

$$P_m = C_p \left(\frac{1}{2} \rho S v_1^3 \right) = C_p P_w \Leftrightarrow C_p = \frac{P_m}{P_w} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho S v_1^3}$$

Como se pode constatar da expressão acima, o *coeficiente de potência* C_p não é constante, variando com a velocidade do vento, com a velocidade de rotação do aerogerador, com parâmetros de funcionamento das pás do rotor (ângulos de *ataque* e de *inclinação*), bem como com o rendimento mecânico e elétrico dos equipamentos que integram o aerogerador (caixa multiplicadora, gerador, chumaceiras de rolamentos, etc).

O coeficiente de potência representa a relação dada pelo quociente entre a potência média de funcionamento de um aerogerador e o valor máximo teórico possível, correspondente a 59,3% (Limite de Betz) da potência disponível na energia cinética associada a uma coluna de ar livre.

Com base em Castro (2009) e para uma melhor compreensão do conceito, consideremos que, para uma determinada localização geográfica, a distribuição anual da velocidade do vento é caracterizada pela distribuição relativa representada no Gráfico 3.7.

Consideremos ainda que, para a localização em questão, a massa específica do ar ρ se situa entre 1,225 e 1,204 [Kg/m³], para temperaturas ambiente entre 15° e 20°C, tendo em consideração que o primeiro valor é considerado como um valor padrão no sector eólico.

Se o aerogerador selecionado tiver uma potência nominal de 100 [kW] e uma curva de característica elétrica como a representada no Gráfico 3.8, podemos estimar a produção anual de eletricidade e a sua distribuição relativa, bem como o coeficiente de potência médio anual e respetiva distribuição relativa.

A estimativa da produção anual de eletricidade é obtida através do somatório, para as 25 classes de velocidade do vento v_i , dos produtos da potência do aerogerador P_{e_i} pelo número de horas correspondente, $f_r(v_i)$, para cada classe $1 \leq v_i \leq 25$:

$$\text{Produção anual de eletricidade [MWh]} = \sum_{v_i=1}^{25} P_{e_i} \cdot f_r(v_i)$$

Gráfico 3.7 - Distribuição relativa anual de velocidades do vento

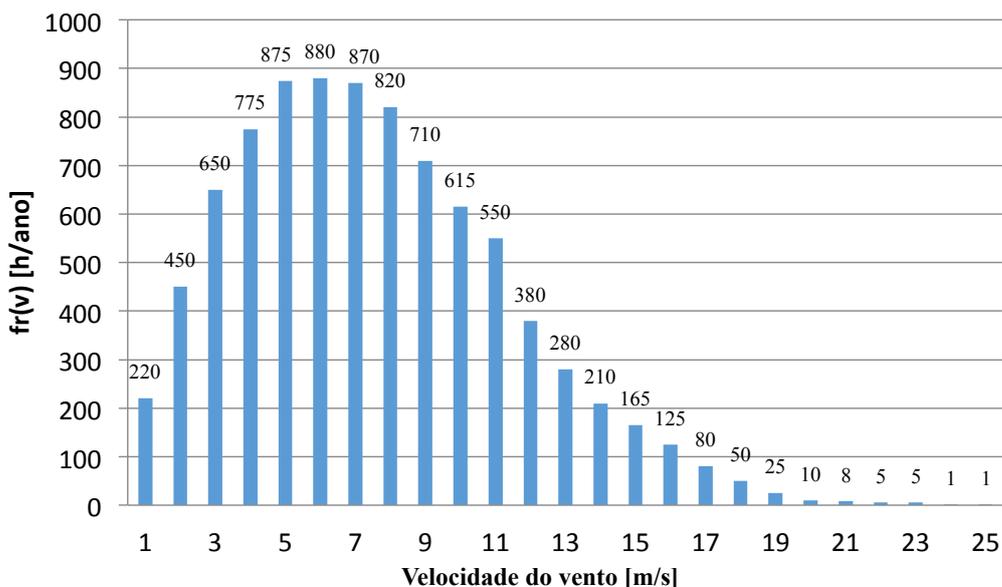
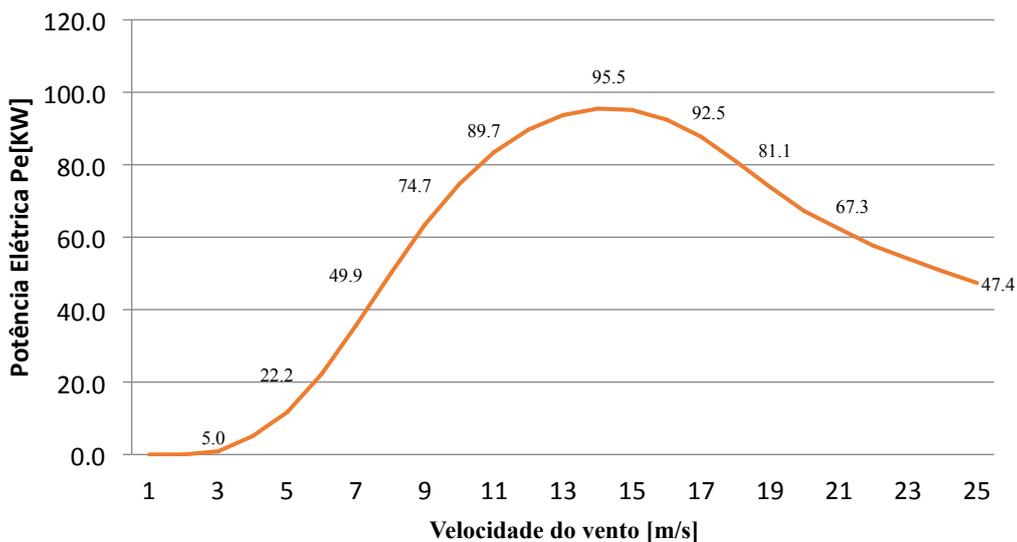


Gráfico 3.8 - Curva característica de um aerogerador

Característica Elétrica do Aerogerador
Northern Power 100-24



A potência disponível, para cada velocidade do vento v_i , é obtida pela expressão já referida neste capítulo, função da energia cinética existente nessa coluna de ar, em que $\rho = 1,225 [kg/m^3]$ é o valor da *massa específica do ar* em condições normais de pressão para uma temperatura de 15°C e D o *diâmetro do rotor*, neste caso igual a 24 m:

$$P_{wi} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} v_i^3$$

O somatório dos produtos $P_{wi} \cdot f_r(v_i)$, permite avaliar o potencial de produção anual de eletricidade resultante da potência disponível no vento. Na Tabela 3.2 constam os dados e os valores calculados:

Tabela 3.2 - Potencial de produção anual de eletricidade

v [m/s]	fr(v) [h]	Pe [kW]	Pe.fr(v) [MWh]	$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{D^2}{4} v^3$ [kW]	Pw.fr(v) [MWh]	Cp
1	220	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0%
2	450	0,0	0,0	2,2	1,0	0,0%
3	650	0,9	0,6	7,5	4,9	12,0%
4	775	5,0	3,9	17,7	13,7	28,2%
5	875	11,7	10,2	34,6	30,3	33,8%
6	880	22,2	19,5	59,9	52,7	37,1%
7	870	35,5	30,9	95,0	82,7	37,4%
8	820	49,9	40,9	141,9	116,3	35,2%
9	710	63,4	45,0	202,0	143,4	31,4%
10	615	74,7	45,9	277,1	170,4	27,0%
11	550	83,5	45,9	368,8	202,8	22,6%
12	380	89,7	34,1	478,8	181,9	18,7%
13	280	93,7	26,2	608,8	170,5	15,4%
14	210	95,5	20,1	760,3	159,7	12,6%
15	165	95,2	15,7	935,2	154,3	10,2%
16	125	92,5	11,6	1135,0	141,9	8,2%
17	80	87,7	7,0	1361,3	108,9	6,4%
18	50	81,1	4,1	1616,0	80,8	5,0%
19	25	73,8	1,8	1900,6	47,5	3,9%
20	10	67,3	0,7	2216,7	22,2	3,0%
21	8	62,4	0,5	2566,1	20,5	2,4%
22	5	57,7	0,3	2950,4	14,8	2,0%
23	5	54,0	0,3	3371,3	16,9	1,6%
24	1	50,6	0,1	3830,5	3,8	1,3%
25	1	47,4	0,0	4329,5	4,3	1,1%
Produção [MWh/ano]			365,3			
Uso da Pot. Instalada [h/ano]			3653			
Produção Ideal [MWh/ano]			876,0			

Nos Gráficos 3.9 e 3.10 estão representadas as distribuições relativas anuais de geração de eletricidade e do coeficiente de potência, em função da variação da velocidade do vento:

Gráfico 3.9 - Distribuição relativa da produção anual de eletricidade

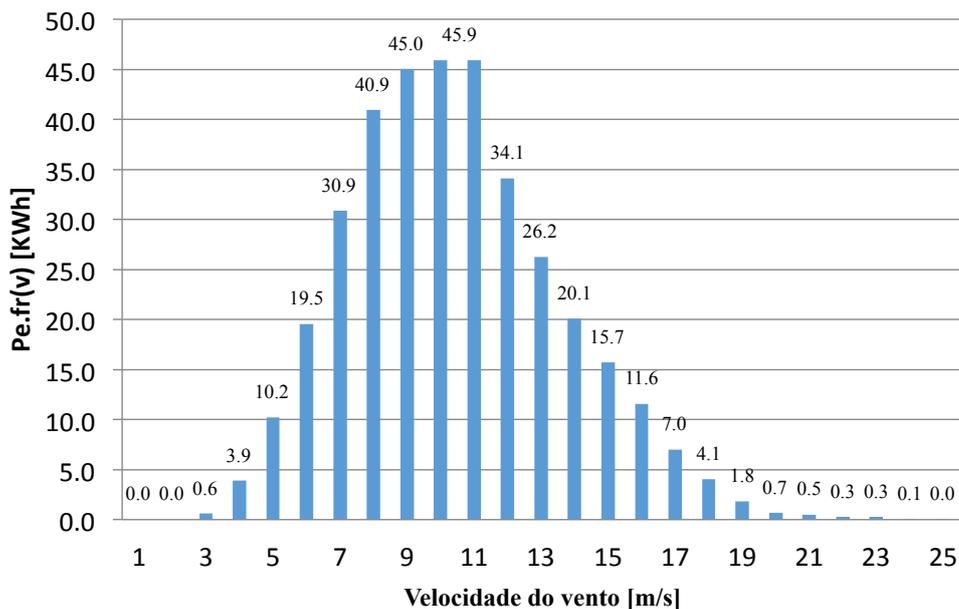
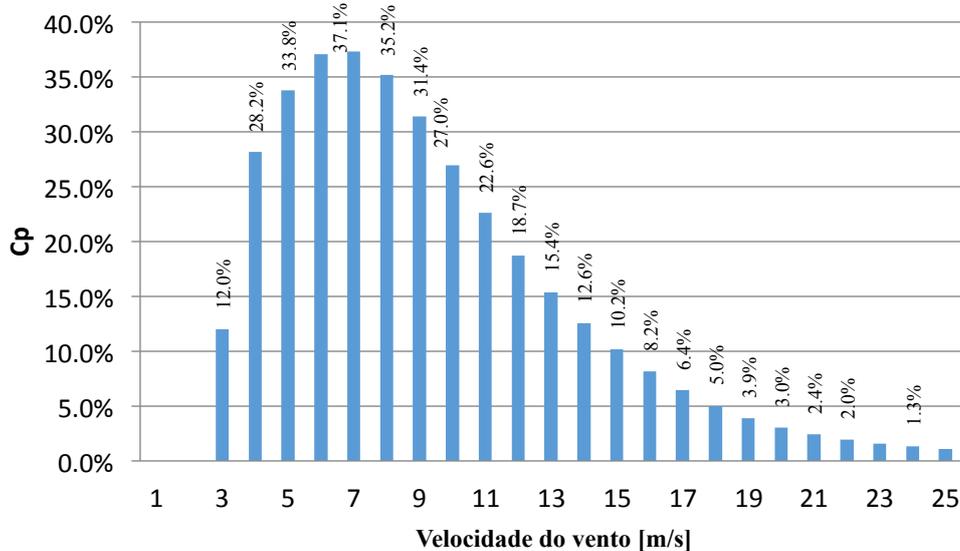


Gráfico 3.10 - Distribuição relativa anual de valores de coeficiente de potência



Dos dados e valores que constam na Tabela 3.2, podemos observar que, para uma potência anual disponível de 876 MWh, se prevê uma produção de 365,3 MWh e que há uma utilização anual da potência instalada de 3653 horas.

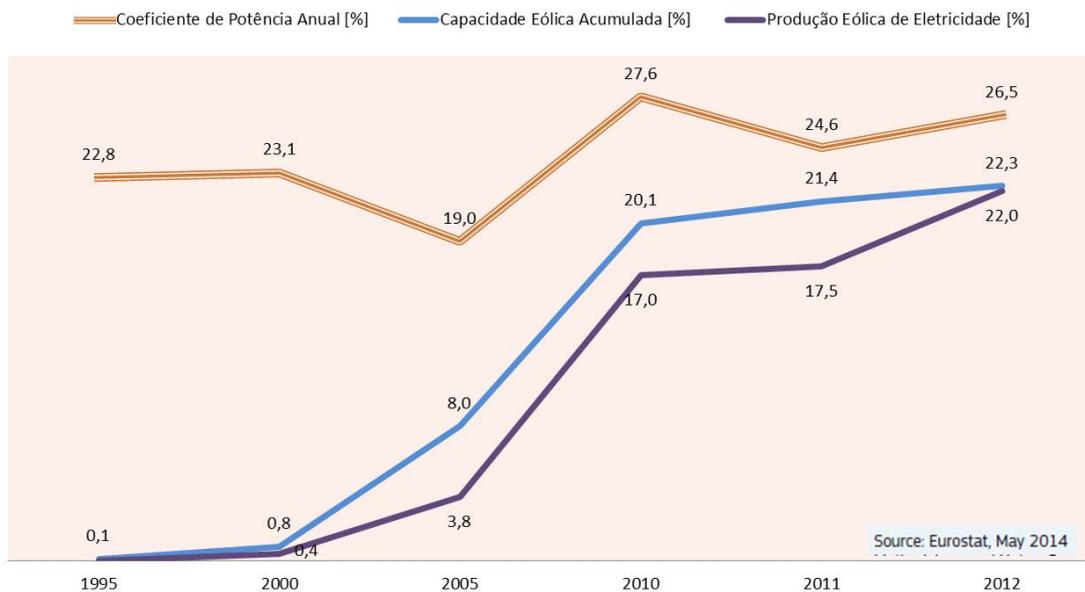
Permite ainda calcular o valor médio anual do coeficiente de potência, $C_p = 25,4\%$, correspondente a 42,8% do Limite de Betz, e constatar que, para velocidades médias do vento entre os 4 e os 10 [m/s], intervalo de velocidades que ocorre em 5.545 horas, ou seja, durante 63,3% do número de horas anual, o aerogerador funciona com coeficientes de potência superiores ao valor da média anual.

O coeficiente de potência máximo, $C_{Pmax} \approx 37\%$, correspondente a 63,1 % do Limite de Betz, é obtido para velocidades médias do vento entre 6 e 7 [m/s], que ocorrem em 1750 horas/ano. Os valores mais elevados de geração de eletricidade, acima dos 40 MWh, são obtidos para velocidades entre os 8 e os 11 [m/s], intervalo de velocidades que ocorre 2695 horas/ano, em que são produzidos 177,7 MWh, ou seja 48,6% da produção anual de eletricidade prevista.

Boccard (2009) cita diversos estudos, registando-se o menor desvio (19%) no estudo de Iniyani *et al.* (1998), na Índia. O maior desvio (55%) foi registado por Wood (1994), na Nova Zelândia.

No Gráfico 3.11 apresenta-se a evolução do valor do coeficiente de potência eólico anual médio nacional, de 1995 a 2012, face à evolução da capacidade instalada e da produção eólica de eletricidade, para o mesmo período, podendo constatar-se que em 2010 e 2012 o seu valor se aproxima dos 28%.

Gráfico 3.11 - Energia eólica em Portugal – potência instalada e geração de eletricidade



Fonte: Eurostat (2014)

3.6 Intermitência e seu efeito na rede elétrica

A intermitência na geração de eletricidade é uma característica de algumas fontes de energia renovável, como é o caso da energia eólica e da solar fotovoltaica, cujos sistemas de produção estão fortemente dependentes da variabilidade das condições geográficas e climáticas dos locais em que se encontram implantados.

Quantificar as consequências e os custos de integração no sistema global, originadas pela introdução das fontes de energia renovável caracterizadas por variabilidade (de-

signadas por *VRE-variable renewable energy sources*) no sistema de geração de eletricidade, tem merecido a atenção de vários intervenientes, tanto no sector como a nível académico.

Vários autores têm estudado a questão da integração de fontes de energia renovável nos sistemas existentes de fornecimento de eletricidade, designadamente na componente das respetivas redes de transporte, merecendo particular atenção, dada a sua escala de implementação em vários países, a integração de sistemas de produção por fonte eólica.

Nos vários estudos que têm sido publicados, quer a nível nacional (Sucena Paiva *et al.*, 2005; Almeida, Castronuovo, & Peças Lopes, 2006; Estanqueiro *et al.*, 2007; Leite da Silva *et al.*, 2007; Estanqueiro, 2010), quer a nível internacional (Holttinen & Hirvonen, 2005; Matevosyan, Ackermann, & Bolik, 2005; Söder & Ackermann, 2005; Steinberger-Wilckens, 2005), a questão que tem suscitado maior atenção é a da integração de sistemas de produção eólica nas redes existentes e que, na maioria dos países não foi estruturada para integrar fontes de grande variabilidade na produção. A boa articulação das fontes hídrica e eólica é ainda salientada como forma de integrar nas redes de transporte maiores produções de fonte eólica.

Portugal é hoje considerado um bom exemplo de integração de energia eólica no sistema de abastecimento convencional, com uma rede de transporte de eletricidade que foi sendo ajustada para a introdução de fontes de produção renovável tendo, inclusivamente, ajustado o seu plano hidrológico de forma que a adequação das barragens existentes e a construção de novas barragens possa acomodar o crescimento da geração de eletricidade por fontes renováveis com característica de significativa variabilidade.

4. COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS

4.1 Conceito de comunidade energética local

O conceito de comunidade energética local está normalmente associado à geração de eletricidade *in situ* com recurso a fontes de energia renováveis, com o principal objetivo de garantir o consumo de eletricidade dessa comunidade. Será este o sentido da utilização dessa terminologia neste trabalho.

Seguindo a definição conceptual da National Renewable Energy Laboratory - NREL, designa-se por *Renewable Energy Community* a comunidade que, pela utilização de tecnologias e fontes de energia renováveis, consegue alcançar o objetivo de garantir o fornecimento e o consumo de eletricidade e de outras necessidades energéticas dos seus residentes, entregando à rede de distribuição o excesso de produção (Carlisle, Elling & Penney, 2008).

As edificações de uma *Renewable Energy Community* deverão ser energeticamente eficientes e ter consumos mínimos de energia (*near-zero or zero-energy homes, ZEHs*). A comunidade deverá produzir energia por fontes exclusivamente renováveis, privilegiar a mobilidade elétrica ou biocombustíveis e possuir hábitos e práticas de vida sustentáveis.

Esta forma integrada de abordagem, de pensar e de agir coletivamente, partindo do todo para as partes, de interligação entre a componente habitacional e de mobilidade, pretende gerar soluções economicamente melhores do que as da perspetiva individual.

A National Renewable Energy Laboratory – NREL realça, ainda, cinco componentes essenciais para que uma comunidade energética possa ser considerada como *Renewable Energy Community*, a saber:

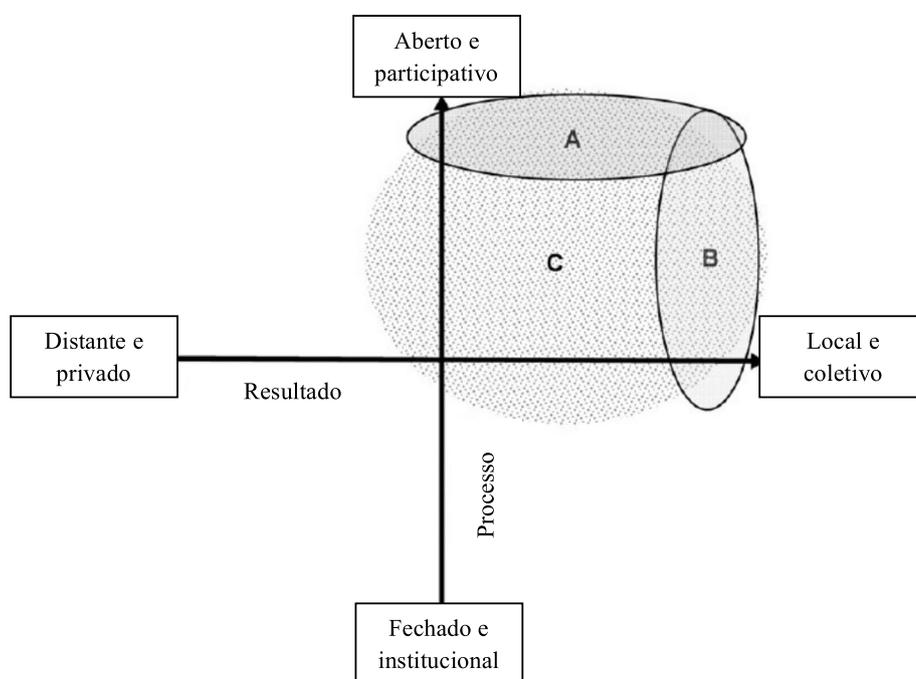
1. Basear-se num projeto sustentável;
2. Utilizar energia solar ou outra fonte renovável ao nível habitacional e/ou em *micro-grid*;
3. Utilizar meios de transporte energeticamente eficientes e tecnologicamente avançados, utilizando combustíveis amigos do ambiente;
4. *Utility Role Expansion – Power Generation and Load Management*;
5. Interligar as componentes anteriores - *Putting it All Together for a Renewable Energy Community*.

Noutra perspetiva, considera-se que à expressão *Renewable Energy Community*, em regra geral, está associado o conceito de propriedade detida de forma comunitária, com produção local de eletricidade e/ou por fonte renovável, em que as tomadas de decisão são assumidas coletivamente, através dos órgãos eleitos e previstos estatutariamente

(Commission for Environmental Cooperation, 2010). Esta perspectiva acentua a importância da componente social associada à constituição destas comunidades.

Walker & Devine-Wright (2008), procurando avaliar a forma como os residentes de uma comunidade se identificam com projetos de geração de eletricidade com origem em fontes renováveis, consideraram duas perspectivas de abordagem a ter em consideração, esquematizadas na Figura 4.1. A primeira perspectiva está associada ao processo propriamente dito, à forma como é desenvolvido o projeto, e que se preocupa, essencialmente, em perceber como é que este é concebido e desenvolvido, quem participa e como, quem está envolvido e tem influência no processo; a segunda perspectiva está mais preocupada com os resultados e a forma como são, geográfica e socialmente, distribuídos.

Figura 4.1 - Comunidade energética por fonte renovável e sua representação gráfica face ao processo de criação e ao resultado obtido



Adaptado da figura 1 do artigo de Walker & Devine-Wright (2008)

Interpretando os resultados das auscultações efetuadas nesse seu estudo, Walker & Devine-Wright (2008) identificaram as três zonas representadas na figura acima:

- A zona **A**, em que predominam “as vontades” que manifestam maior preocupação com a questão processual. Defende-se que o projeto decorra com total abertura e de forma claramente *participativa* para que haja o maior envolvimento possível dos interessados;
- A zona **B** correspondente ao predomínio “das vontades” que manifestam clara preocupação com os resultados a obter, com os benefícios previsíveis e forma como são distribuídos pela comunidade;

- A zona C, representada por uma área graficamente maior, acolhe um vasto leque de combinações possíveis de “pares” processos *versus* resultados. Pode-se afirmar que a zona C identifica os residentes que, quanto à forma como decorre o processo ou como serão tratados e distribuídos os resultados, se preocupam essencialmente em que o projeto “vá para a frente” e que os resultados tragam melhoria para a comunidade face à situação de partida.

Uma conclusão importante é a de que, quanto maior for a *abertura* processual e o envolvimento e *participação* da comunidade, mais positiva será a atitude e melhor a aceitação dos membros da comunidade para com o projeto em questão. Acredita-se que estas comunidades energéticas podem desempenhar um papel relevante na geração de eletricidade de forma *descentralizada*.

Um sistema *centralizado* é o que garante a geração de eletricidade a partir de centrais térmicas, hídricas, parques eólicos e fotovoltaicos, geograficamente localizados em diferentes locais do território, cujas produções acessíveis a partir da rede de transporte de eletricidade, em média, alta e muito alta tensão, chegam às redes de distribuição e, a partir destas, garantem o consumo em cada instante.

Em contrapartida, um sistema *descentralizado* de geração de eletricidade apenas pretende dar resposta ao consumo para o qual foi dimensionado. Um sistema *descentralizado* de geração de eletricidade deverá ser estruturado de forma que possa ter um grau de autonomia relativamente ao sistema *centralizado*, apesar de manter a sua ligação a este último.

Dessa forma, se o consumo for, em dado instante, superior à produção no modelo *descentralizado*, o sistema *centralizado* pode garantir o fornecimento em falta e, caso haja quebra de fornecimento do sistema *centralizado*, o sistema *descentralizado* pode ajudar a minimizar o efeito dessa quebra geral no fornecimento.

Os sistemas *descentralizados* são normalmente caracterizados pela proximidade entre os locais de produção/geração de energia elétrica e o local de consumo, sendo relativamente independentes do sistema *centralizado* (Bouffard & Kirschen, 2008).

O interesse no desenvolvimento de sistemas *descentralizados* de fornecimento de energia (também designados por sistemas de produção ou de *geração descentralizada*) tem sido crescente, especialmente no caso da energia elétrica. Contudo, não é desejável que haja uma evolução “desequilibrada” para sistemas totalmente descentralizados, mas sim que estes possam ser articulados com o sistema *centralizado*, constituindo assim uma solução global.

Esta complementaridade de sistemas de produção/geração *descentralizada* com os sistemas *centralizados* deverá ser suficientemente *flexível* para poder compatibilizar diferentes tecnologias e fontes de geração de eletricidade, o que, por sua vez, levanta novos desafios na concepção e na construção de novas redes elétricas que permitam conciliar os diversos sistemas de produção/geração de eletricidade (Bouffard & Kirschen, 2008).

Várias são as designações utilizadas para caracterizar estes sistemas. Ackermann *et al.* (2001) destaca as designações *embedded generation*, *dispersed generation* como sendo mais comuns nos países de língua inglesa e na América do Norte, sendo *decentralized generation* a designação mais utilizada pelos países europeus e asiáticos.

Tendo em consideração a variedade de definições existente na literatura sobre a matéria, Ackermann *et al.* (2001) propõem que sejam tidos em consideração um conjunto de pressupostos, que aqui transcrevemos, com uma tradução considerada mais adequada, tentando resumir o que se considera de mais relevante:

- A. **Finalidade**, *the purpose* – “*The purpose of distributed generation is to provide a source of active electric power (A1 definition)*”. De acordo com a definição dada, pretende-se essencialmente fornecer energia ativa produzida, não sendo essencial o fornecimento de energia reativa.
- B. **Localização**, *the location* – “*The location of distributed generation is defined as the installation and operation of electric power generation units connected directly to the distribution network or connected to the network on the customer site of the meter (B1 definition)*”. De acordo com esta definição, a localização de um sistema de produção descentralizado é constituído pela unidade instalada e ligada diretamente à rede de distribuição ou ao contador do produtor.

Em alternativa, Ackermann *et al.* (2001) sugerem outra definição, “*In the context of competitive electricity market regulations, only the legal definition for transmission and distribution systems provides a clear distinction between the two systems (B2 definition)*”, em que a distinção entre sistemas de transmissão e de distribuição deverá ser feita através do enquadramento legal da produção descentralizada, no âmbito da regulação de funcionamento do mercado de produção, transporte, distribuição e venda de eletricidade.

- C. **Potência instalada**, *the rating of distributed generation* – Os autores, propõem a distinção nas seguintes categorias: *micro* de 1 W a < 5kW; *small* de 5kW a < 5 MW; *medium* de 5MW a >50 MW e *large* de 50 MW a < ~ 300 MW.
- D. **Área de fornecimento**, *the power delivery area* – Não é considerado um ponto relevante, uma vez que se o sistema está ligado à rede geral, pode colocar na rede excedentes de produção, quando não há consumo.
- E. **Tecnologia** utilizada, *the technology* – Os autores abordam diferentes tecnologias utilizadas na produção descentralizada, desde energias fósseis a renováveis, considerando também intervalos de potência instalada por módulo em cada caso. Na Tabela 4.1 extraem-se da tabela original as tecnologias consideradas mais relevantes no âmbito deste trabalho.

São propostas três categorias, que agregam as tecnologias da Tabela 4.1, bem como as restantes referidas pelos autores:

- As tecnologias que utilizam fontes renováveis, *renewable distributed generation*;
- As tecnologias modulares, *modular distributed generation*, pela independência de funcionamento de cada módulo instalado;
- As que combinam produção de calor e de eletricidade, *combined production of heat and electricity-CHP distributed generation*.

Tabela 4.1 - Tecnologias usadas na produção descentralizada e potência instalada/módulo

Tecnologias	Gama de potências instaladas por módulo
Turbinas a gás de ciclo combinado	35 a 400 MW
Motores de combustão interna	5kW a 10 MW
Micro turbinas	35 kW a 1 MW
<i>Fontes renováveis</i>	
Mini hídricas	1 a 100 MW
Micro hídricas	25kW a 1 MW
Aerogeradores	200 W a 3 MW
Painéis fotovoltaicos	20 W a 100 kW
Concentração solar	1 a 10 MW
Biomassa	100kW a 20 MW
Células de combustível	200kW a 5 MW
Energia geotérmica	5 a 100 MW
Energia das ondas	100 kW a 1 MW
Motor stirling	2 a 10 kW
Baterias de armazenamento	500 kW a 5 MW

Extrato e adaptação da Tabela 1 de Ackermann *et al.* (2001)

O **impacto ambiental**, *the environmental impact* – Na Tabela 4.2 apresentam-se os valores de emissões dos diferentes gases que mais contribuem para o efeito de estufa, apesar de os autores considerarem que as fontes e tecnologias referidas, à escala da produção descentralizada, apresentam emissões reduzidas.

Tabela 4.2 - Fontes de energia e tecnologias usadas na produção descentralizada e valores de emissões

Tecnologias	SO ₂	NO _x	CO ₂	CO ₂ e CO ₂ eq
Carvão (pit)	630-1370	630-1560	830-920	1240
Nuclear	-	-	-	28-54
Gás (CCGT)	45-140	650-810	370-420	450
Grande hídrica	18-21	34-40	7-8	5
Fontes renováveis (DG)				
Mini hídricas	24-29	46-56	10-12	2
Micro hídricas	38-46	71-86	16-20	-
Aerogeradores				
4,5 [m/s]	18-32	26-43	19-34	-
5,5 [m/s]	13-20	18-27	13-22	-
6,5 [m/s]	10-16	14-22	10-17	11
Painéis fotovoltaicos				
Monocristalinos	230-295	270-340	200-260	-
Policristalinos	260-330	250-310	190-250	228
Energia geotérmica	-	-	-	50-70

Extrato e adaptação da Tabela 2 de Ackermann *et al.* (2001)

G. Modo de funcionamento, *the mode of operation*.

H. Propriedade/titularidade, *the ownership*.

I. Grau de penetração dos sistemas descentralizados, *“the penetration of distributed generation”* – Até onde se pretende levar a produção descentralizada. Se o entendimento é o de articulação com o sistema centralizado ou se, pelo contrário, se admite que a produção descentralizada poderá substituir grande parte da produção do sistema centralizado.

Tal como Ackermann *et al.* (2001), El-Khattam & Salama (2004) classificam os sistemas de produção descentralizada, subdividindo em sistemas de *geração convencionais*, tais como as pequenas centrais a gás natural (ciclo simples, com recuperação e ciclo combinado) e *não convencionais*, como sistemas eletroquímicos de geração, de que são exemplo as células de combustível; sistemas de energias renováveis, como a energia eólica e a fotovoltaica, e finalmente os sistemas de armazenagem com baterias.

Neste estudo são realçadas algumas vantagens, das quais se destacam entre outras:

- a) a possibilidade de garantirem aumentos localizados de capacidade de produção, dando resposta a maiores cargas locais de consumo;
- b) a modularidade das instalações, permitindo acrescentar novos módulos;
- c) a flexibilidade associada à sua fácil instalação e localização, o que conduz a um efeito positivo sobre o preço de venda, refletindo-se beneficemente nos consumidores.

Pepermans *et al.* (2005), recordam que a evolução nos sistemas de fornecimento de energia teve a sua origem em sistemas *descentralizados*. Que as centrais de produção, inicialmente, apenas garantiam o fornecimento de energia a pequenas distâncias do

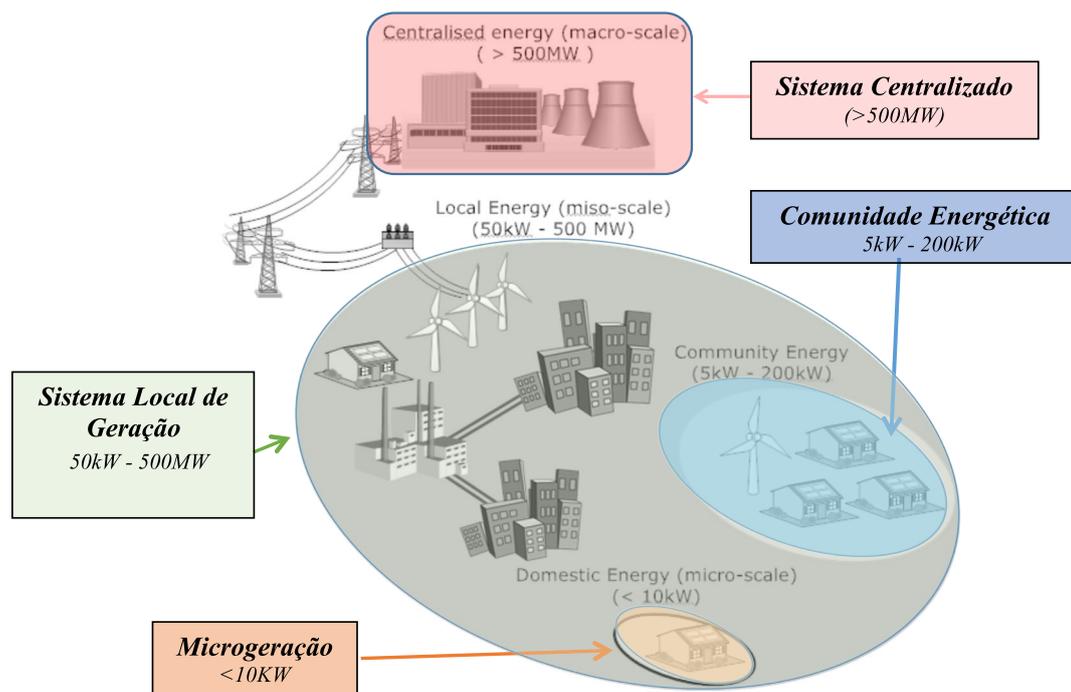
local de produção, por corrente contínua de baixa voltagem e, dada a limitação da capacidade de produção destes sistemas face ao consumo, a utilização de baterias era então essencial para colmatar eventuais falhas na produção.

Na linha de Ackermann *et al.* (2001), Pepermans *et al.* (2005) abordam as diferentes tecnologias aplicadas em sistemas *descentralizados* de geração de eletricidade e as suas principais características, potencialidades e benefícios, bem como custos e obstáculos.

Kelly & Pollitt (2011) classificam os sistemas de produção *descentralizada*, ou *geração distribuída* de eletricidade (DG), em três níveis ou dimensões, esquematizados na Figura 4.2, conjuntamente com a representação do sistema *centralizado*:

- *Microgeração (micro-scale)* – a geração de eletricidade que ocorre ao nível residencial, com recurso, normalmente, a painéis fotovoltaicos e/ou micro geradores eólicos;
- *Comunidades energéticas* – sistemas urbanos locais, organizados por exemplo em *cooperativas*, com a instalação de sistemas de produção, em geral inferiores a 200 kW de potência;
- *Sistemas locais de geração de eletricidade (meso-scale)*, geralmente dependentes dos órgãos do poder local ou regional. Estes sistemas têm normalmente capacidade para abastecer uma pequena/média cidade ou um município, podendo inclusivamente desenvolver economias de escala idênticas aos sistemas *centralizados (macro-scale)*, pela ligação em rede com outros sistemas locais vizinhos.

Figura 4.2 - Representação esquemática de sistemas centralizados e dos níveis de produção descentralizada



Adaptado de Kelly & Pollitt (2011)

Dos três níveis representados na Figura 4.2, é no das *comunidades energéticas* que se integra o modelo desenvolvido no âmbito deste trabalho, razão pela qual se considera oportuno aprofundar o tema, realçando algum do conhecimento existente quanto às principais razões de carácter individual e coletivo que, com base em estudos efetuados por vários autores, podem motivar a sua constituição.

Dóci & Vasileiadou (2015) revelam-se convictos de que a evolução de um sistema centralizado, baseado em fontes de energia fóssil, para um sistema mais sustentável, produzindo eletricidade e/ou calor a partir de fontes de energia renovável, só é possível de concretizar se houver um empenhamento dos investidores e dos produtores, suportado no conhecimento das potencialidades destes sistemas, do qual as autoridades locais não se podem mostrar alheias.

Consideram estes autores poder ser futuramente promissor o desenvolvimento de sistemas descentralizados baseados em *comunidades energéticas* que envolvam residentes cuja proximidade e vizinhança possa motivar o investimento conjunto em equipamentos e instalações para geração de eletricidade e/ou calor por fontes renováveis, que se destinem essencialmente ao consumo da coletividade.

Estes sistemas constituem as designadas *Renewable Energy Communities (REC)*, sendo dados como exemplos a existência de mais de 700 cooperativas de energias renováveis na Alemanha e entre 150 a 300 comunidades do género na Holanda, constituídas até 2012.

Dóci & Vasileiadou (2015) analisam no seu estudo três razões fundamentais que podem motivar os residentes de comunidades de diferentes regiões/países a constituir *REC*: em primeiro lugar, motivações comportamentais de cariz hedónico, visando o bem-estar; em segundo lugar as motivações associadas à boa gestão na utilização de recursos; e, em terceiro lugar, as designadas motivações normativas associadas aos bons procedimentos e às atitudes comportamentais corretas.

Através da análise dos resultados de entrevistas efetuadas a residentes, empresas, municípios, entre outras, em duas comunidades na Holanda e duas na Alemanha, que investiram e constituíram *REC*, os autores realçam as seguintes conclusões:

- As principais motivações que encontraram estão associadas à boa gestão de recursos, seguidas das motivações normativas, sendo as de cariz hedónico as menos relevantes.
- Nas motivações relativas à boa gestão de recursos, sobressaem as dos ganhos com a redução de custos de energia, seguidas de motivações associadas à obtenção de receitas pela venda de energia, principalmente em comunidades inseridas em sistemas tarifários incentivadores da venda de energia produzida em excesso. Em terceiro lugar, registam-se as que visam a redução de custos de transporte e de distribuição, bem como dos riscos que lhe estão associados.

- Relativamente às motivações de cariz normativo, realçam-se as de proteção ambiental, de apoio ao desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas com as energias renováveis e as de defesa dos direitos das gerações futuras.
- As principais motivações de cariz hedónico encontradas têm a ver com a vontade de melhorar o nível de relacionamento intracomunitário e no conseqüente estreitamento das relações sociais.
- Foram também considerados importantes na motivação das comunidades, o incentivo (ou a falta deste) das autoridades locais; a existência de uma política nacional de subsídios ao investimento e/ou de tarifas que motivem as comunidades pela possibilidade de gerarem receitas na geração de eletricidade e/ou calor; bem como o acompanhamento e apoio de técnicos e de investigadores de instituições de ensino, tais como universidades, nas diferentes fases de constituição de REC.
- Foi também constatado pelos autores do estudo, que as quatro comunidades estudadas apresentavam como característica comum dos seus residentes um forte enraizamento de consciência comunitária, alicerçada através de experiências anteriores de trabalho/investimento comunitário bem sucedidas.

Ruggiero *et al.* (2014) estudaram a influência da atuação dos diversos *stakeholders* aos níveis *macro*, *inter* e *intracomunitário* no desenvolvimento de uma REC, identificando-se com a abordagem feita por Walker & Devine-Wright (2008).

Para o estudo em questão, Ruggiero *et al.* (2014) analisaram os resultados de entrevistas realizadas em 41 REC: Escócia (24), Alemanha (6), Finlândia (5), Irlanda do Norte (2), Suécia (2), Irlanda (1) e Noruega (1).

Na Tabela 4.3, por adaptação da informação original, enumeram-se as REC por fonte de energia e tipo de organização.

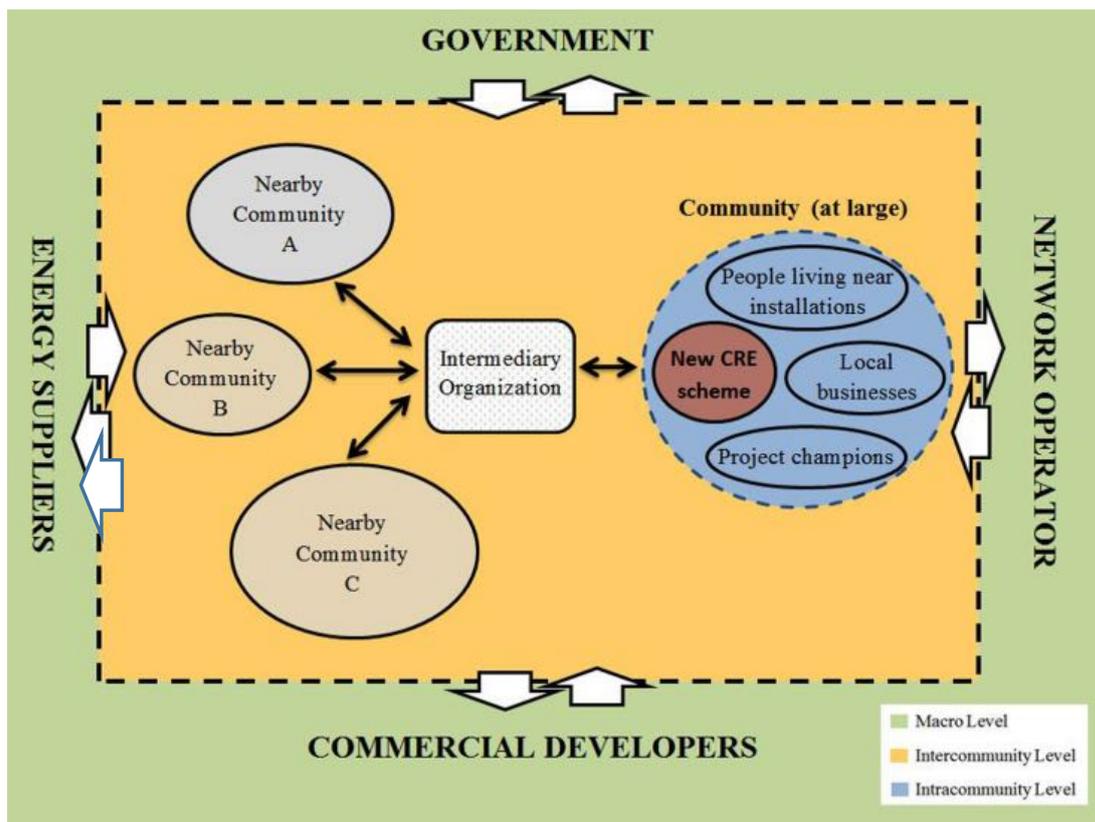
Tabela 4.3 - Fontes de energia renovável e formas de organização das CRE

Fonte de Energia / Tecnologia	Número	Tipo de organização	Número
Energia eólica	20	Empresa (<i>customer-owned company</i>)	1
		Parceria (<i>partnership with a developer</i>)	4
		Associação s/ fins lucrativos (<i>social enterprise</i>)	13
		Cooperativa (<i>cooperative</i>)	2
Biomassa	11	Cooperativa (<i>cooperative</i>)	8
		Associação s/ fins lucrativos (<i>social enterprise</i>)	3
Sistema híbrido	6	Cooperativa (<i>cooperative</i>)	1
		Associação s/ fins lucrativos (<i>social enterprise</i>)	5
Hídrica	3	Associação s/ fins lucrativos (<i>social enterprise</i>)	3
Solar	1	Cooperativa (<i>cooperative</i>)	1

Adaptado da Tabela 2 do estudo de Ruggiero *et al.* (2014)

Na Figura 4.3 representa-se esquematicamente, na perspetiva dos autores, a influência dos diferentes *stakeholders* nos níveis *macro*, *intercomunitário* e *intra-comunitário*. As linhas a tracejado representam “fronteiras difusas”, ou seja, não existem claras limitações que impeçam, por exemplo, a influência, ao nível intercomunitário, de atuações governamentais tomadas ao nível macro.

Figura 4.3 - *Stakeholders* e sua influência na constituição das CRE



Fonte: Figura 1 de Ruggiero *et al.* (2014)

Além dos níveis de influência em que se situam os principais *stakeholders*, e a partir dos quais atuam, podendo as suas ações exercer influência até aos outros níveis, interessa qualificar essa influência bem como as possíveis consequências.

Na Tabela 4.4 pretende-se resumir as conclusões de Ruggiero *et al.* (2014):

Tabela 4.4 - Stakeholders, níveis de atuação, tipo de influência e qualidade dos resultados

Nível	Stakeholder	Progresso ou decurso (Process)	Resultado (Outcome)		
		Apoiante (Supportive)	Obstrutivo (Hindering)	Beneficiário (Beneficiary)	Lesado (Harmed)
Macro	Poder executivo (Government)	Financiamento e Sistema tarifário de compra de energia	Restrições ao financiamento Alterações legislativas	Aumento da produção por fontes renováveis	
	Fornecedor(es) de energia (Energy supplier)	Preço de energia elevado			Perda de quota de mercado
	Operador do sistema de rede (Network operator)	Infraestrutura da rede insuficiente (efeito indireto)	Atraso na ligação à rede	Taxa de ligação	Aumento da instabilidade na rede
Intercomunitário	Comunidades vizinhas (Nearby communities)	Partilha do conhecimento e da experiência adquirida		Partilha do conhecimento e da experiência adquirida	
	Organizações intermédias (Intermediary organizations)	Serviços de assessoria			
Intracomunitário	Comunidade local (Local community)	Disponibilização de recursos; Direitos de propriedade comunitária; Atitude proactiva	Ceticismo; Falta de confiança	Desenvolvimento económico; Identidade; Sustentabilidade; Startup potencial	Divisão da comunidade com eventual quebra de coesão existente
	Pequenas empresas locais (Local business)	Novas oportunidades de negócio	Atitude de oposição	Receitas das novas oportunidades de negócio	Competitividade
	Residentes na proximidade das instalações (People living near installations)		Atitude de oposição		Ruído; Desvalorização da propriedade
	Líderes e dinamizadores locais (Local champions)	Novas aptidões e competências; Valorização pessoal	Falta de aptidões e competências	Conhecimento e aprendizagem; Remuneração pela gestão	

Fonte: Adaptado da Tabela 3 do estudo de Ruggiero *et al.* (2014)

Com o incentivo do governo australiano, Hicks *et al.* (2014) efetuaram um trabalho que se constitui como um guia de apoio à criação de comunidades de energias renováveis, dada a procura que na Austrália se tem verificado, pela instalação destes sistemas descentralizados de geração de eletricidade e calor.

Hicks *et al.* (2014) caracterizam os projetos que envolvem comunidades na geração de eletricidade e calor, por fontes renováveis, como assentando em quatro princípios fundamentais, intitulados “**4D’s** – *Decarbonising (...energy supply by using renewable energy or other low carbon-dioxide emitting technologies...)*, *Decentralising (...energy supply by distributing electricity production...)*, *Democratising (... energy governance through community ownership and participation)*, *Demonstrating (the effectiveness of renewable energy and community ownership models)*”.

Os autores designam estes projetos como *Community Owned Renewable Energy - CORE*, os quais podem variar de modelo organizativo e de escala do projeto em função da comunidade aderente e da(s) tecnologia(s) utilizada(s). São dados vários exemplos de projetos *CORE*, considerando-se pertinente transcrever alguns para este trabalho:

Middelgrunden Wind Farm – parque eólico *offshore* de 20 MW de potência instalada, estruturado numa *joint venture* entre o município de Copenhaga e uma cooperativa formada por 8,500 membros, maioritariamente residentes na capital dinamarquesa;

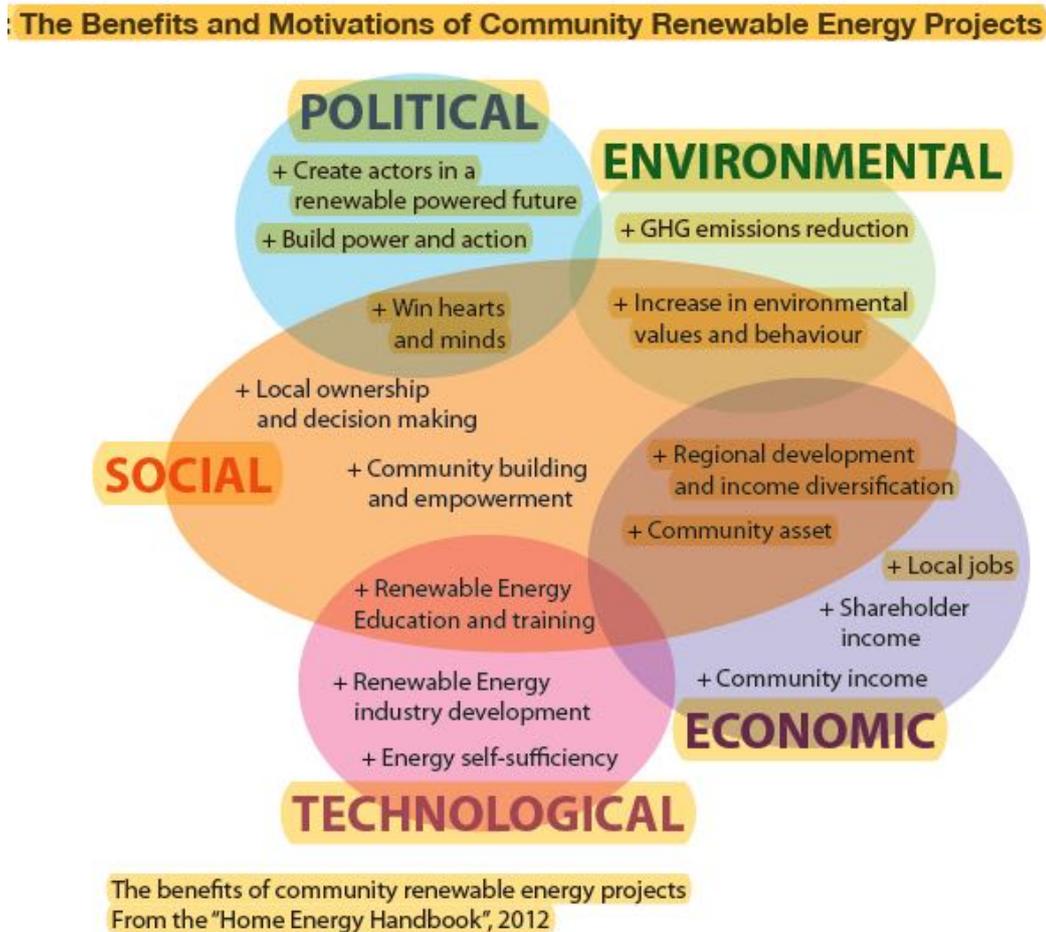
Ellensburg Community Solar – instalação solar fotovoltaica de 58 kW de potência (em ampliação), no estado de Washington, em parceria entre um município, uma universidade local e uma associação local de defesa do ambiente. Os residentes locais investidores no projeto deduzem no consumo o correspondente à sua quota-parte.

Jühnde Bioenergy Village - instalação de biomassa, na Alemanha, utilizando biogás obtido a partir de um biodigestor anaeróbico para produção de calor (700kW) e de eletricidade (700 kW), fornecendo energia para garantir 90% do consumo da localidade de *Jühnde*.

Hepburn Community Wind Farm – parque eólico de 4,2 MW, na Austrália, maioritariamente detido por uma cooperativa de residentes e que contribui anualmente com 30.000 dólares australianos para um fundo local (*Community Sustainability Fund*). Este caso será abordado mais detalhadamente no ponto 4.2.

Hicks *et al.* (2014), citando o *Home Energy Handbook*, Sheperd *et al.* (2012), consideram as motivações para a constituição das *CORE* e os benefícios daí resultantes, integrados em cinco grandes áreas temáticas: *Social*, *Ambiental*, *Tecnológica*, *Política* e *Económica*.

A Figura 4.4 representa as motivações/benefícios integrados nas áreas temáticas em questão, julgando-se legítima a interpretação de que motivações de ordem *Social* (criação da comunidade, capacitação e poder de decisão ao nível da comunidade), *Sócio Ambientais* (maior e melhor consciência dos valores e comportamentos em defesa do ambiente), *Sócio Económicos* (desenvolvimento local, diversificação de receitas e aumento das receitas para a comunidade), de carácter *Social* e *Tecnológico* (formação técnica em energias renováveis e estágios profissionais) e *Sócio Políticas* (mudança de mentalidades), podem originar benefícios de ordem *Ambiental* (redução de emissões de gases que provocam o efeito de estufa), *Tecnológica* (autossuficiência energética, desenvolvimento tecnológico em equipamentos para energias não renováveis), *Económica* (criação de emprego local, aumento das receitas da comunidade como acionista) e *Política* (surgimento de novos atores atuantes num futuro de energias limpas, criação de novas áreas de atuação do poder local).

Figura 4.4 - Grandes áreas de benefícios e de motivações resultantes das *Community Owned Renewable Energy*

Fonte: Hicks *et al.* (2014)

Em vários países existem manuais de apoio à criação de comunidades energéticas, elaborados por comunidades e associações, pretendendo-se aqui referenciar apenas alguns apoiados pelos respetivos organismos oficiais, entre os quais, segundo Hicks *et al.* (2014), se destacam:

- **Embark Wiki - Australia**¹ - Trata-se de uma página eletrónica em que é permitida a colaboração e troca de comunicação, pretendendo apoiar a constituição de novas comunidades CORE, partilhando informação e práticas de experiências existentes - *"The Embark wiki is an online best-practice toolkit, offering information and advice on a wide range of community-owned renewable energy issues. A wiki is a website that allows simple collaboration of information. It lets users add, edit, comment on and track information on the site..."*
- **Guide to Developing a Community Renewable Energy Project in North America - US, Canada and Mexico**² – Manual de apoio ao desenvolvimento de projetos comunitários de energias renováveis na América do Norte.

¹ www.embark.com.au/

² www.cec.org

- **Community Renewable Energy Toolkit 2011 - UK - Scotland³**

- Manual produzido na Escócia, pela Community Energy Scotland a pedido do governo, visando apoiar comunidades a implementar boas práticas no uso eficiente da energia e a desenvolver projetos de energias renováveis - *“This comprehensive toolkit has been produced by Community Energy Scotland for the Scottish Government and Energy Saving Trust to help community groups to develop renewable energy projects and pursue energy efficiency activities...”*

- **Guide to Community Energy - UK⁴** – A página eletrónica do Departamento de Energia e Alterações Climáticas do Reino Unido disponibiliza uma manual de apoio para grupos locais de cidadãos interessados em desenvolver projetos de energias renováveis de âmbito comunitário. - *“The Department of Energy & Climate Change website offers a guide for local groups who are interested in setting up a community energy project. ...”*

Hicks *et al.* (2014), para além dos dados mencionados anteriormente, fornecem uma lista exaustiva de páginas eletrónicas de associações internacionais que integram comunidades energéticas locais em diferentes países, considerando-se pertinente, neste trabalho, identificar algumas dessas comunidades:

- Project of the Community Power Agency - Australia⁵
- Scotland’s Community Energy Database – UK ⁶
- Energy4All - UK ⁷
- Community Energy Partnerships Program - Canada and around the world⁸
- Case studies of community energy in Germany – Germany⁹
- Middelgrunden Wind Turbine Cooperative - Denmark¹⁰

4.2 A energia eólica nas comunidades energéticas

Pode-se afirmar que a maioria das comunidades de energias renováveis existentes nos países europeus, Estados Unidos, Canadá, e Austrália, usam a energia eólica como principal fonte de energia para geração de eletricidade. Recorrendo inclusivamente à

³ www.scotland.gov.uk/

⁴ www.gov.uk/community-energy

⁵ www.cpagency.org.au

⁶ www.communityenergyscotland.org.uk/projects.asp

⁷ www.energy4all.co.uk/projects.asp

⁸ www.communityenergyprogram.ca/Resources/ResourcesCommunityPower.aspx

⁹ www.forumforthefuture.org/project/discover-community-energy/more/germany-community-energy-tour_

¹⁰ www.middelgrunden.dk/middelgrunden/?q=en

consulta de páginas eletrônicas mencionadas anteriormente, poder-se-á constatar essa realidade.

Apresentam-se em seguida alguns casos de comunidades energéticas que têm a energia eólica como única ou principal fonte de geração de eletricidade, procurando-se diversificar a sua localização geográfica, aumentando assim a sua representatividade:

Caso 1 – Feldheim¹¹ – Comunidade rural com 145 residentes situada nas planícies de Brandenburg, próximo de Berlim.

A aldeia decidiu tornar-se energeticamente autossuficiente em termos de produção de calor e de eletricidade, tendo constituído uma cooperativa, com base numa quota de 3.000€ por habitação, para instalação de uma central de biogás a partir de pocilgas. A central de biogás garante o aquecimento das habitações e 10 % do consumo de eletricidade. O restante consumo de eletricidade é garantido a partir de uma empresa local, produtora e comercializadora de eletricidade a partir de um parque eólico com 43 aerogeradores (Figura 4.5).

Os habitantes da aldeia de Feldheim estabeleceram contratos com esta empresa local, com tarifa fixa durante 15 anos, atualmente já mais baixa que a tarifa do comercializador nacional.

Figura 4.5 - Feldheim



Feldheim solar PV tracking mounting systems factory

Fonte: www.forumforthefuture.org/project/discover-community-energy/

¹¹ www.forumforthefuture.org/project/discover-community-energy/more/germany-community-energy-tour

Cerca de um terço dos residentes na aldeia de Feldheim trabalham no parque eólico atrás referido ou numa empresa local de fabrico e montagem de painéis fotovoltaicos.

Caso 2 - *Horshader Community Development 900kW Wind Turbine*¹²– Horshader Community Development Trust(HCDT) é uma empresa de desenvolvimento comunitária envolvendo as aldeias de South Shawbost, Dalbeg e Dalmore na Isle of Lewis na Escócia.

Figura 4.6 - Horshader Community Development, Scotland



Fonte: www.communityenergyscotland.org.uk/case-studies.asp

A HCDT foi constituída em dezembro de 2004, na sequência de uma proposta feita por um investidor privado interessado em instalar um parque eólico nos terrenos da comunidade. A proposta foi rejeitada uma vez que a renda proposta era demasiado baixa não trazendo qualquer benefício para a comunidade. Foi decidido, em contrapartida, avançar com um projeto semelhante, que servisse exclusivamente os interesses das coletividades atrás referidas.

A *Horshader Community* optou por instalar uma turbina eólica Enercon E44, com 900kW de potência, tendo feito esta opção por considerar ser capaz de operar num maior intervalo de velocidades do vento do que outras turbinas com a mesma potência; possibilidade de celebrar um contrato de manutenção com mão-de-obra local formada para o efeito; disponibilidade da marca em efetuar uma monitorização frequente do es-

¹² www.communityenergyscotland.org.uk/case-studies.asp

tado de operacionalidade da turbina, podendo assim reativar o seu funcionamento quando tal se tornasse necessário; e por último, melhor conhecimento da marca.

A comunidade pretende utilizar a produção da turbina para colmatar as debilidades do sistema existente e financiar projetos de transportes comunitários. Numa auscultação feita aos seus residentes, foram feitas propostas de utilização das receitas no sentido de melhorar o comércio local, da recuperação do edifício em que se encontra instalado o museu e de um parque infantil de diversões, entre outros – *“The group hopes to use the income from the turbine to tackle local fuel poverty and to fund community transport projects initially.”*

O objetivo da *Horshader Community* é o de assegurar à comunidade uma fonte de rendimento que esta possa gerir. Subsequentemente, a criação de capital social numa área rural remota e a maior capacitação da comunidade dando-lhe voz e envolvendo-a nos processos de decisão, permitir-lhes-á estar permanentemente envolvida nas decisões da gestão corrente. Trata-se de um bom exemplo de um modelo de decisão participativo, *de baixo para cima*, o que permite aos residentes das três aldeias melhorar a sua relação de base comunitária tendo em consideração a sua realidade. Para além de gerar fundos para a comunidade, o projeto de instalação do aerogerador em causa veio também dar um forte contributo para a autoestima dos seus residentes – *“This is a perfect example of a bottom-up decision-making process, allowing a group of three villages to improve their community based on their local circumstances rather than on urban policies. As well as creating funds for use by the community, the turbine project has also greatly increased the community’s confidence”*.

Caso 3 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited¹³ – *Westmill Co-op* foi constituída em 2004 com a finalidade de instalar uma *community-owned wind farm* em Oxfordshire.

A cooperativa garantiu o financiamento da aquisição e instalação de 5 turbinas eólicas, através de uma campanha de angariação de fundos e de um empréstimo bancário. Para além da aquisição e instalação, ficou também a seu cargo a gestão do funcionamento das turbinas, durante os 25 anos previstos de operacionalidade do equipamento.

O parque eólico iniciou a produção em fevereiro de 2008. *Westmill* é o primeiro parque eólico instalado de acordo com o esquema comunitário CORE (*community-owned energy renewable*), com uma geração de eletricidade superior ao consumo de 2.500 habitações, livre de poluição e de emissões de dióxido de carbono.

¹³ http://www.westmill.coop/westmill_windfarm.asp?ID=WST1

Figura 4.7 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited



Turbines Siemens Bonus 1.3MW, Hub Height 49m, Rotor diameter 60m; Blade length: 31m

Fonte: Westmill Wind Farm Co-operative Limited

O parque eólico é constituído por 5 aerogeradores, alinhados ao longo da pista de um antigo aeródromo, nas proximidades de Watchfield, South Oxfordshire. Westmill Windfarm Co-op tem 2.374 membros.

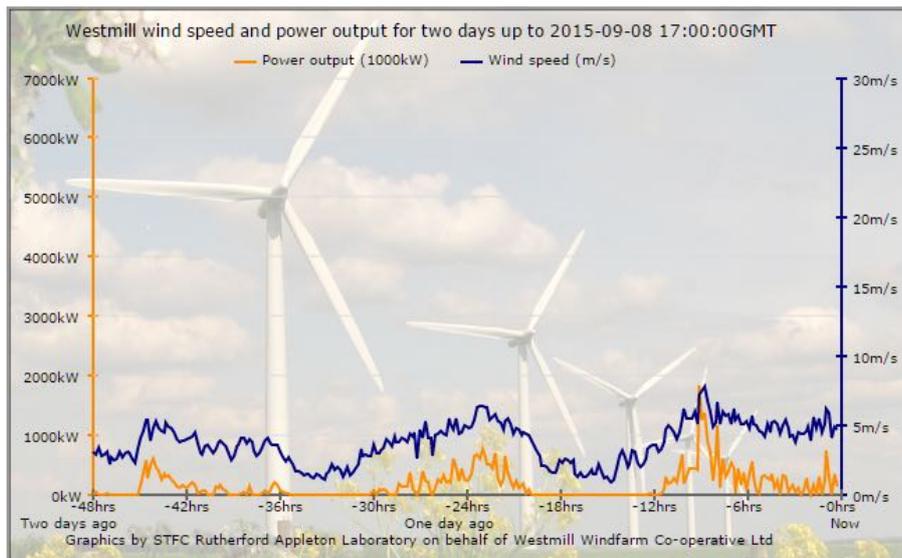
Figura 4.8 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited



Fonte: Westmill Wind Farm Co-operative Limited

No Gráfico 4.1 está representado o *output* gráfico diário da produção dos 5 aerogeradores, disponibilizado online.

Gráfico 4.1 - Westmill Wind Speed and Power Output Graph



Fonte: Westmill Wind Farm Co-operative Limited

Em 2012 foi lançada uma segunda cooperativa, a Westmill Solar Cooperative, a qual pretende investir 16 milhões de libras no que se julga ser o maior parque solar fotovoltaico detido por uma comunidade.

Caso 4 - Energy4all Limited Community Ownership¹⁴ – A comunidade Energy4All constitui-se em 2002 com o objetivo de expandir o conceito de *community ethical ownership of renewable energy*. Com 15 projetos em curso, 10.000 membros e 30 milhões de libras angariados.

A Figura 4.9 mostra a localização geográfica das comunidades existentes nas Ilhas Britânicas associadas na *Energy4All*:

Figura 4.9 - Energy4all Limited Community Ownership, Grã-Bretanha



Fonte: Energy4all Limited Community Ownership

¹⁴ <http://energy4all.co.uk/interactive-map/>

5. AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE PRODUÇÃO EÓLICA DE ELETRICIDADE

5.1 Técnicas de avaliação de projetos de investimento

Várias técnicas são utilizadas na avaliação de projetos de investimento, algumas das quais incidem apenas sobre matérias sectoriais como é o caso do Ambiente. Far-se-á seguidamente uma breve descrição de algumas das técnicas consideradas como alternativa e/ou complemento da Análise de Custo-Benefício (ACB), por vezes utilizadas em conjunto em projetos de grande envergadura ou escala.

Com base no guia de procedimentos do Asian Development Bank (2013), salientamos as seguintes técnicas de análise e avaliação de projetos e/ou programas de investimento, bem como algumas referências bibliográficas sobre cada tema:

- Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) – *Strategic Environmental Assessment (SEA)*;
- Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) – *Environmental Impact Assessment (EIA)*;
- Análise do Ciclo de Vida (ACV) – *Life Cycle Analysis (LCA)*.

5.1.1 Avaliação ambiental estratégica

Partidário (2007, p. 9) define a AAE como “...um instrumento de avaliação de impactos de natureza estratégica cujo objetivo é facilitar a integração ambiental e a avaliação de oportunidades e riscos de estratégias de ação no quadro de um desenvolvimento sustentável...”

De acordo com o *Strategic Environmental Assessment Better Practice Guide* (Partidário, 2012, p. 12), a AAE visa alcançar três objetivos concretos:

1. “Facilitar a integração das questões de ambiente e da sustentabilidade (incluindo os aspetos biofísicos, sociais, institucionais e económicos), estabelecendo condições favoráveis para acomodar novas propostas de desenvolvimento;
2. Valorizar o processo de decisão, discutindo as oportunidades e os riscos das diferentes opções, transformando os problemas em oportunidades;
3. Mudar mentalidades e criar uma cultura de estratégia no processo de tomada de decisão, privilegiando a cooperação institucional e o diálogo, minimizando conflitos”.

Da Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve, transcreve-se sobre o tema que “A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)... Assegura uma visão estratégica e uma perspetiva alargada em relação às questões ambientais através da inte-

gração global das considerações biofísicas, económicas, sociais e políticas relevantes que possam estar em causa, num quadro de sustentabilidade... constitui um processo contínuo e sistemático...de avaliação da qualidade ambiental de visões alternativas e de perspetivas de desenvolvimento incorporadas num planeamento ou numa programação que vão servir de enquadramento a futuros projetos.”¹⁵

Para o Instituto de Conservação da Natureza, “A AAE é, um dos instrumentos do novo paradigma do ordenamento do território e da economia verde (um dos principais temas da Conferência Mundial Rio+20 realizada no Rio de Janeiro, em junho de 2012), conjugando a participação ativa do público com a abordagem estratégica e uma avaliação antecipada dos impactos do desenvolvimento sob o ponto de vista ambiental, económico, social e cultural, funcionando como uma ferramenta chave de apoio à decisão a par de um processo de planeamento.”¹⁶

A Comissão Europeia considera que os planos e/ou programas de desenvolvimento locais e/ou regionais, enquadrados por um estudo prévio de *avaliação ambiental estratégica*, beneficiam, desde a sua preparação, da existência de uma estratégia que visa integrar as questões relativas às *alterações climáticas* com as da *biodiversidade* (European Commission - Environment, 2013b). Considera ainda que, para que essa integração se efetue, a partir da fase inicial de desenvolvimento dos planos e/ou programas em que existem opções e alternativas em aberto para as tomadas de decisão, é pressuposto que:

1) Relativamente às medidas para prevenir as alterações climáticas, estas possam incluir:

- A perceção do potencial de emissões GHG (*greenhouse gas*) que podem resultar da implementação dos planos e/ou programas de desenvolvimento, bem como das possíveis medidas ou ações que impeçam ou reduzam essas emissões;
- A elaboração de planos e mapas de risco de ocorrência de cheias para os diferentes contextos de uso dos solos;
- A exploração da eventual existência de conflitos e de sinergias entre as possíveis medidas de mitigação e de adaptação às alterações climáticas, que possam evitar problemas de inadaptação (*maladaptation*).

2) Relativamente a medidas que garantam a biodiversidade, estas possam:

- Permitir a avaliação do seu contexto espacial (sempre que possível realizando o mapeamento dos ecossistemas existentes);
- Remeter para os objetivos da EU 2020 *Biodiversity Strategy* e para as medidas dos Estados-Membros para que essa estratégia possa ser implementada na prática.

Uma das funções das AAEs é a de procurar gerir conflitos e potenciais sinergias, através de uma avaliação abrangente das ligações existentes entre ações de *mitigação*

¹⁵ <http://www.cedr-alg.pt/site/info/avaliacao-ambiental-estrategica-aae>

¹⁶ <http://www.icnf.pt/portal/naturaclas/ordgest/aa/aae>

das *alterações climáticas*, com as de *adaptação*, assim como com outras questões ambientais e preocupações de políticas ambientais (European Commission - Environment, 2013b), com o objetivo de evitar riscos em resultado de:

- Sinergias negativas e políticas inconsistentes;
- Oportunidades perdidas para explorar e promover sinergias positivas;
- Alocação de recursos e respostas políticas abaixo do desejável ou do ideal.

A AEA é assim uma avaliação de “alto nível” uma vez que se coloca ao nível de decisão das políticas e dos programas de investimento.

5.1.2 Avaliação de impacte ambiental

Citando Pearce *et al.* (2006), a avaliação de impacte ambiental (AIA) baseia-se num procedimento de recolha de informações, feita de forma sistematizada, sobre os impactos no ambiente causados por um projeto ou plano de investimento, com a finalidade de medir esses impactos.

Trata-se de uma técnica de avaliação que, tal como a AEA, não é abrangente, ou seja, não tem em linha de conta os impactos não ambientais que o projeto pode induzir. Contudo, pode fazer parte integrante de outras técnicas de análise e de avaliação de projetos, podendo constituir um dos inputs da ACB.

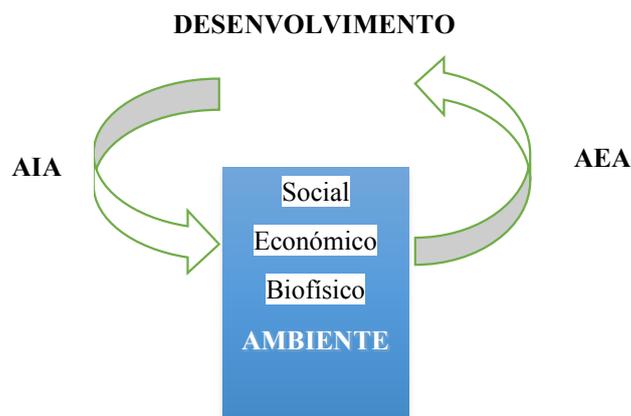
Citando a Agência Portuguesa do Ambiente¹⁷, transcreve-se:

“A Avaliação de Impacte Ambiental ou AIA...tem por objeto a recolha de informação, identificação e previsão dos efeitos ambientais de determinados projetos, bem como a identificação e proposta de medidas que evitem, minimizem ou compensem esses efeitos, tendo em vista uma decisão sobre a viabilidade da execução de tais projetos e respetiva pós-avaliação”.

Para Partidário (2012), a distinção entre a AEA e a AIA, não se deve apenas ao facto de a primeira se aplicar às políticas, aos planos e programas enquanto a segunda se limita aos projetos de investimento. A diferença reside para além do campo de aplicação uma vez que, enquanto a AIA incide nos efeitos das ações de desenvolvimento no ambiente, a AEA foca-se na avaliação dos efeitos do ambiente no desenvolvimento, conforme esquematizado na Figura 5.1.

¹⁷ <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=146>

Figura 5.1 - Diferença entre AIA e AEA



Fonte: Adaptado de Partidário (2012)

Isto significa que, estrategicamente, uma boa política ambiental cria condições para o desenvolvimento, pelo que a AEA deverá poder avaliar se essas condições estão a ser tidas em consideração nos processos ou ações de desenvolvimento.

De acordo com o esquematizado na figura anterior, a AIA tem por objetivo medir os efeitos sobre o ambiente, resultantes de projetos ou ações de desenvolvimento, enquanto a AEA visa estabelecer condições de desenvolvimento físico, social e ambiental, ou seja, a existência de uma política ambiental que condicione, de forma positiva, as ações de desenvolvimento de forma a que estas se processem de forma sustentada.

A Tabela 5.1 pretende distinguir a abordagem das questões ambientais levantadas ao nível da avaliação ou estudo de impacte ambiental e ao nível da avaliação ambiental estratégica.

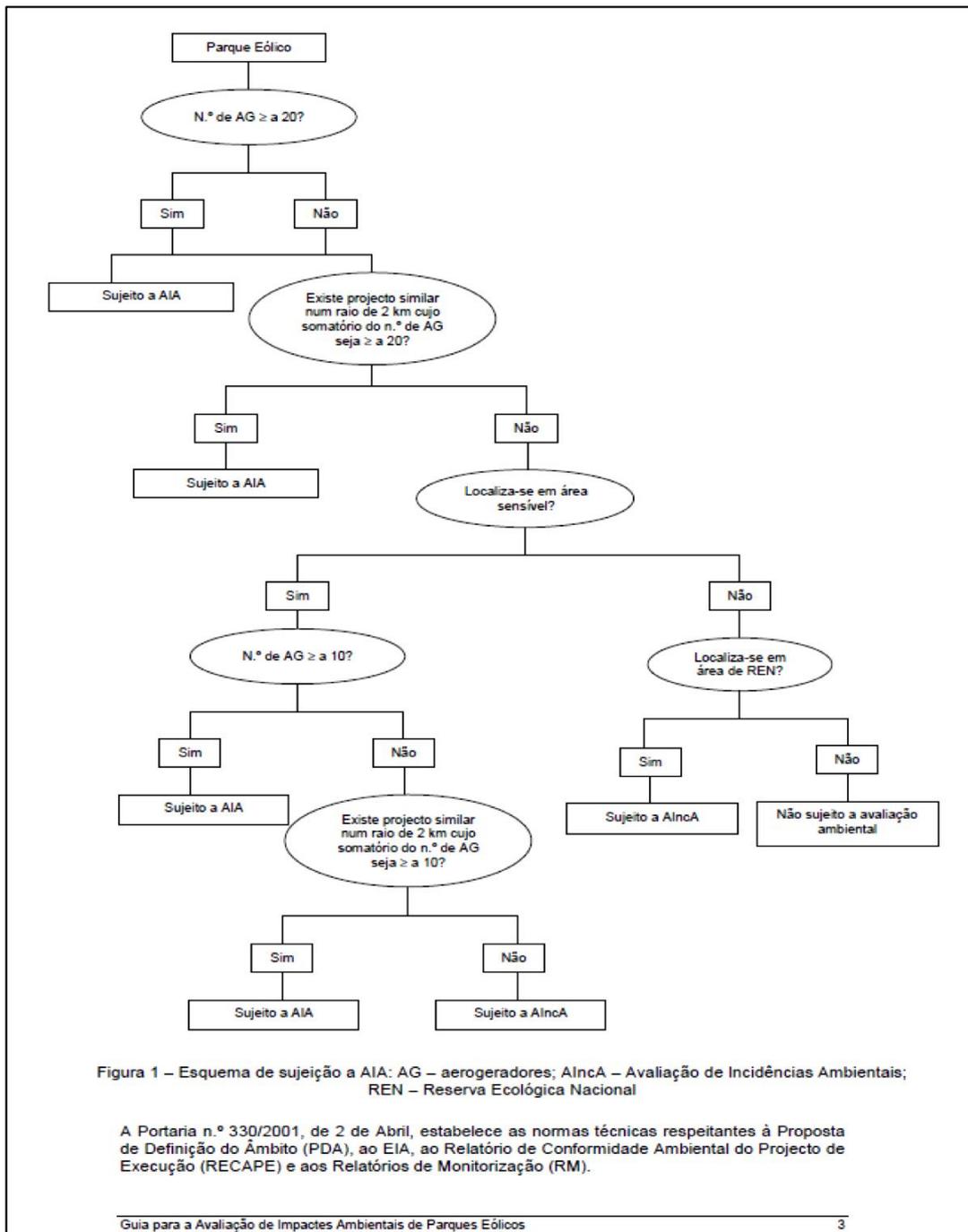
Tabela 5.1 - EIA e AAE – o que está em causa?

EIA – alcançar um bom projeto	AEA – alcançar uma boa estratégia
Quais as principais características do projeto?	Quais os objetivos a alcançar?
Qual a localização?	Quais as linhas mestras?
Quais as alternativas ao projeto?	Quais as opções estratégicas?
Quais os impactos físicos e socioeconómicos?	Quais as fronteiras de restrição?
Quais os impactos mais significativos?	Quais os maiores interesses?
Quais as medidas de mitigação?	Qual o alcance das políticas mais importantes?

Fonte: adaptado de Partidário (2012)

Na Figura 5.2 apresenta-se o esquema de submissão à AIA de projetos de parques eólicos (Agência Portuguesa do Ambiente, 2015).

Figura 5.2 – Esquema de submissão à AIA de projetos de parques eólicos



5.1.3 Análise do Ciclo de Vida

Pearce *et al.* (2006) consideram que a avaliação pela Análise do Ciclo de Vida (ACV) apresenta semelhanças com a avaliação com base em Estudos de Impacte Ambiental (EIA), ao procurar identificar os impactes ambientais associados à execução de um projeto, ou à implementação de uma política ou plano de desenvolvimento. Contudo, há uma grande diferença entre estes dois modelos de avaliação, uma vez que, enquanto o EIA se preocupa com os impactos diretos resultantes do projeto, ou plano, a ACV procura avaliar os impactos globais, abrangendo o ciclo de vida dos principais produtos ou serviços integrantes deste.

Consideram ainda que, tomando a avaliação pela Análise de Custo-Benefício (ACB) como uma técnica de referência (*benchmark*), a ACV pode ser considerada como uma componente da primeira, relativa ao estudo ambiental. Realçam, também, o facto de que, embora seja amplamente reconhecida como uma boa ferramenta de apoio à decisão, a ACV raramente considera os custos e benefícios fora da área ambiental. A ACV tem sido muito utilizada na quantificação das emissões de gases que provocam o efeito de estufa, para as diferentes fontes e tecnologias de geração de eletricidade, em especial quando se confrontam fontes fósseis, nuclear e fontes renováveis.

Varun *et al.* (2008) realçam a importância da ACV na quantificação, para qualquer fonte de energia, do balanço entre a energia consumida e a energia produzida, conceito este designado por *net energy*. Este balanço pode ser definido como a quantidade de energia que fica disponível para consumo, uma vez calculados e descontados os custos de extração, produção, otimização e distribuição. Um dos custos é o das emissões de CO₂ produzidas ao longo do ciclo de vida da fonte em causa. Estes autores compararam o indicador *gramasCO₂/kWh* dos ciclos de vida referentes às fontes de energia convencional face às fontes de energia renovável, valores que se apresentam na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Valor de emissões de CO₂ no ciclo de vida das fontes de energia

Fontes convencionais			Fontes renováveis	
Sistema	g-CO ₂ /kWh		Sistema	g-CO ₂ /kWh
Carvão	975,3		Eólica	9,7 – 123,7
Óleo	742,1		Fotovoltaica	53,4 – 250
Gás	607,6		Biomassa	35 – 178
Nuclear	24,2		Solar Térmica	13,6 – 202
			Hidro	3,7 - 237

Adaptado de Varun *et al.* (2008)

Kabir *et al.* (2012), utilizando a ACV, efetuaram um estudo comparativo entre três opções de instalação de aerogeradores de pequena dimensão, considerando uma via útil de 25 anos, de forma a obterem uma potência nominal instalada de 100 kW, sendo a opção 1 de 20 aerogeradores de 5kW, a opção 2 de 5 aerogeradores de 20 kW e a opção 3 de 1 aerogerador de 100 kW. A comparação foi feita tendo em consideração fatores energéticos, ambientais e económicos. A opção 3, um aerogerador de 100 kW, foi considerada a solução ambientalmente mais adequada, refletindo os mais baixos valores de emissões, potenciadoras do aquecimento global [15-22 gCO_{2eq}/kWh], causadoras de chuvas ácidas [$\leq 0,09$ gSO_{2eq}/kWh] e promotoras da destruição da camada de ozono [0,02-0,06 g(VOC+NOx)/kWh].

Crawford (2009) analisou o ciclo de vida do ponto de vista energético e das emissões de gases causadores do efeito de estufa, para dois aerogeradores com potências de 850kW e de 3 MW, tendo por objetivo avaliar o impacto da diferença de tamanho dos aerogeradores no seu rendimento, tendo concluído não haver diferença significativa em

resultado da diferença de escala. Na Tabela 5.3 apresentam-se os resultados obtidos pelo autor, relativamente à redução efetiva de emissões de gases causadores do efeito de estufa, medidas em toneladas de CO₂-equivalente, em que se pode confirmar que a diferença nos resultados obtidos é proporcional à diferença de escala dos aerogeradores.

Tabela 5.3 - Redução efetiva de emissões dos aerogeradores de 850 Kw e 3MW

	Aerogerador de 850 kW	Aerogerador de 3 MW
Emissões incorporadas no ciclo de vida	1.763 [t CO ₂ eqiv]	5.530 [t CO ₂ eqiv]
Redução bruta de emissões	37.028 [t CO ₂ eqiv]	128.491 [t CO ₂ eqiv]
Redução efetiva de emissões	35.265 [t CO ₂ eqiv]	122.961 [t CO ₂ eqiv]

Lenzen & Munksgaard (2002), partindo da definição de intensidade de energia¹⁸ (*energy intensity*) η de uma central de geração de eletricidade de potência nominal P e fator de carga λ , utilizaram a ACV no seu estudo, tendo concluído que a dispersão de valores existente na literatura sobre a intensidade de energia, se deve essencialmente a discrepâncias relativas aos valores energéticos dos materiais utilizados, ao âmbito e extensão das análises efetuadas, bem como às metodologias empregues e ao grau de rigor das análises. Para um tempo de vida útil T de 20 anos e um fator de carga λ de 25% o intervalo de variação encontrado situa-se entre 0.014 e 0.15 [kWh_{in} / kWh_{el}]. Quanto às emissões de CO₂, pela mesma análise concluíram que a intensidade de emissões (*CO₂ intensities*) varia consoante os *mix* energéticos de cada país. Consideram ainda que a análise do ciclo de vida, quer energético quer das emissões de CO₂, pode ser utilizada na análise de planos de desenvolvimento, em particular em avaliações de risco e de sustentabilidade, bem como em análises de cenários.

De 153 publicações sobre análise ACV de sistemas de produção de energia eólica e solar fotovoltaica, Nugent & Sovacool (2014) selecionaram 41, tendo em consideração aspetos como relevância para o tema, atualidade das publicações e rigor das avaliações efetuadas. As publicações escolhidas permitiram-lhes identificar os perfis de emissões de gases causadores do efeito de estufa e concluir que as emissões provocadas pela energia eólica se situam entre 0,4 g e 364,8 g CO₂-eq/kWh, com um valor médio de 34,11 g. Quanto à energia solar fotovoltaica, as emissões situam-se num intervalo entre 1 g e 218 g CO₂-eq/kWh, com um valor médio de 49,91 g.

Recorde-se a afirmação inicial de que a ACV é uma ferramenta de utilidade reconhecida na quantificação das emissões de gases nocivos ao ambiente, das diferentes fontes e tecnologias de geração de eletricidade, permitindo confrontar resultados de emissões de fontes fósseis, nuclear e fontes renováveis.

¹⁸ Quociente entre a energia E (consumida durante a construção, funcionamento e desativação da central) e a quantidade de energia produzida ao longo do seu tempo de vida útil T

$$\eta = \frac{E}{P \times 8760 \text{ h} \times \lambda \times T}$$

5.2 Análise de Custo-Benefício nos projetos de produção eólica de eletricidade

De acordo com o relatório do Asian Development Bank (2013), a motivação para a Análise de Custo-Benefício reside no facto de que uma perspetiva de avaliação financeira de um projeto não valoriza os ganhos que o mesmo pode trazer para a sociedade, pelo que se torna necessária uma avaliação quantitativa dos custos e benefícios em causa.

Ganha assim relevo a abordagem pela Análise de Custo-Benefício (ACB), relativamente a outras técnicas de avaliação de projetos. Se do ponto de vista da análise financeira a ACB mede a eficiência na perspetiva do interesse privado, ou seja, que o resultado positivo num dado projeto significa que o investimento é rentável para o investidor (Boardman *et al.*, 2014), pela análise económica, a ACB avalia os benefícios e os custos para a sociedade que um determinado projeto pode acarretar.

Reconhece-se a importância que a componente financeira assume na avaliação de projetos, pela demonstração da adequabilidade dos meios financeiros disponíveis ao longo da vida útil de um projeto, permitindo assim ajuizar a sua sustentabilidade financeira. Contudo, os indicadores financeiros podem revelar-se inadequados quando se pretende avaliar os benefícios sociais obtidos com a sua implementação. Na realidade, muitos dos resultados, ou *outputs*, não são quantificáveis através de valores de mercado ou, quando o são, apresentam valores distorcidos (Asian Development Bank, 2013).

Os benefícios que advêm de um melhor bem-estar socioeconómico não se encontram diretamente refletidos nos lucros previstos pela análise financeira. É na avaliação destes benefícios que a ACB se revela ser mais adequada que outras técnicas de avaliação de projetos disponíveis.

Citando Lorents G. Lorentsen (Pearce *et al.*, 2006, p. 3), “A Análise de Custo-benefício é, hoje em dia, reconhecida como uma ferramenta indispensável para a definição de políticas de investimento e para a fase de tomada de decisão. À medida que as políticas ambientais se tornam mais complexas e exigentes (por exemplo, aquecimento global, a perda de biodiversidade e impactos na saúde causados pela poluição local do ar e água), um número significativo de países, bem como a Comissão Europeia, introduziram disposições jurídicas que exigem a execução de avaliações de impacto e de custo-benefício nas grandes políticas de intervenção e seus regulamentos. Ao longo dos últimos 5-10 anos, têm sido registados consideráveis progressos na estrutura conceptual e nas técnicas de análise de custo-benefício na área ambiental.”

A ACB é hoje adotada oficialmente por inúmeros países e organizações como técnica de avaliação de projetos, sendo disponibilizados aos empreendedores e organizações em geral, guias e manuais com os principais procedimentos a considerar nas candidaturas de projetos envolvendo grandes investimentos e nos que possam estar condicionados pela obtenção de financiamento e de participação de fundos.

A Comunidade Europeia, para o programa-quadro 2007-2013, disponibilizou um guia de procedimentos (European Commission, 2008), que vem sendo atualizado ao longo

dos sucessivos programas quadro, e que enquadra os investimentos ao abrigo dos Fundos Estruturais para o Desenvolvimento Regional (FEDER), Fundo de Coesão (FC), fundos de assistência aos países no período de pré-adesão (IPA), bem como regulamentação geral na implementação de projetos de grande envergadura.

Segundo a European Commission (2008), *“Projetos de investimento cofinanciados pelos fundos estruturais, pelo fundo de coesão e pelo IPA (Instrument for Pre-Accession Assistance), constituem ferramentas de implementação da política de coesão da UE e da fase de pré-adesão. O recurso a uma análise CBA permite avaliar qual a contribuição que um dado projeto pode dar para o bem-estar de uma região ou de um país e, ao fazê-lo, é também avaliada a contribuição que o mesmo projeto de investimento pode dar para que os objetivos da política de coesão da EU sejam alcançados. Por esta razão, para além de requisitos normativos exigidos para os grandes projetos, os Estados-Membros podem entender usar a análise CBA para projetos cujos custos de investimento, possam estar abaixo do limiar mencionado nos regulamentos da UE.”*

A avaliação de projetos de investimento para a geração de eletricidade com recurso à energia eólica deve ter em linha de conta o objetivo traçado pela Comissão Europeia, que serve de orientação para a política energética dos países membros¹⁹, no sentido de contribuir para a efetiva redução das emissões de dióxido de carbono, CO₂, conforme compromisso assumido no Protocolo de Kyoto.

Para além da redução das emissões de CO₂, são também metas o aumento da componente de produção de energia por fonte renovável no mix energético de cada estado membro, contribuindo para a respetiva sustentabilidade, bem como as medidas destinadas à implementação de práticas e de uso de sistemas mais eficientes, com vista à redução da dependência energética dos estados membros²⁰.

Na prossecução das orientações atrás referidas, um projeto de investimento, em que se insere o modelo de estudo deste trabalho, feitas as devidas adaptações resultantes da sua escala de pequeno projeto de investimento, deverá ser organizado de forma que a sua estrutura assente em três componentes distintas, em conformidade com o guia *EVALSED – Evaluation of Socio-Economic Development* (European Commission, 2013a):

- uma componente tecnológica em que se identificam o contexto e as características técnicas do projeto;
- uma análise financeira, representativa da análise do ponto de vista do investidor privado;
- uma análise económica, em que assenta a ACB e que, tendo por base a análise financeira, aplica uma série de correções aos componentes da receita e de despesa aos preços de mercado, permitindo passar para a perspetiva socioeconómica da análise e avaliá-la do ponto de vista do seu interesse público.

¹⁹ http://ec.europa.eu/energy/res/index_en.htm

²⁰ Metas para 2020, relativamente a 1985: redução das emissões de CO₂ em 20% e aumento, em pelo menos 20%, da produção por fontes renováveis

5.2.1 Descrição, objetivos e opções alternativas ao projeto

Na análise custo-benefício é ainda importante que seja claramente identificado o seu contexto socioeconómico, bem como os seus objetivos, os quais deverão ser consistentes, não mensuráveis apenas por indicadores mas também por variáveis socioeconómicas.

Interessa ainda, e já no âmbito da ACB, confrontar a implementação do projeto com outras opções, construindo assim cenários alternativos:

- A primeira opção será a de confrontá-lo com a realidade existente e, portanto, *nada fazer* (“*business as usual – BAU*” ou “*do-nothing*”). Esta opção corresponde a um cenário de manutenção da situação presente, sem custos de investimento, apenas com custos operacionais e de serviços.
- A segunda opção possível corresponde à possibilidade de *fazer o mínimo* (“*do-minimum*”), em que se admite que, não existindo uma aceitação social para a realização do projeto em causa há a possibilidade de executar uma parte autónoma deste, que constitua um melhoramento socioeconómico relativamente ao *BAU*. Esta opção incorpora alguns custos de investimento, para além dos custos operacionais e de serviços. Pode, por exemplo, corresponder a uma atualização de equipamentos sectoriais.
- A terceira opção, na qual se enquadra a possível implementação do projeto do modelo em estudo, corresponde a *fazer alguma coisa mais* (“*do-something*”), o que neste caso significa tentar *ganhar escala* relativamente à segunda opção, projetando investir, tendo em consideração os custos do investimento, o eventual aumento dos custos operacionais e a procura/receita previsível.

5.2.2 Análise de viabilidade do projeto

A análise de viabilidade visa identificar os potenciais constrangimentos, bem como as soluções respeitantes a questões de âmbito tecnológico, económico, legal e de gestão. A distinção entre os constrangimentos de carácter vinculativo (como por exemplo, falta de recursos humanos) e constrangimentos ligeiros (por exemplo, questões tarifárias) deve ser feita, já que os últimos podem ser atenuados por reformas políticas adequadas (European Commission, 2008).

Um projeto é considerado viável quando a sua conceção for ao encontro de necessidades financeiras e de constrangimentos tecnológicos importantes para o país, para a região ou local. Segundo a Comissão Europeia, em projetos de grandes infraestruturas a análise de viabilidade deve ter em linha de conta a procura, os recursos tecnológicos disponíveis, o plano de produção, as necessidades de pessoal, a escala do projeto, a sua localização, os seus *inputs* materiais, bem como as eventuais fases de expansão e respetiva planificação financeira, entre outras.

Pelo anteriormente dito, pode-se afirmar que a viabilidade de projetos de geração de eletricidade com recurso às energias renováveis, como é o caso da fonte eólica, deve ser encarada não só na vertente da produção de energia de forma rentável, mas, para além disso, ao nível dos resultados socioeconómicos e de sustentabilidade ambiental alcançados.

5.2.3 Análise Financeira

5.2.3.1 Indicadores e principais componentes da estrutura financeira

O principal propósito da análise financeira é o de determinar indicadores do retorno financeiro do investimento, a partir das previsões anuais de *cash flow*. Os dois indicadores de desempenho a determinar, em termos de retorno do custo do investimento são o *valor atual líquido financeiro – VALF* e a *taxa interna de rentabilidade financeira – TIRF*.

O *valor atual líquido financeiro, VALF*, é um indicador que tem em consideração o facto de o valor marginal de uma unidade monetária ir decrescendo com o tempo e, portanto, ser necessário quantificar essa perda de valor ao longo do período *n* de tempo considerado. É obtido a partir do cálculo do *fator de atualização* a_t , em função da *taxa de atualização/desconto, d*, com base na seguinte expressão:

$$a_t = \frac{1}{(1+d)^t}$$

No caso presente, para uma *taxa de atualização d* e um período de *n* anos, o *fator de atualização* é determinado, dando origem a uma Tabela semelhante à 5.4.

Tabela 5.4 - Fator de atualização a_t para uma taxa de atualização de *d* e um período de *n* anos

Anos	0	1	2	3	n
$(1+d)^{-t}$	$(1+d)^0$	$(1+d)^{-1}$	$(1+d)^{-2}$	$(1+d)^{-3}$	$(1+d)^{-n}$

O *VALF* é obtido pela soma atualizada dos *cash flow* anuais líquidos CF_t pelo *fator de atualização*, ou seja, do valor das receitas líquidas anuais, uma vez deduzidos os custos de investimento e os custos operacionais, de acordo com a seguinte expressão:

$$VALF = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+d)^t} = \frac{CF_0}{(1+d)^0} + \frac{CF_1}{(1+d)^1} + \dots + \frac{CF_n}{(1+d)^n}$$

Tendo em consideração que os *cash flow* dos primeiros anos do projeto são normalmente negativos, passando posteriormente a positivos assume grande importância na avaliação do projeto o seu tempo de duração, bem como a *taxa de atualização/desconto financeira*.

O cálculo da *taxa interna de retorno financeira*, *TIRF*, é feito tendo em consideração que este indicador representa o valor da taxa de atualização, *d*, para o qual $VALF=0$:

$$VALF = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIRF)^t} = 0$$

Para grandes projetos de investimento, a European Commission (2008) recomenda horizontes temporais de referência consoante os sectores em que se integram, tendo sido extraídos alguns para a Tabela 5.5. É com base nestes valores de referência que será estipulado o período de duração do projeto para os cálculos a efetuar na análise financeira.

5.2.3.2 Taxa de atualização financeira

Um dos fatores críticos da análise financeira é a escolha da *taxa de atualização* adequada, considerada como o *custo de oportunidade* do capital investido. Trata-se de um *custo implícito* pela aplicação de capital num dado projeto de investimento, implicando um prejuízo resultante do não investimento num projeto alternativo.

Tabela 5.5 - Valores de referência de horizonte temporal de projetos por sectores de atividade

Projetos por sector de atividade	Horizonte temporal (nº anos)
Energia	25
Telecomunicações	15
Água e ambiente	30
Indústria	10
Infraestruturas viárias	25
Infraestruturas ferroviárias	30

Fonte OCDE, adaptado de European Commission (2008)

A escolha da *taxa de atualização* (ou de *desconto*) mais adequada tem merecido o estudo de especialistas e investigadores. O conceito de *atualizar* ou de *descontar* é um conceito central para a economia, uma vez que permite que efeitos que vão ocorrer em diferentes datas futuras, possam ser comparáveis por conversão monetária para valor atual. Por isso, a escolha da taxa de atualização traduz-se numa das questões mais críticas em economia sendo preponderante em projetos de investimento que envolvem longos horizontes temporais (Gollier & Weitzman, 2010).

Gollier & Weitzman (2010), estudando as questões económicas associadas às alterações climáticas, questionam quanto à melhor forma de *atualizar/descontar* o futuro distante, tendo em consideração que os efeitos se irão repercutir ao longo de séculos, designadamente pelo efeito de estufa. A questão da determinação da *taxa de atualiza-*

ção/desconto adequada ganha ainda mais importância quando estão em causa projetos ambientais ou atividades cujos efeitos se projetam por séculos (Jouini *et al.*, 2010). Por exemplo os gases com efeito de estufa emitidos atualmente vão ter efeitos no aquecimento global do planeta num horizonte temporal bastante longo.

A metodologia de abordagem da Comissão Europeia, com base em dados da consultora Charles Schwab & Co. Inc.²¹, para a determinação da *taxa de atualização/desconto financeira* baseou-se em estimativas de longo termo de taxas de juros anuais de títulos e valores mobiliários, constituindo a Tabela 5.6, que se apresenta na página seguinte. Esta tabela, com base na média das taxas aplicadas a determinados tipos de ativos, fundamenta a escolha do valor de 5% como valor de referência para a *taxa de atualização/desconto financeira*, a aplicar nos projetos de investimento dos países membros, candidatos aos fundos comunitários no período de 2007 a 2013.

Tabela 5.6 - Estimativa de taxas anuais de retorno financeiro

Tipo de ativos	Taxa nominal anual [%]	Taxa real anual [%] (estimativa)
Ações de grandes empresas	9,0	6,4
Ações de pequenas/médias empresas	10,7	8,1
Ações mercado internacional	9,1	6,5
Obrigações	4,8	2,2
Valores monetários	3,2	0,6
Inflação	2,6	-
Média simples		4,76

Adaptado de Tabela B.1 (European Commission, 2008)

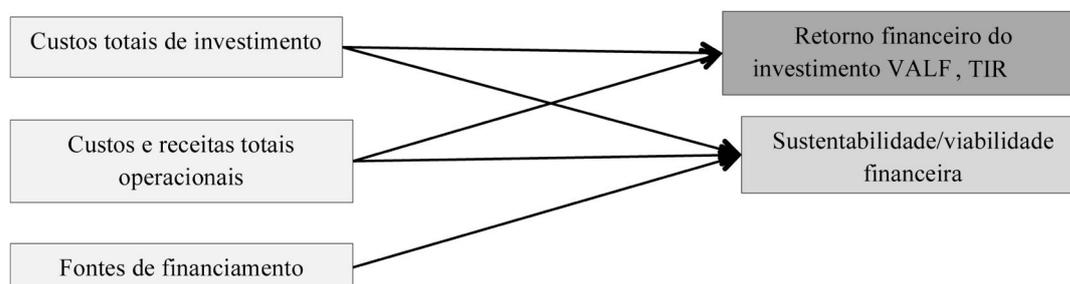
5.2.3.3 Metodologia de análise

A metodologia seguida para calcular o retorno financeiro é a dos *cash flow descontados* (*Discounted Cash Flow*), na base de uma estrutura de análise financeira proposta pela European Commission (2008), conforme o esquema da Figura 5.3, e que inclui:

- Custos totais de investimento;
- Custos totais operacionais e receitas;
- Retorno financeiro dos custos de investimento VALF e TIR;
- Fontes de financiamento;
- Sustentabilidade/viabilidade financeira;

²¹ Fonte: www.schwab.com

Figura 5.3 - Estrutura básica da análise financeira



Fonte: Adaptado do Manual ACB de European Commission (2008)

A Tabela 5.7 mostra a estrutura dos diferentes itens relativos aos custos de investimento, aos custos operacionais, às receitas e às fontes de financiamento, sendo considerados fluxos de entrada (+) ou de saída (-), nas colunas de retorno do investimento e de viabilidade financeira.

5.2.3.4 Retorno financeiro do investimento

O *retorno financeiro do investimento* é calculado tendo como fluxos de entrada as receitas operacionais e fluxos de saída os custos operacionais e os custos de investimento, atualizados pelo *fator de atualização/desconto* no tempo de duração do projeto.

A partir dos *cash flow* líquidos anuais (que, como já foi referido anteriormente, são normalmente negativos nos primeiros anos, fruto dos custos do investimento inicial), é possível determinar o *valor atual líquido do investimento*, *VALF* e a *taxa interna de retorno*, *TIRF*. Medindo assim a capacidade que as receitas operacionais previstas apresentam para suportar os custos de investimento e os custos operacionais.

Tabela 5.7 - Estrutura de fluxos da análise financeira

Custos Receitas Fontes Financiamento	Retorno do Investimento VALE, TIR	Viabilidade Financeira
Custos Totais de Investimento		
Terrenos	-	-
Edificações	-	-
Equipamento	-	-
Licenças	-	-
Patentes	-	-
Outras despesas iniciais	-	-
Valor residual	+	
Custos Totais Operacionais		
Matérias primas	-	-
Mão de obra	-	-
Consumo energia	-	-
Conservação	-	-
Custos administrativos	-	-
Outros custos		
Juros		-
Amortizações		-
Taxas		-
Receitas Totais		
Receita A	+	+
Receita B	+	+
Fontes de Financiamento		
Fundos comunitários		+
Fundos públicos nacionais		+
Capitais privados nacionais		+
Empréstimos		+

Fonte: Adaptada da Tabela 2.1, pág. 36, do Manual ACB da European Commission (2008)

Um *VALF* positivo e uma *TIRF* superior ao valor da *taxa de atualização/desconto*, para um projeto de cariz privado, é uma indicação essencial pois demonstra a capacidade que as receitas geradas apresentam para remunerar o capital investido. Num investimento público, em que o principal objetivo não é a obtenção de lucro a partir das receitas geradas, um *VALF* negativo e uma *TIRF* abaixo da taxa de atualização/desconto, são indicações de que o projeto em causa pode necessitar de apoio através de fundos comunitários e/ou nacionais, para cumprir o seu papel social.

5.2.3.5 Sustentabilidade e viabilidade financeira do investimento

A análise financeira, relativa à avaliação da sustentabilidade financeira do projeto de investimento em causa, é estruturada tendo como fluxos de entrada os somatórios anuais dos recursos financeiros e das receitas operacionais e como fluxos de saída os

somatórios anuais dos custos operacionais, dos custos de investimento, dos juros de dívida, do reembolso de eventuais empréstimos e de taxas.

A sustentabilidade financeira do projeto é garantida se o *cash flow* acumulado se mantiver positivo em todos os anos do período de duração de projeto, o que é demonstrativo de que o projeto não irá apresentar anos deficitários ao longo do seu ciclo de vida.

5.2.4 Análise Económica

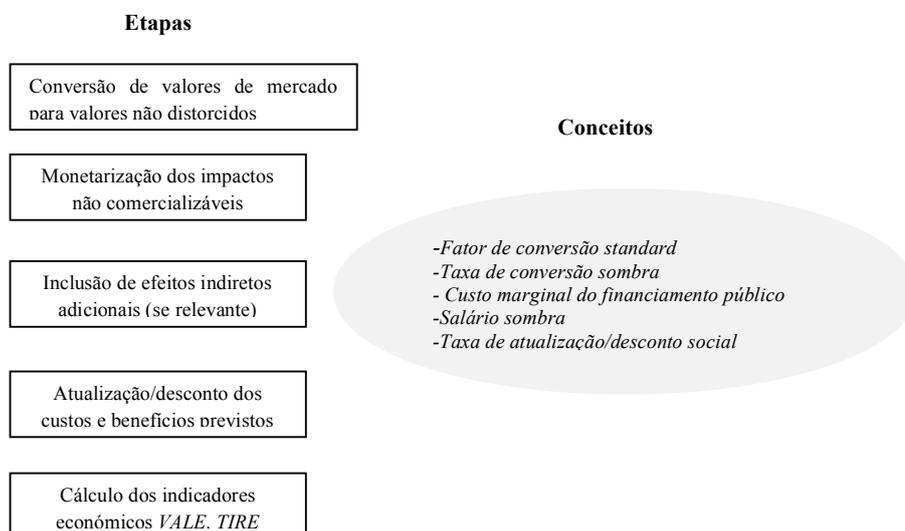
5.2.4.1 Indicadores e principais componentes da análise económica

Na análise económica de um projeto de investimento pretende-se, essencialmente, avaliar a sua contribuição para o bem estar socioeconómico local, regional ou nacional, dependendo da sua dimensão e importância. Esta análise é realizada na perspetiva do interesse da sociedade, ou seja, do interesse comum, e não apenas no interesse dos investidores e proprietários do projeto (European Commission, 2008).

A análise económica aqui considerada assenta na determinação de preços sombra (*accounting shadow prices*) que corrijam, em termos sociais, as distorções de mercado não consideradas na análise financeira. Esta correção das distorções dos valores de mercado realiza-se através de *fatores de conversão* apropriados, como se indicará mais adiante. A metodologia proposta para efetuar a análise económica assenta em considerar, como ponto de partida, a análise financeira (em que se avalia a rentabilidade do projeto em função dos valores dos indicadores financeiros considerados) e aplicar os fatores de conversão apropriados aos itens que constituem os fluxos de entrada e os fluxos de saída.

Na Figura 5.4 esquematizam-se as principais etapas e conceitos subjacentes à análise económica, seguindo esta metodologia (European Commission, 2008).

Figura 5.4 - Etapas e conceitos da análise económica



5.2.4.2 Correção dos valores de mercado

Visto que os itens que constituem os fluxos de receitas e de custos, na tabela da análise financeira em que se avalia a capacidade de retorno do investimento previsto no projeto, podem refletir distorções de mercado “*há que ter em consideração, na análise económica, o facto de os mercados não serem perfeitos, podendo ser socialmente ineficientes*” (European Commission, 2008, p. 47), pelo que se torna necessário selecionar e aplicar aos referidos itens, *fatores de conversão* adequados.

Com estes *fatores de conversão* pretende-se corrigir os valores de mercado, obtendo os designados *preços sombra* (*shadow prices*), com os quais é possível construir uma tabela em que os fluxos de entrada e de saída possam refletir uma *conta socialmente mais justa*.

Os diferentes *fatores de conversão* são obtidos a partir da determinação do designado *fator de conversão standard*, *SCF* (*Standard Conversion Factor*), calculado a partir da abordagem de Ian Little e James Mirrlees, na origem do método LMST abordado por Boardman *et al.* (2014), em que se baseia a seguinte expressão (European Commission, 2008):

$$SCF = \frac{(M + X)}{[(M + T_m) + (X - T_x)]}$$

Em que:

M – Valor total das importações [€]

X – Valor total das exportações [€]

T_m – Valor dos impostos sobre as importações [€]

T_x – Valor dos impostos sobre as exportações [€]

Tendo em consideração a complexidade da aplicação da fórmula, dada a política da comunidade europeia nas barreiras alfandegárias das transações comerciais entre países membros e não membros, no presente estudo adotou-se $SCF = 1,0$ (European Commission, 2008).

Para a análise económica pretendida é necessário avaliar os fatores de conversão específicos por sector, presentes no projeto, em função do *fator de conversão standard* SCF .

Para o cálculo do fator de conversão a aplicar na utilização de mão-de-obra não especializada, utilizou-se a seguinte expressão, com base na existência de uma taxa de desemprego elevada *strong involuntary unemployment* (European Commission, 2008):

$$SW = FW(1-u)(1-t)$$

Em que:

SW – Valor do *salário sombra* (*shadow wage*)

FW – Valor de mercado do salário (*financial wage*)

u – Taxa de desemprego

t – Taxa da Segurança Social

Na fórmula anterior, $(1-u)(1-t)$ representa o *fator específico para a mão de obra não especializada*, CF_{NSL} .

5.2.4.3 Monetização de impactos não comercializáveis

Consideram-se impactos não comercializáveis, por exemplo, a paisagem e o ruído no sector do ambiente, dado não terem um valor de mercado mas, serem considerados como tendo valor relevante para a sociedade. Quando não é possível aplicar fatores de conversão a itens sem valor monetário de mercado, regra geral, estes integram o grupo das *externalidades não pecuniárias* (custos e benefícios que resultam do projeto, reverendo para a sociedade sem qualquer compensação monetária).

5.2.4.4 Taxa atualização social

Segundo Boardman *et al.* (2014), tem-se discutido bastante sobre qual o método mais adequado para atualizar/descontar (*discounting*) no tempo projetos de investimento, bem como qual o valor a adotar. Os autores consideram os seguintes métodos para a determinação da *taxa de atualização/desconto social*:

- 1- Determinar o valor da *taxa de atualização/desconto social* a partir das taxas de mercado, na base de quatro opções:
 - A utilização do valor da *taxa marginal de retorno do investimento privado* (*Marginal Rate of Return on Private Investment, MRRPI, r_z*);
 - A utilização do valor da *taxa marginal social de preferência temporal* (*Social Marginal Rate of Time Preference, SMRTP, p_z*);
 - A utilização do valor da *taxa de juro real a que se financia o país* (*Government's Borrowing Rate, i*);
 - A utilização do *custo ponderado do capital* para determinar o seu *custo de oportunidade* (*Weighted Average Approach or Weighted Social Opportunity Cost, WSOC, weighted average of r_z , p_z and i*).
- 2- Determinar o valor da *taxa de atualização/desconto social* a partir do *preço sombra do capital* (*Shadow Price of Capital, SPC, θ*), dado pela expressão:

$$\theta = \frac{r_z}{p_z} > 1$$

Em que:

r_z – taxa marginal de retorno do investimento privado (MRRPI, *Marginal Rate of Return on Private Investment*);

p_z – taxa marginal social de preferência temporal (SMRTP, *Social Marginal Rate of Time Preference*).

3- Determinar o valor da taxa de atualização/desconto social a partir do modelo de crescimento ótimo (*Optimal Growth Rate Method*).

Consideram Boardman *et al.* (2014) que o método mais adequado para determinar o valor da taxa social de atualização/desconto é este último, baseado no modelo de crescimento ótimo (*Optimal Growth Rate Method*) de Frank Ramsey, traduzido na expressão:

$$p_z = d + ge \text{ em que } d, g, e \geq 0$$

Em que:

p_z – social marginal rate of time preference

d – pure rate of time preference

g – long-run rate of growth in per capita consumption

e – constant (the elasticity of marginal utility).

Para projetos em que seja importante ter em consideração efeitos intergeracionais (ex: efeito das emissões nas alterações climáticas e consequências futuras resultantes destas), deverá ser utilizada uma taxa de atualização/desconto social que vá diminuindo progressivamente no tempo (*Time-Declining Discount Rate*).

Boardman *et al.* (2014) concluíram que, “os fluxos de entrada e de saída considerados em projetos do sector privado, deverão ser ponderados pelo preço sombra θ (*Shadow Price of Capital, SPC*), tomando o valor $\theta=1.1$ ”. Consideraram ainda que baseado no modelo de crescimento ótimo se deve adotar uma taxa de desconto social (TDS) de 3.5%. Deve-se, também, efetuar uma análise de sensibilidade com TDS=2% (e $\theta=1.3$) e TDS=6% (e $\theta=1.0$).

Scarborough (2010) considera haver duas abordagens para determinar o valor da taxa de atualização/desconto social: ou através da taxa de juros sobre o consumo (*the social rate of interest on consumption*) ou do custo de oportunidade social do capital (*the social opportunity cost of capital*). Refere que numa economia ideal, segundo Ramsey, estas abordagens conduzem a resultados idênticos, uma vez que, por ação das forças de mercado, tenderá a haver uma harmonização entre padrões de consumo e despesas de investimento, no pressuposto da existência de um mercado perfeito, sem impostos e sem risco.

Partindo da expressão de Ramsey para o cálculo da *taxa de atualização/desconto social*, Scarborough (2010) indica os valores propostos por alguns autores. Com base na informação constante no seu trabalho sobre esta matéria, constitui-se a Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Estimativas de taxas de atualização social

	<i>Pure rate of time preference</i> (δ)	<i>Marginal elasticity of utility</i> (η)	<i>Rate of growth in aggregate consumption</i> (g)	Taxa de atualização social (r) $r = \delta + \eta g$
(Weitzman, 2007)	2.0	2.0	2.0	6.0
(Arrow, <i>et al.</i> , 2004)	0.5	2-4	1.5	3.0 a 6.0
(Nordhaus, 2007)	1.5	2.0	2.0	5.5
(Garnaut, 2008)	0.05	1.0 a 2.0	1.3	1.35 a 2.65
(Stern, 2007)	0.1	1.0	1.3	1.4

Fonte: Adaptado de Scarborough (2010)

A *taxa de atualização/desconto social* deve refletir, sob o ponto de vista social, a forma como os benefícios e os custos devem ser avaliados no futuro, em face dos seus valores no presente, diferenciando-se do valor da *taxa de atualização/desconto financeira* na medida em que esta reflete as “imperfeições” dos mercados financeiros (Comissão Europeia, 2003).

Considera a Comissão Europeia (2003) que as principais abordagens teóricas a ter em consideração na escolha do valor da *taxa de atualização/desconto social* são:

- a perspetiva tradicional, em que se propõe considerar não haver diferença entre o retorno do investimento público e o do investimento privado, assente no facto de se poder optar por executar projetos de cariz público ou privado, ou seja, uns podem substituírem os outros;
- uma segunda perspetiva, a de “*utilizar uma fórmula baseada na taxa a longo prazo do crescimento da economia*”:

$$r = eg + p$$

Em que:

r - taxa de atualização social real dos fundos públicos;

g - taxa de crescimento das despesas públicas;

e - elasticidade do bem-estar social em relação às despesas públicas;

p - taxa de preferência temporal pura.

- uma terceira abordagem, “*mais recente e especialmente relevante na avaliação de projetos de longa duração é baseada na aplicação de taxas variáveis ao longo do tempo*”.

Foi considerado pela European Commission (2008) haver um grande consenso na determinação da *taxa de atualização/desconto social* a partir da abordagem *social time*

preference rate (STPR), baseada na taxa a longo prazo do crescimento da economia, ou seja, a segunda opção.

Para o quadro referente ao período de 2007-2013, a Comissão propôs a adoção do valor de 5,5% para os países abrangidos pelo Fundo de Coesão e de 3,5% para os restantes países da Comunidade (European Commission, 2008). Esta proposta teve em consideração as estimativas da Tabela 5.9, recorrendo, repete-se, à utilização da fórmula baseada na taxa de longo prazo de crescimento da economia.

5.3 Análise de sensibilidade e de risco

Um elemento de estudo importante na avaliação de um projeto é o da análise de sensibilidade e de risco, face ao grau de incerteza existente relativamente aos resultados que se pretendem alcançar. Isto porque, qualquer avaliação prévia deverá assumir a existência de algum grau de incerteza futura, devendo, nesta perspetiva, os valores dos itens que integram os custos e os benefícios ser encarados como representando os *valores estatisticamente mais prováveis* de cada item.

Tabela 5.9 - Taxas de atualização social de países selecionados da UE, baseada no *Social Time Preference Rate (STPR)*

Países Comunitários fora do Fundo de Coesão	g	e	p	Taxa de atualização social - r
Áustria	1,9	1,63	1,0	4,1
Dinamarca	1,9	1,28	1,1	3,5
França	2,0	1,26	0,9	3,4
Itália	1,3	1,79	1,0	3,3
Alemanha	1,3	1,61	1,0	3,1
Holanda	1,3	1,44	0,9	2,8
Suécia	2,5	1,20	1,1	4,1
Países Comunitários dentro do Fundo de Coesão	g	e	P	Taxa de atualização social - r
Rep. Checa	3,5	1,31	1,1	5,7
Hungria	4,0	1,68	1,4	8,1
Polónia	3,8	1,12	1,0	5,3
Eslováquia				7,7

Fonte: Adaptado de European Commission (2008), estimativas baseadas em dados do Banco Mundial, OCDE e CE

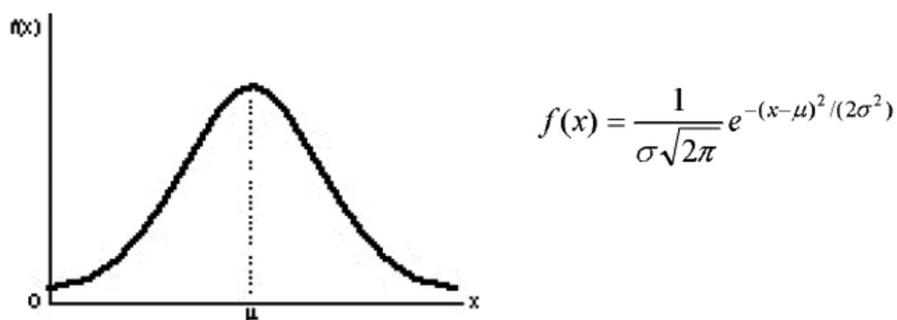
A *análise de sensibilidade e de risco* estuda e avalia a probabilidade de um projeto de investimento poder alcançar um nível de execução e de desempenho que possa ser considerado satisfatório, face aos valores limites dos seus indicadores (European Commission, 2008).

Num projeto de investimento, este tipo de análise compreende:

- A *análise de sensibilidade*, ou seja, o efeito que a variação nos valores das variáveis inerentes aos dados têm nos indicadores financeiros e económicos calculados. A questão da *incerteza* inerente aos dados é abordada neste tipo de análise, através da qual são identificadas as principais variáveis que podem afetar os resultados do projeto (Asian Development Bank, 2013). Serão essas as variáveis que deverão ser assumidas como *críticas* para o projeto em estudo. Nos projetos de investimento candidatos a fundos comunitários é recomendado pela Comissão Europeia que, nos estudos de análise de sensibilidade das variáveis em presença, sejam assumidas como sendo *críticas* variáveis cuja variação de +/- 1% conduza uma variação superior a 1% no *valor atual líquido*.
- A *análise de cenários*, encarada como uma análise de sensibilidade específica, na medida em que permite estudar o efeito de várias variáveis em simultâneo. Podem-se construir vários cenários, entre dois cenários limite, considerados como *pessimista* e *otimista*. Estes cenários limite são construídos a partir de valores extremos das variáveis em presença, consideradas *críticas*.
- A seleção das *distribuições probabilísticas* representativas do comportamento das variáveis, atribuindo a cada variável uma distribuição de probabilidade, definida para um intervalo de valores em torno do valor mais provável, normalmente coincidente com o valor considerado como de referência no projeto. Pretende-se, a partir daí, calcular o valor mais provável para os indicadores financeiros e económicos.

As distribuições de probabilidade aconselhadas para este tipo de análise são as *distribuições contínuas*, *Normal ou Gaussiana*, cujos parâmetros são a média e o desvio padrão, e *triangular simétrica e assimétrica*, descritas por três parâmetros, os limites mínimo e máximo e o valor modal. A opção por estas distribuições assenta na sua *arquitetura* simples e de resultados comprovadamente fiáveis em diversificadas aplicações. Nas Figuras 5.5 e 5.6 apresentam-se resumidamente alguns dados sobre estas funções (Rockwell Automation, Inc., 2014):

Figura 5.5 - Função densidade de probabilidade da distribuição Normal ou Gaussiana



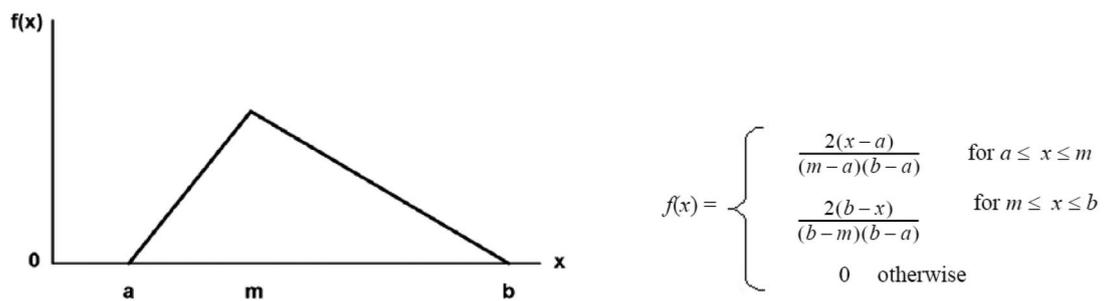
Fonte: Rockwell Automation, Inc.

Parâmetros: *média* μ (número real) e *desvio padrão* σ (número real positivo)

Intervalo: $[-\infty, +\infty]$

Aplicações: a *distribuição normal* é comumente utilizada em situações em que se aplica o *teorema do limite central*, sendo também utilizada sempre que se verifique haver uma distribuição simétrica do intervalo de dados. É adequada para tratamento de dados biométricos.

Figura 5.6 - Função densidade de probabilidade da distribuição triangular



Fonte: Rockwell Automation, Inc.

Parâmetros: *mínimo* a , *moda* m e *máximo* b

Intervalo: $[a, b]$

Média: $(a+m+b)/3$

Variância: $(a^2+m^2+b^2-ma-ab-mb)/18$

Aplicações: a *distribuição triangular* é usualmente utilizada em situações em que não se conhece a arquitetura da distribuição dos dados, mas há uma estimativa mais ou menos aproximada dos valores mínimo, máximo e do valor mais provável. Trata-se de uma distribuição de fácil utilização mas bastante eficiente, pela facilidade de aplicação dos seus parâmetros.

- A *análise de risco* processa-se a partir da fase anterior, em que é possível determinar as distribuições de probabilidades dos indicadores de desempenho do projeto, o *valor atual líquido* e a *taxa interna de rentabilidade*, nas perspectivas financeira e económica. Este cálculo é efetuado a partir de aplicações informáticas que efetuam uma simulação na base da geração de números aleatórios, na maioria dos casos a partir do *método de Monte Carlo*. Uma vez obtida a convergência dos valores obtidos nas simulações efetuadas, os resultados obtidos para os indicadores de desempenho podem ser expressos através dos respetivos histogramas e das distribuições acumuladas, podendo a partir daí proceder-se à avaliação de risco.

5.4 Custo nivelado de eletricidade

Considera-se que o *custo nivelado de geração de eletricidade* (LCOE – *Levelized Cost of Electricity*) representa o valor a que deve ser comercializada a eletricidade produzida, por uma central térmica ou por fonte de energia renovável, para que o *valor atual líquido* (VAL) da receita da venda iguale o do seu custo de produção (Borenstein, 2012). Pode ser definido, também, como o valor a que deve ser comercializada a eletricidade, que torna nula a *taxa de desconto* do projeto de produção em causa (Karlynn & Schwabe, 2009), ou ainda pode representar o valor dos custos médios de geração de eletricidade, fixos e variáveis, atualizados ao longo do tempo de vida útil de uma central de produção (Edenhofer *et al.*, 2013)

A Comissão Europeia produziu um documento de trabalho (European Commission, 2008a) em que são apresentados dois cenários de evolução para 2020 e 2030 dos custos de investimento e de funcionamento, bem como de eficiência das diferentes tecnologias aplicadas para a geração de eletricidade, para produção de calor para sistemas de aquecimento e para a produção de combustíveis para transportes.

Um dos quatro indicadores que são objeto de análise nesse estudo, na componente de geração de eletricidade, é o do seu custo nivelado, para além da eficiência de funcionamento das respetivas centrais de produção, dos valores das suas emissões e das suas sensibilidades às variações dos preços de mercado dos combustíveis utilizados.

O valor do custo nivelado de geração de eletricidade é determinado a partir da seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{SCI \times (1 + IDC) \times CRF}{8760 \times LF} + \frac{FOM}{8760} + VOM + FC + CC + CTS$$

Em que:

SCI – custo de investimento por unidade de potência instalada, em €/MW;

IDC - juros durante o período de construção;

CRF - taxa de recuperação do capital investido;

LF – fator de carga da central de produção;

FOM - custos fixos anuais de funcionamento na vida útil da central de produção, por unidade de potência instalada, em €/MW;

VOM – custos variáveis anuais de funcionamento na vida útil da central de produção, por unidade de potência instalada, em €/MW;

FC – custos anuais de combustível, durante a vida útil da central, por unidade de potência instalada, em €/MW;

CC – custos anuais das emissões de carbono durante a vida útil da central, por unidade de potência instalada, em €/MW;

CTS – custos anuais de transporte e armazenamento de carbono (quando aplicável), por unidade de potência instalada, em €/MW.

Os valores de investimento, atualizados a 2007, são projetados para 2020 e 2030, em função da taxa de aprendizagem aplicável a cada tecnologia, através da expressão:

$$SCIf = SCIp \times \left(\frac{Cf}{Cp} \right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln 2}}$$

Em que os índices p e f representam, respetivamente, os valores presentes e futuros dos custos de investimento, SCI [€/MW], e das capacidades presente e futura, C [MW], consideradas à escala global. Estes dados, para as diferentes tecnologias, constam na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Custos de investimento, operacionais e de manutenção, [€/kW], por fonte de energia

Tecnologia	SCIp (estado da arte, 2007) [€2005/kW]			Custos Oper e de Manut (VOM+FOM) anuais [€2005/kW]		
	Valores Referência	Intervalo variação		Valores Referência	Intervalo variação	
Turbina a gás ciclo aberto	310	200	400	10	6	13
Turbina a gás de ciclo combinado	635	480	730	25	19	26
Turbina a gás de ciclo combinado c/ captura de carbono	1200	1000	1300	40	37	44
Combustão interna a diesel	800	550	1350	40	29	63
Turbina a fuelóleo de ciclo combinado	1000	900	1100	50	48	55
Combustão carvão pulverizado	1265	1000	1440	60	50	67
Combustão carvão pulverizado c/ captura de carbono	2250	1700	2700	90	76	101
Combustão de carvão em leito fluidizado	1400	1250	1500	70	62	71
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão	1550	1400	1650	65	61	69
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão c/ captura de carbono	2100	1700	2400	85	74	95
Cisão nuclear	2680	1970	3380	90	74	107
Combustão biomassa (larga escala)	2450	2020	3220	135	124	161
Combustão biogás	3140	2960	5790	245	237	334
Eólica onshore	1140	1000	1370	35	33	42
Eólica offshore	2000	1750	2750	80	71	105
Solar fotovoltaico	4700	4100	6900	80	72	114
Concentração solar	5000	4000	6000	115	111	121
Hídrica	2510	1750	4500	75	-	-
	1800	1230	3650	55	-	-
	1350	900	3100	40	-	-

Fonte: Adaptado de European Commission (2008) - Tabela 3.2

Foi assumido que os valores do factor de carga para as instalações relativas a fontes de energia não renovável correspondiam a 85% da sua capacidade total anual, enquanto para as fontes renováveis foram considerados factores de carga diferenciados por fonte: 11% para centrais fotovoltaicas, 41% para centrais térmicas de concentração solar, 23% e 39% para parques eólicos *onshore* e *offshore* respetivamente, 50% e 57% para as centrais hídricas e mini-hídricas.

Na Tabela 5.11 resume-se a informação relativa ao tempo de construção considerado para as diferentes instalações de produção, ao tempo de vida útil previsto para cada

fonte de energia/tecnologia, à capacidade instalada a nível global em 2007 e respetiva projeção para 2030 para cada instalação, ao valor da taxa de aprendizagem aplicável a cada fonte, bem como aos limites de variação das emissões de gases de estufa previstas para cada tecnologia.

Tabela 5.11 - Dados gerais por fonte de energia

Tecnologia	Tempo de construção [nº anos]	Tempo de vida [nº anos]	Capacidade global instalada		Taxa de aprendizagem	Gases c/ efeito estufa	
			Cp	C2030		[tCO ₂ /GWh]	
			[GW]	[GW]	[%]	min	máx
Turbina a gás ciclo aberto	1	25	225	1110	5,0%	520	600
Turbina a gás de ciclo combinado	3	25	350	790	5,0%	365	495
Turbina a gás de ciclo combinado c/ captura de carbono	4	25	1	61	2,2%	80	235
Combustão interna a diesel	1	25	200	930	3,0%	670	690
Turbina a fuelóleo de ciclo combinado	3	25	350	790	3,0%	570	590
Combustão carvão pulverizado	3	40	300	790	6,0%	800	860
Combustão carvão pulverizado c/ captura de carbono	4	40	10	235	2,1%	240	290
Combustão de carvão em leito fluidizado	3	40	70	230	6,0%	950	980
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão	3	40	1	3	11,0%	830	860
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão c/ captura de carbono	4	40	10	235	5,0%	240	290
Cisão nuclear	6	40	3	100	3,0%	3	40
Combustão biomassa (larga escala)	2	30	62	125	12,5%	21	
Combustão biogás	1	25	4	11	12,5%	245	
Eólica <i>onshore</i>	1	20	95	960	8,0%	7	30
Eólica <i>offshore</i>	2	20	12	210	8,0%	9	22
Solar fotovoltaico	0	25	8	150	23,0%	40	110
Concentração solar	2	40	0,4	60	10,0%	135	
Hídrica	4	50	770	n/a	-1,2%/ano	3,5	40

Fonte: Adaptado de European Commission (2008) - Tabela 3.3

Com os dados assumidos nas tabelas anteriores, a Comissão Europeia compara as projeções para 2020 e 2030 dos resultados obtidos para os custos nivelados de geração de eletricidade, na base de dois cenários de evolução dos combustíveis fósseis: cenário de aumento moderado e cenário de aumento acentuado dos preços destes combustíveis.

Na Tabela 5.12 apresentam-se os resultados obtidos para os cenários atrás referidos. Se considerarmos o cenário de evolução moderada apresentado nesta Tabela como sendo o mais previsível, constatamos que em 2007 as fontes de energia renovável de biomassa (55 a 215 €/MWh), eólica *onshore* (75 a 110 €/MWh) e hídrica (35 a 185 €/MWh) já apresentavam valores de custos de geração de eletricidade competitivos com as fontes térmicas, cujos custos variavam entre 40 €/MWh nas centrais de carvão por combustão de carvão pulverizado e 125 €/MWh nas centrais de combustão a diesel. Os custos de produção para o solar fotovoltaico (520 a 880 €/MWh) e para as centrais de

concentração solar (170 a 250 €/MWh) eram significativamente elevados face aos das fontes tradicionais, em ambos os cenários.

Tabela 5.12 - Cenários para os custos nivelados de eletricidade, [€/MWh], por fonte de energia

Fonte de energia / Tecnologia	Custo de geração de eletricidade [€2005/MWh]											
	Cenário evolução moderada de preços do gás e petróleo						Cenário de evolução acentuada de preços do gás e petróleo					
	Valor em 2007		Projeção para 2020		Projeção para 2030		Valor em 2007		Projeção para 2020		Projeção para 2030	
Turbina a gás ciclo aberto	65	75	90	95	90	100	80	90	145	155	160	165
Turbina a gás de ciclo combinado	50	60	65	75	70	80	60	70	105	115	115	125
Turbina a gás de ciclo combinado c/ captura de carbono			85	95	80	90			130	140	140	150
Combustão interna a diesel	100	125	140	165	140	160	125	145	200	220	230	250
Turbina a fuelóleo de ciclo combinado	95	105	125	135	125	135	115	125	175	185	200	205
Combustão carvão pulverizado	40	50	65	80	65	80	40	55	80	95	85	100
Combustão carvão pulverizado c/ captura de carbono			80	105	75	100			100	125	100	120
Combustão de carvão em leito fluidizado	45	55	75	85	75	85	50	60	95	105	95	105
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão	45	55	70	80	70	80	50	60	85	95	85	95
Ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão c/ captura de carbono			75	90	65	85			95	110	90	105
Cisão nuclear	50	85	45	80	45	80	55	90	55	90	55	85
Combustão biomassa (larga escala)	80	195	85	200	85	205	80	195	90	215	95	220
Combustão biogás	55	215	50	200	50	190	55	215	50	200	50	190
Eólica onshore	75	110	55	90	50	85	75	110	55	90	50	85
Eólica offshore	85	140	65	115	50	95	85	140	65	115	50	95
Solar fotovoltaico	520	880	270	460	170	300	520	880	270	460	170	300
Concentração solar	170	250	110	160	100	140	170	250	130	180	120	160
Grande hídrica	35	145	30	140	30	130	35	145	30	140	30	130
Pequena hídrica	60	185	55	160	50	140	60	185	55	160	50	145

Fonte: Adaptado de European Commission (2008)

A elevada sensibilidade das fontes de energia fóssil quanto à evolução dos preços dos combustíveis, bem como a evolução dos custos associados às emissões de CO₂ e à sua captura, vai futuramente penalizar estas fontes de energia, nos horizontes de 2020 e 2030 (European Commission, 2008a).

Nas projeções para 2030 (European Commission, 2008a; European Wind Energy Association - EWEA, 2009b), no cenário de evolução moderada dos preços dos combustíveis, os custos de produção serão da ordem dos 70 a 100 €/MWh para as centrais a gás, de 125 a 160 €/MWh para as centrais a fuel e de 65 a 100 €/MWh para as centrais a carvão. Os custos de geração de eletricidade para a fonte nuclear manter-se-ão bastante

competitivos, entre 45 e 80 €/MWh, mostrando-se pouco sensíveis à evolução dos preços dos combustíveis bem como ao das emissões de Carbono. A competitividade dos custos nivelados de produção das fontes renováveis será então praticamente total, com valores de 50 a 205 €/MWh para as centrais de biomassa, de 50 a 95 €/MWh para os parques eólicos *onshore* e *offshore*, de 30 a 140 €/MWh para as hidroelétricas, e de 100 a 300 €/MWh para as centrais solares, valores estes a preços constantes de 2005.

Face aos valores atuais, é de admitir que as projeções, em ambos os cenários, sejam demasiado penalizadoras para a fonte fotovoltaica, na qual, fruto da inovação tecnológica atual e da pesquisa na aplicação de novos materiais, se espera uma evolução muito significativa a curto/médio prazo, com a consequente redução dos custos de geração de eletricidade.

Vários estudos têm sido publicados sobre os custos de geração de eletricidade para diferentes fontes de energia. Em 2011, a Mott MacDonald efetuou um estudo, solicitado pelo UK Committee of Climate Change, com o objetivo de avaliar a estrutura dos custos de geração de eletricidade para as designadas tecnologias com baixas emissões de carbono, bem como a sua previsível evolução no Reino Unido nas próximas décadas (Mott MacDonald, 2011).

Desse estudo pode-se antever a tendência para o reforço da competitividade com as fontes térmicas de origem fóssil, das energias hidroelétrica e eólica *onshore*, projetando-se para 2040 custos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, da ordem de 45 e 52-55 €/MWh, respetivamente, a valores de 2010. A fonte eólica *offshore* prevê-se que venha a beneficiar de alterações tecnológicas significativas com o aparecimento de aerogeradores de 10 a 20 MW de potência, a partir da próxima década, bem como da construção de parques em águas mais profundas. Desta forma, é perspetivada uma redução significativa dos seus custos de produção para 120-130 €/MWh em 2020 e 100-130 €/MWh em 2040. Prevê-se, também, uma queda acentuada dos custos de geração de eletricidade a partir da fonte solar fotovoltaica, sendo de esperar que esta energia apresente em 2040 custos de produção semelhantes aos da eólica *offshore* e da nuclear. Para a fonte de energia nuclear, o referido estudo perspetiva uma redução de custos de geração de eletricidade para valores entre 51 e 66 €/MWh, face aos 89 €/MWh de 2011.

Quanto às tecnologias convencionais das fontes fósseis, passíveis de captura e armazenamento de carbono (CCS – *Carbon Capture and Storage*), não se prevê que se venham a registar reduções significativas dos seus custos de geração de eletricidade, uma vez que o aumento expectável dos custos associados às emissões de carbono e à sua captura e armazenamento irá certamente anular as eventuais reduções dos custos de geração de eletricidade que se venham a registar, fruto das inovações tecnológicas (Mott MacDonald, 2011).

Em 2012 a United States Energy Information Administration, EIA, apresentou as suas previsões para os Estados Unidos, dos custos de geração de eletricidade, por fonte

de energia e tecnologia (EIA, 2014), para 2019 e 2040. Destaca-se das suas conclusões, a competitividade assumida para as fontes de energia eólica *onshore* e hídrica, quando comparados os respetivos custos de geração de eletricidade, de 80,3 \$/MWh para a eólica e 84,5 \$/MWh para a hídrica em 2019, e de 73,1 e 84,6 \$/MWh, respetivamente para 2040, com os das centrais a carvão, entre 95,6 e 87,0 \$/MWh, e os das centrais a gás de ciclo combinado, que são da ordem dos 66,3 a 81,2 \$/MWh.

A necessidade de implementação de processos de captura e armazenamento de Carbono, resultante das restrições impostas pelas políticas ambientais visando a redução das emissões de Carbono, vai conduzir à implementação das designadas tecnologias CCS (*Carbon Capture and Storage*) e, desta forma, agravar significativamente os custos finais de geração de eletricidade a partir das fontes de energia fóssil. De realçar ainda, nas projeções para 2040, a competitividade dos custos de geração de eletricidade das fontes de energia nuclear, 83,0 \$/MWh, geotérmica, 63,5 \$/MWh e de biomassa, 97,0 \$/MWh.

A evolução dos custos de geração de eletricidade a partir da energia eólica tem sido objeto de análise e comparação com outras fontes de energia. Em 2012 a NREL, U.S. National Renewable Energy Laboratory apresentou os resultados de um estudo (Wiser *et al.*, 2012) em que uma das principais conclusões era a de que na década entre 2002/03 e 2012/13 se tinham conseguido avanços tecnológicos, nos Estados Unidos, que permitiram aumentos significativos nos coeficientes de potência.

Foi assim possível obter reduções dos custos de geração de eletricidade da ordem dos 24% em localizações de parques eólicos com registos de velocidades médias de vento de 6 m/s para torres de 50 m de altura, e da ordem dos 39% para localizações com velocidades médias de 8 m/s à mesma altura. A inovação tecnológica registada durante essa década nos aerogeradores de “baixas velocidades de funcionamento” veio permitir obter uma redução significativa dos custos de geração de eletricidade.

Num estudo mais recente (Lazard, 2018), relativamente aos custos de produção de energia nos Estados Unidos, são comparadas várias fontes convencionais de energia e fontes renováveis, conforme resumido na Tabela 5.13, página seguinte. Para as diferentes capacidades instaladas constata-se que 150 MW de potência de energia eólica produzem energia com custos nivelados entre 26 e 50€/MWh, intervalo este de custos perfeitamente competitivo com os valores das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural e com o das centrais a carvão, sendo inclusivamente mais baixo.

Tabela 5.13 - Custos nivelados de produção de energia - LCOE [€-\$.Ago2019]

	Capacidade instalada [MW]	Custos de Investimento [€/kW]	Custos fixos operacionais e de mant. [€/kW-ano]	Custos variáveis operacionais e de mant. [€/kW-ano]	Coefficiente de potência [%]	Preço do combustível [€/MMBtu]	Tempo de construção [meses]	Tempo de vida útil [anos]	Emissões de CO2 [tn/MWh]	Custo Nivelado de Produção de Energia [€/MWh]
Sector Residencial	0,005	2 658	13,06	22,52	19% - 13%		3	25		144
		2 928					241			
Sector Comercial e Industrial	1	1 712	13,51	18,02	25% - 20%		3	25		73
Comunidade	5	1 667	10,81	14,41	25% - 20%		4	30		66
Produção grande escala c/ painéis cristalinos	50	1 126	10,81	8,11	32% - 21%		9	30		36
Produção grande escala c/ película (Thin Film PV - TFPV)	50	1 126	10,81	8,11	34% - 23%		9	30		32
Eólica	150	1 036	25,23	32,88	55% - 38%		12	20		26
		1 396					50			
Offshore	210 - 385	2 027	72,07	99,10	55% - 45%		12	20		56
Central térmica a gás (backup)	241	631	4,50	18,02	10%	3,11	25	20		137
Central térmica a gás de ciclo combinado	550	631	5,41	4,95	80%	3,11	36	20	0,51	37
Central a carvão de gasificação integrada de ciclo combinado - IGCC c/ captura Carbono - CCS	580	3 604	56,08	65,77	75%	1,31	57 - 63	40		92
Central térmica a carvão	600	2 703	36,04	72,07	93%	1,31	60 - 66	40	0,92	54
Central nuclear	2 200	5 856	103,60	121,62	90%	0,77	69	40		101
Dados adaptados de LAZARD Levelized Cost of Energy Analysis - version 12.0, Nov 2018										

Fonte: Adaptado de LAZARD (2018)

6. GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR ENERGIA EÓLICA

6.1. Modelo comunitário de produção: descrição genérica do modelo

O modelo proposto no âmbito deste trabalho pretende dar resposta ao consumo de eletricidade de pequenos agregados urbanos, garantindo aos seus residentes o máximo de autonomia relativamente aos fornecedores comerciais existentes no mercado, disponíveis através da rede nacional de fornecimento de eletricidade.

O modelo proposto baseia-se num sistema de geração de eletricidade considerado de pequena escala, sendo constituído por um único aerogerador com potência até 100 kW. Não se trata de um sistema de produção autónomo, pretendendo-se que esteja ligado à rede de fornecimento de eletricidade existente. Contudo, pode ser adaptado de forma a contemplar agregados urbanos que, pela sua localização geográfica, ainda não estejam integrados na rede nacional de fornecimento de eletricidade. Para tal, deverá evoluir para um sistema de abastecimento híbrido, por exemplo um sistema de produção baseado em energia eólica e solar fotovoltaico, que contemple, também, um sistema de armazenamento de energia por baterias, bem como um sistema solar térmico para aquecimento de água.

Apesar do conceito de comunidade energética ser, na prática, pouco conhecido no nosso país, acredita-se que os municípios possam vir a desempenhar um papel importante no esclarecimento e aconselhamento das suas populações, se não mesmo desempenhar, eles próprios, um papel mais ativo, como fornecedores de eletricidade locais e de áreas que o justifiquem.

Papel semelhante é passível de ser assumido por instituições públicas, designadamente instituições de ensino, de cultura e desporto, bem como empresas privadas do sector do turismo (hotéis e aldeamentos turísticos), motivando a sociedade local para a sustentabilidade energética, cultural e ambiental dos locais geográficos em que se inserem.

O modelo de estudo aborda as componentes das vertentes tecnológica e económica, sendo também tidas em consideração as questões de carácter ambiental e social.

6.2 Vertente tecnológica

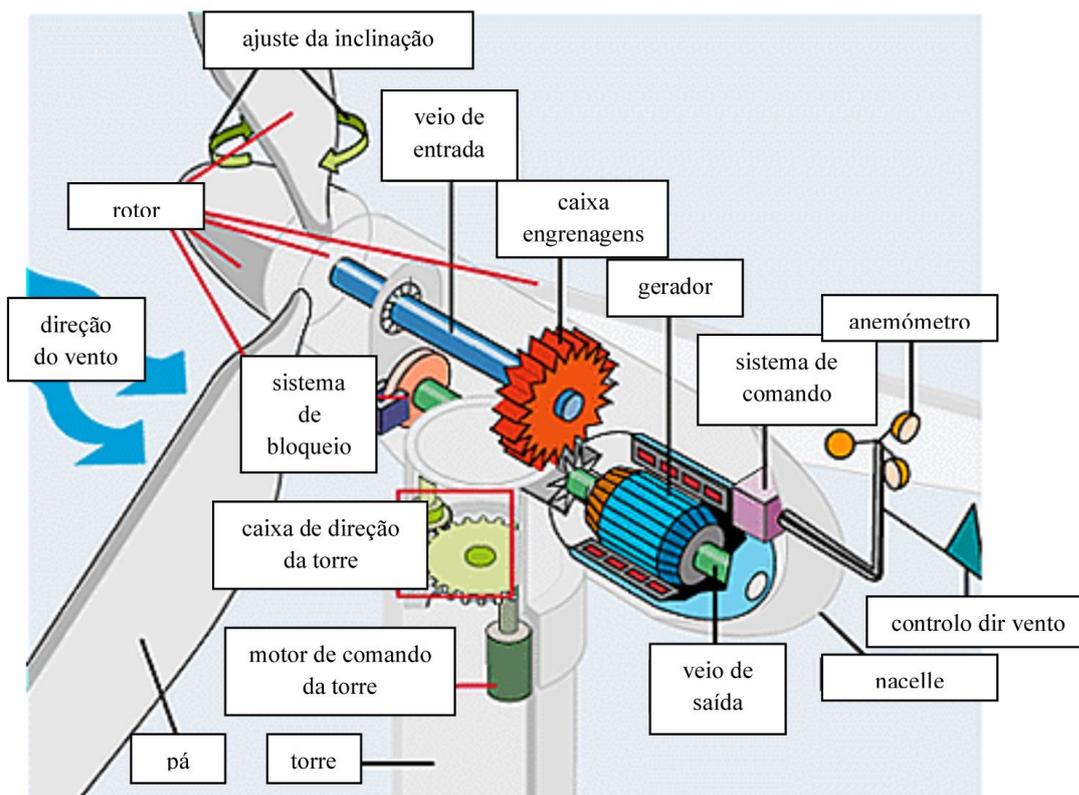
6.2.1 Principais variáveis

As principais variáveis a considerar num sistema de geração de eletricidade com base num aerogerador estão naturalmente associadas ao próprio processo produtivo.

Basicamente, num processo de geração de eletricidade convencional usa-se um combustível (fuelóleo, gás, carvão) e, pela sua queima ou combustão num motor térmico, gera-se energia que permite acionar um gerador e produzir eletricidade.

Na utilização de um aerogerador, o combustível é o vento, cuja velocidade de deslocação força a rotação das pás que integram o seu rotor. Para velocidades adequadas da deslocação do vento através das pás, a sua rotação é transmitida a um veio que, ligado a uma caixa de engrenagens, aumenta a velocidade de rotação transmitindo-a através de um outro veio ao gerador, o qual transforma a energia mecânica recebida pela rotação do veio em energia elétrica. Este conjunto constituído pelo rotor, veios transmissores, caixa multiplicadora, gerador, sistema de controlo, sistema de refrigeração, torre e restantes componentes acessórios, costuma designar-se por turbina eólica, de que se apresenta um esquema simplificado na Figura 6.1:

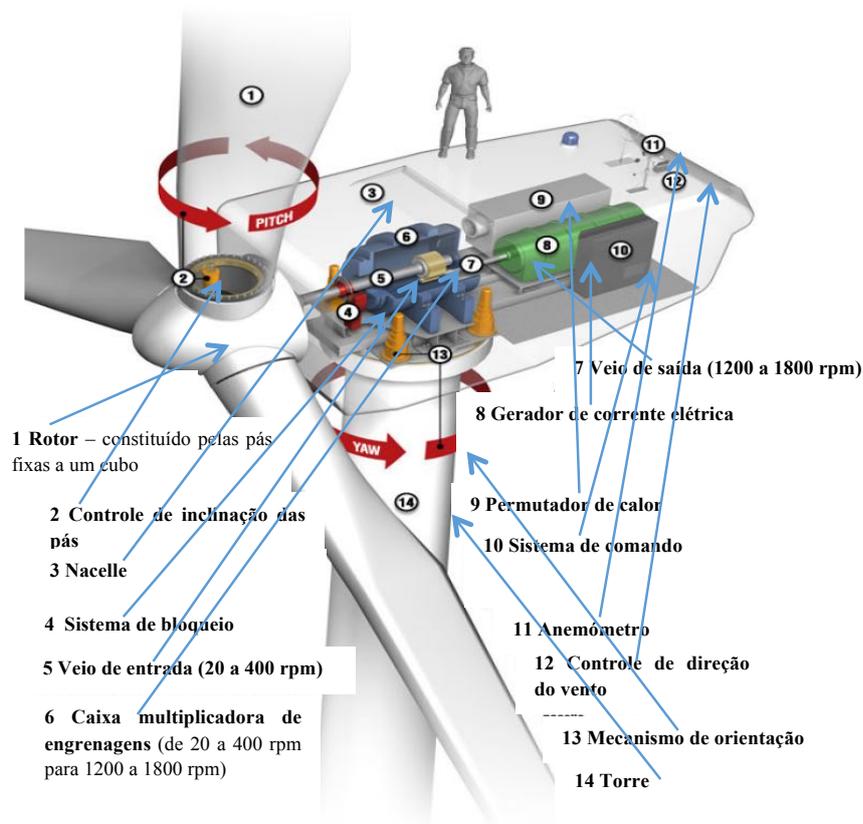
Figura 6.1 – Representação esquemática do interior da *nacelle* de um aerogerador



Fonte: Adaptado da National Renewable Energy Laboratory

De uma forma mais próxima da realidade, a Figura 6.2 mostra, em esqueleto, uma turbina eólica atual.

Figura 6.2 – Componentes de um aerogerador



Fonte: <http://www.awea.org> | Adaptado de Schubel e Crossley (2012)

A breve descrição feita da transformação do processo aerodinâmico do escoamento do vento em processo mecânico da turbina eólica permite identificar as principais variáveis de carácter tecnológico do sistema. Estas podem ser subdivididas em variáveis associadas ao escoamento do vento, como a sua velocidade e direção, e variáveis associadas ao equipamento, como o número de pás do rotor, a sua dimensão, o seu design e estrutura, a sua inclinação (fixa ou ajustável em funcionamento), o tipo de caixa multiplicadora e de gerador, bem como a altura da torre, no topo da qual se encontra a componente da turbina que compreende os equipamentos atrás descritos, vulgarmente designada por nave ou *nacelle*.

Se as componentes mecânicas, elétricas e eletrónicas constituem importantes variáveis da turbina eólica, cujos respetivos rendimentos de conjunto contribuem para a sua eficiência global, as componentes estruturais, mais especificamente as pás do rotor e a torre, desempenham um papel fundamental nesta.

6.2.2 Aerogeradores de pequena e média potência

Se a distinção entre aerogeradores de média e grande potência parece ser pacífica, sendo “a fronteira” entre ambos na gama de potências entre os 500 e os 600 kW, a des-trinça entre aerogeradores de baixa e de média potência torna-se mais difusa, conside-

rando-se neste trabalho que a gama dos aerogeradores de baixa potência se estende até aos 100 kW (EWEA, 2009a, p. 129).

Esta classificação sugere a subdivisão dos aerogeradores de baixa potência em três escalas, conforme Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Classificação dos aerogeradores de baixa potência

Potência nominal, P_{nom} [kW]	Área de varrimento do rotor, A [m ²]	Escala
$P_{nom} < 1$ kW	$A < 4.9$ m ²	Pico
1 kW $< P_{nom} < 7$ kW	$A < 40$ m ²	Micro
7 kW $< P_{nom} < 50$ kW	$A < 200$ m ²	Mini
50 kW $< P_{nom} < 100$ kW	$A < 300$ m ²	Escala não definida

Fonte CIEMAT | Adaptado de EWEA (2009a), p. 129

Quanto às aplicações possíveis, a título indicativo a Tabela 6.2 sintetiza a informação mais relevante:

Tabela 6.2 - Aplicações de sistemas eólicos de baixa potência

Potência nominal	Eólico-Diesel								Parque eólico								
	Sistema Híbrido (Eólico e Fotov.)								Eólico - 1 unidade								
	Sistema eólico residencial								Eólico- 1 unidade integrada no edifício								
$P < 1$ kW	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x					
1 kW $< P < 7$ kW	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	
7 kW $< P < 50$ kW					x	x	x	x				x	x	x	x	x	
50 kW $< P < 100$ kW								x	x					x	x	x	
Aplicações de sistemas eólicos de baixa potência	Náutica	Sinalética	Iluminação pública	Habitacões isoladas	Quintas rurais	Bombagem de água	Centrais de dessalinização	Abastecimento de aldeias	Pequenas redes elétricas	Iluminação pública	Integração em telhados residenciais	Habitacões	Centros públicos	Parques de estacionamento	Pequenas indústrias	Pequenas indústrias	Quintas rurais
	Sistema autónomo								Sistema ligado à rede elétrica								

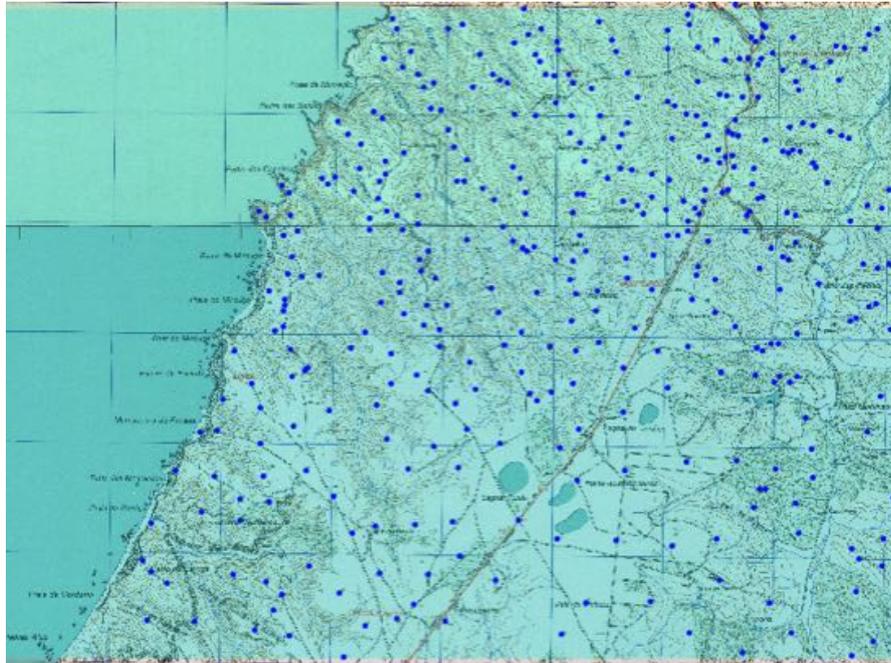
Fonte CIEMAT | Adaptado de Technology, p. 129, EWEA (2009a)

6.2.3 Caracterização geográfica

A caracterização geográfica do local de instalação do aerogerador, objeto de estudo, é feita a partir da geração de um modelo digital do terreno da área geográfica em que vai ser feita a instalação.

A partir de cartografia de base, em escala adequada, e de uma cobertura temática de pontos, de coordenadas geográficas com altimetria, recorrendo a uma aplicação de sistemas de informação geográfica é possível criar uma cobertura temática resultante da associação da informação referida, conforme representado na Figura 6.3.

Figura 6.3 - Cobertura temática de coordenadas locais



Software gvSIG 1.12.0

Com base na informação representada na figura anterior, é possível gerar o modelo digital de terreno correspondente à área geográfica em que é feita a instalação do aerogerador. A título ilustrativo, nas Figuras 6.4 e 6.5 estão representados os perfis, a duas e a três dimensões, correspondentes a um modelo digital de terreno.

Uma vez constituído o modelo digital, para que se possa avançar na simulação da geração de eletricidade a partir do aerogerador, torna-se necessário definir a sua localização e, para esta, efetuar uma simulação das suas condições de funcionamento.

As condições de funcionamento do aerogerador são função não só das suas características técnicas, da orografia e do tipo de cobertura vegetal do solo, como também, e essencialmente, das velocidades e direções dos ventos registadas localmente. Os dados sobre os ventos locais deverão ser confrontados com séries longas de dados que possam ter sido coligidos na vizinhança do local de implantação do aerogerador.

Figura 6.4 - Modelo digital de terreno com localização do aerogerador

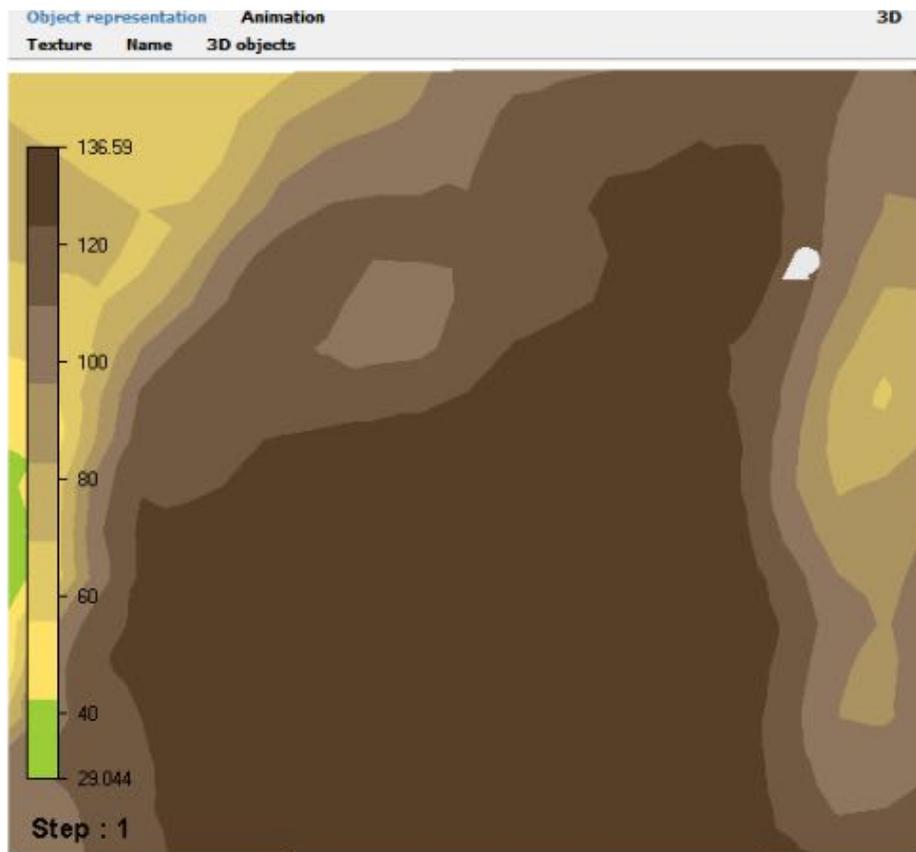
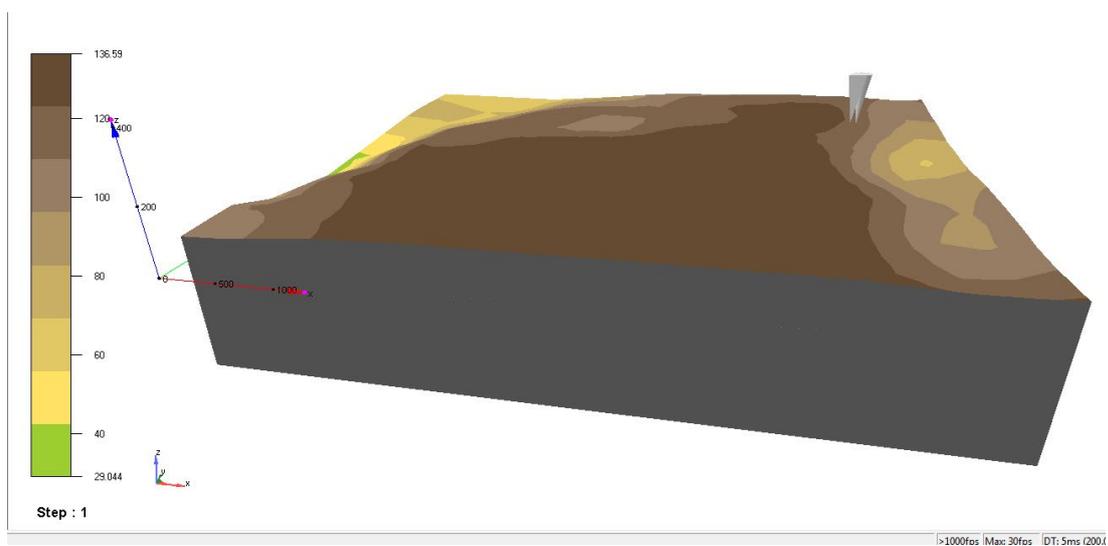


Fig 1. Digital terrain model with objects ▲ Wind turbine ● Climatology station

Software WindSim Terrain Editor1.1

Figura 6.5 - Representação tridimensional do modelo digital de terreno, com a localização do aerogerador



Software GLview Pro - WindSim

6.2.4 Tratamento de dados do vento

Quando se avalia a viabilidade de instalação de aerogeradores numa determinada localização geográfica, torna-se necessário conhecer o comportamento dos ventos locais, em particular a variabilidade do valor da velocidade bem como da sua direção.

Na maioria das situações, não existem dados históricos locais que possam constituir uma boa base de previsão, tornando-se assim necessário recorrer a metodologias estatisticamente adequadas, suportadas na existência de dados na vizinhança geográfica e que tenham sido obtidos durante um período de tempo que possa ser considerado representativo.

Muitos estudos e trabalhos de modelação têm sido realizados com o intuito de obter melhores resultados de previsão para o comportamento local dos ventos. Na bibliografia sobre a matéria, para situações em que não existem registos de valores de velocidade e direção dos ventos locais, usa-se frequentemente o *wind atlas method* (Troen & Petersen, 1989), de acordo com a EWEA (2009a). Este método, utilizando técnicas de modelação, permite efetuar previsões de valores locais a partir de dados de diferentes estações meteorológicas.

Quando há dados de medição disponíveis, basicamente existem dois métodos que permitem efetuar a previsão de longo termo da velocidade e da direção do vento a partir da existência de registos reais locais (EWEA, 2009a):

- Correlacionar os dados da série de registos locais com os de uma série longa, obtida, desejavelmente, a partir de uma estação meteorológica geograficamente próxima;
- Utilizar, unicamente, os dados da série de registos locais.

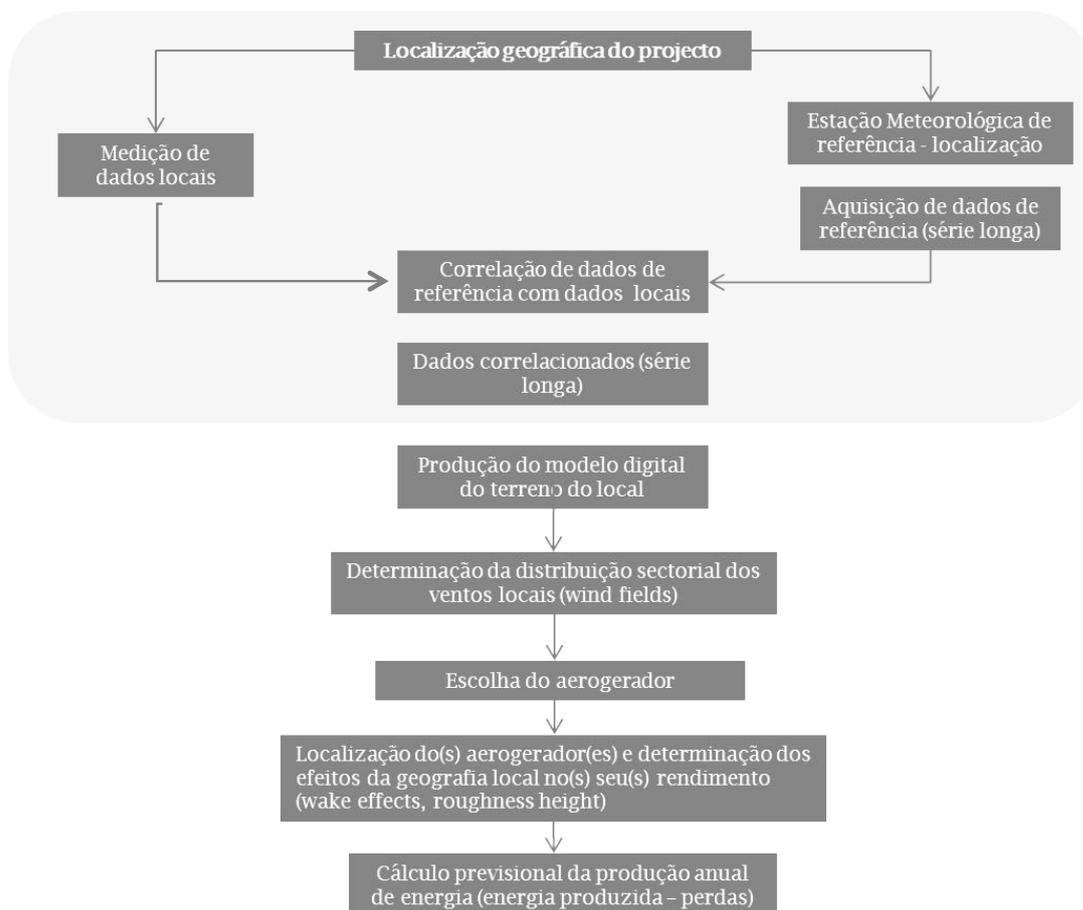
Sempre que exista uma série de dados local, relativa, no limite, a um período de tempo mínimo de 1 ano, a opção mais aconselhável é a de efetuar a correlação dos seus dados com os de uma série mais longa que, como já foi atrás referido, possa ser disponibilizada a partir de uma estação meteorológica localizada na vizinhança geográfica do local em que se pretende efetuar a instalação.

De facto, a correlação dos dados de duas séries, uma com os registos obtidos localmente, normalmente relativa a um período de tempo mais curto (série curta), com os de uma segunda série, mais longa (série longa), que contenha os registos obtidos a partir de uma estação meteorológica geograficamente próxima, permite minorar a incerteza resultante da utilização, apenas, da série curta dos dados locais.

Os dados das estações meteorológicas, a partir dos quais se obtêm as designadas séries longas de registos de velocidade e de direção do vento, são normalmente medidos a partir de anemómetros colocados a 10 metros de altura do solo, sendo desejável que abranjam períodos superiores a 5 anos, preferencialmente de 10 anos.

A Figura 6.6 apresenta, de uma forma esquemática, as principais etapas necessárias à obtenção de uma estimativa do valor de produção anual de eletricidade, com base na previsão do comportamento local do vento, a partir de uma análise de correlação de dados.

Figura 6.6 - Obtenção de uma estimativa do valor de produção anual de eletricidade
Esquema com as principais etapas



Fonte: Esquema adaptado da Figura 1.2.2 - pág. 37- Part I, do relatório da EWEA (2009a)

O procedimento que permite efetuar a comparação da velocidade do vento no local de instalação com a velocidade no local de referência (estação meteorológica geograficamente próxima) e utilizar o resultado dessa análise comparativa para efetuar uma previsão, por período de tempo igual ao da série de referência e para os valores de velocidade do vento no local de instalação, é designado por *Measure, Correlate and Predict - MCP* (EWEA, 2009a), ou, traduzindo, *medir, correlacionar e prever*.

A fronteira entre um bom e um menos bom resultado em termos de correlação de dados através da metodologia *MCP*, não é clara. Contudo, segundo a EWEA (2009a), admite-se como regra geral que se o valor do coeficiente de determinação (R^2) das séries de valores mensais de velocidade do vento, consideradas todas as direções registadas, for inferior a 0.8, há uma incerteza considerável quanto à utilização dos dados da série de referência como base para inferir dados de longo termo no local da instalação produtora.

Com a série de dados obtida pelo método *MCP* e com o modelo digital do terreno obtido, pode-se proceder à modelação e simulação das condições locais, face não só às velocidades e direções de vento como à orografia local e à rugosidade do terreno.

É da modelação e simulação referida no parágrafo anterior que, em função das características dos diferentes aerogeradores testados, se pode prever qual a geração de eletricidade prevista para as condições do local de instalação.

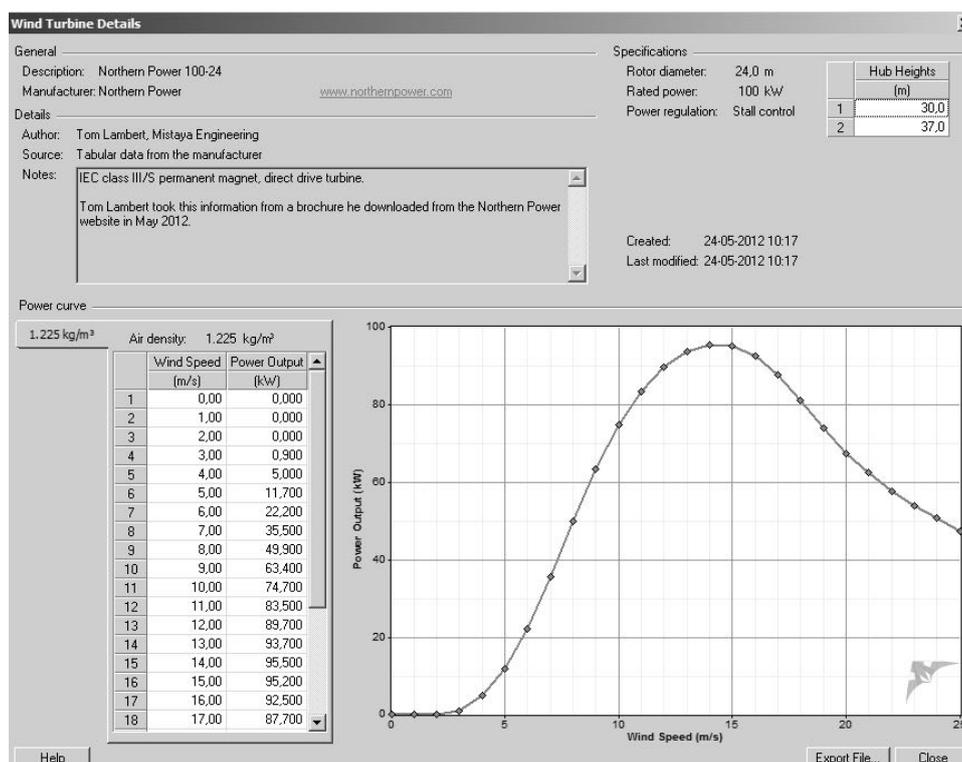
Com base no modelo digital de terreno, a aplicação simula as condições de *micro-siting* (condições ótimas de layout de um parque eólico face aos designados “campos de vento” locais). Os campos de vento (*wind fields*) são gerados por modelação numérica com o recurso a *software* adequado.

6.2.5 Seleção do aerogerador e suas características técnicas

No modelo em estudo foram testados três aerogeradores com características técnicas diferentes, com base em informação obtida de acordo com o esquema apresentado na Figura 6.6.

A tabela constante na Figura 6.7 contém a informação das potências de funcionamento para os diferentes regimes de velocidade do vento, sendo com base na mesma que é gerado o gráfico da curva de potência apresentado. Estes dados constituem parte da informação constante nas especificações fornecidas pelos fabricantes, sendo possível constatar que, para o caso do aerogerador apresentado na figura, a potência nominal (*rated power*) de 95 kW é alcançada para uma velocidade do vento da ordem 14 a 15 m/s.

Figura 6.7 - Dados de um aerogerador de 100 kW de potência nominal



Fonte: Mistaya Engineering e Northern Power

Na Tabela 6.3 sintetiza-se a informação para cada aerogerador testado no modelo em estudo.

Tabela 6.3 - Principais características dos aerogeradores testados

Fabricante Modelo	Potência Nominal [kW]	Potência Máxima [kW]	Velocidade do Vento p/ Potência Máxima	Diâmetro do Rotor[m]	Altura da Torre[m]
Endurance Wind Power G-3120	35	35,7	11	19	30
Endurance Wind Power E-3120	50	56,9	12	19	30
Northern Power 60-24	60	59,9	11	24	30

Fontes: Mistaya Engineering, Endurance Wind Power, Northern Power

6.2.6 Previsão da produção de energia elétrica

Com base nos campos de vento locais gerados a partir da simulação do modelo digital de terreno e da previsão da climatologia para o local em que se pretende instalar o aerogerador, foi possível prever a produção anual de eletricidade, simulando no *Wind-sim 5.1.0 Eval* as condições de funcionamento para cada aerogerador indicado na Tabela 6.3, a partir dos dados relativos às respetivas curvas de potência.

Como já foi referido no ponto anterior, pelo método *Measure, Correlate and Predict – MCP*, foi possível correlacionar os valores da série de referência com os da série local, através da aplicação *Windographer Professional*, a partir de diferentes algoritmos. Apesar do nível de correlação variar consoante o algoritmo aplicado, entendeu-se por bem testar não apenas o algoritmo mais adequado (o que permitiu obter menores erros de previsão) e, portanto, gerar mais do que uma série longa de previsão de velocidades e direções de vento.

Cada série longa de previsão, referida no parágrafo anterior (obtidas a partir de diferentes algoritmos), constituiu os dados de climatologia em cada simulação efetuada por tipo de aerogerador, tendo permitido avaliar a variação da produção anual de eletricidade em função da variação das condições da climatologia local. Estes resultados serão objeto de análise no capítulo 9.

6.2.7 Caracterização de consumos da comunidade local

No modelo em estudo pretende-se dar resposta ao consumo de pequenas comunidades locais, com tipos de consumidores diferenciados. Não sendo fácil tipificar estes pequenos aglomerados urbanos, tendo em consideração a predominância da habitação dispersa numa extensa faixa da região do Algarve, entendeu-se, contudo, aplicar o conceito de pequena comunidade local a pequenas aldeias ou aglomerados urbanos constituídos por edificações de uso doméstico, bem como edificações de prestação local de

serviços, tais como pequeno comércio, restauração, cafetaria, panificação e pequena indústria, incluindo edificações de serviços de utilidade pública.

De acordo com dados da Pordata (2014), o consumo médio do sector residencial, na região do Algarve, situava-se em 2013 na ordem dos 2,3 MWh por habitação. A Direção-Geral de Energia e Geologia (2013), considerando existirem 340.552 consumidores (contadores instalados) no sector residencial na região do Algarve, apontava, em 2012, para um consumo médio anual de 2,51 MWh por habitação, consumo este superior ao da média nacional (sem as regiões autónomas), que se situou em 2,4 MWh.

Por sua vez, a World Energy Council (2013), com base em dados da Enerdata, na sua base de dados *Energy Efficiency/CO2 Indicators*, aponta para consumos médios por habitação (com contador instalado), no nosso país, superiores a 3 MWh/ano a partir do início da década de 2000, com valores de 3,68 MWh/ano em 2010 e 3,51 MWh/ano em 2011.

Com base nas fontes atrás citadas, foi assumido que o consumo da comunidade local deverá ser calculado em função do valor de 3,6 MWh/ano por habitação, com base na mais elevada das estimativas anteriormente referidas.

6.3 Vertente económica

Como foi referido na secção 6.1, o modelo proposto é de um projeto de pequena/média escala, visando a geração de eletricidade para consumo de pequenos aglomerados urbanos, consistindo num sistema de produção constituído por um único aerogerador com potência até 100kW.

Porquê uma análise de custo-benefício? Basicamente porque este tipo de análise permite pôr em evidência os benefícios socioeconómicos que o projeto em causa pode trazer para a comunidade local em que se insere, pressupondo a avaliação dos efeitos provocados pelas variáveis em presença, em diferentes vertentes, com destaque para as financeira, económica, social, ambiental e cultural. O grau de aprofundamento do estudo é função da dimensão do projeto e da sua escala, sendo neste caso de âmbito local.

A vertente económica do estudo foi estruturada com o objetivo de que a sua viabilidade pudesse ser avaliada com recurso a uma análise de custo-benefício. Se na vertente financeira se pretende quantificar custos e receitas, com o objetivo de determinar se o projeto é financeiramente viável, na vertente socioeconómica, em que também são considerados os efeitos sociais, ambientais e culturais, a finalidade não é a de apurar a existência de lucro, mas sim se existem custos e benefícios económicos que, uma vez agregados, possam originar benefícios líquidos para o bem-estar socioeconómico da comunidade. Daí se poderá inferir, com a implementação do projeto, se a comunidade em causa tem benefícios acrescidos relativamente à situação anterior.

Parte significativa dos custos e receitas, oriundos da perspetiva financeira, podem ser corrigidos na perspetiva socioeconómica através de fatores adequados. No entanto,

alguns efeitos externos, positivos ou negativos, decorrentes do projeto, à escala local, concelhia ou mesmo regional, poderão não ser facilmente mensuráveis.

Entendeu-se estruturar a vertente económica e financeira do estudo de forma que a análise de custo benefício possa ser efetuada através de uma estrutura semelhante à que a Comissão Europeia exige como parte integrante das candidaturas a apoios financeiros dos Fundos Estruturais e do Fundo de Coesão, de projetos de investimento por parte dos estados membros (European Commission, Directorate-General Regional Policy, 2006).

6.3.1 Variáveis financeiras e económicas do estudo

As variáveis económicas consideradas no modelo desenvolvido estão basicamente associadas à eficiência tecnológica e de funcionamento dos equipamentos, aos custos de investimento e aos custos operacionais. Derivam dos custos associados à fase de projeto, do planeamento e licenciamento, dos custos da aquisição dos equipamentos e da aquisição ou de arrendamento do terreno (consoante a opção), da construção e da instalação da turbina eólica, do fator de carga e da sua eficiência ou rendimento de funcionamento, dos custos do contrato de fornecimento e da ligação à rede elétrica pública, dos seguros celebrados e dos custos operacionais e de manutenção.

Uma vez que os custos de investimento, os custos operacionais e as receitas vão ser objeto de abordagem individual, realça-se neste ponto a influência do valor do coeficiente de potência e de eficiência ou rendimento global da turbina eólica, enquanto variáveis tecnológicas. Como já foi referido em pontos anteriores, são variáveis cujos valores, para além de serem fruto dos materiais empregues e da tecnologia de fabrico dos equipamentos que constituem o aerogerador, tendo por isso influência direta nas componentes estrutural, aerodinâmica, mecânica e elétrica, dependem, também, das condições geográficas locais.

Apesar de se tratar de um tipo de projeto em que o investimento é considerado de capital intensivo, questão que se abordará no ponto seguinte, a influência que os valores do fator de carga e da eficiência ou rendimento global da turbina eólica têm, enquanto variáveis tecnológicas, no valor das receitas anuais, é significativa.

Com efeito, um fator de carga mais elevado corresponde a um maior número anual de horas de funcionamento da turbina eólica à potência nominal, permitindo uma maior produção de energia elétrica, o que se pode traduzir em valores mais elevados da receita.

Quanto à eficiência ou rendimento de funcionamento da turbina eólica, o seu valor deriva da ocorrência de um maior ou menor número de falhas de funcionamento, para além das paragens previstas para conservação e manutenção, tendo portanto influência direta na produção anual de energia elétrica e nos valores da receita.

6.3.2 Custos de investimento

Como foi afirmado anteriormente, o projeto de investimento em questão é considerado como de capital intensivo, em que os custos são assumidos, em grande parte, na fase de instalação e representam a maior parcela dos custos totais do projeto.

Os custos de investimento associados ao projeto de instalação de uma turbina eólica englobam várias componentes, variando consoante o autor. Na Tabela 6.4 apresentam-se desagregações destes custos, tendo como referência turbinas de 1 a 2 MW de potência:

Tabela 6.4 - Desagregação dos custos de instalação

Custos Investimento	IRENA	EWEA	Mott MacDonald	NREL
Turbina (aquisição, transporte e instalação)	64%	68-84%	62-64%	67%
Consultoria, projeto e custos diversos	9%	3-13%	15-17%	12%
Construção civil – fundações e acessos, montagem	16%	2-14%	13-14%	13%
Instalação elétrica e ligação à rede	11%	3-19%	7%	8%

Fonte: Adaptado de dados de IRENA (2012a), EWEA (2009a), Mott MacDonald (2011) e NREL (2011)

A Tabela 6.5 mostra a desagregação percentual dos custos de uma turbina eólica pelos seus principais componentes e equipamentos, considerando-se que os custos estão distribuídos de forma semelhante pela torre, rotor e sistema transmissor/gerador (IRENA, 2012a), ou que a maior componente dos custos se encontra no sistema transmissor/gerador (Tegen *et al.*, 2013)

O Gráfico 6.1 mostra-nos a evolução dos custos da turbina, enquanto componente do aerogerador, podendo-se constatar que, apesar de uma queda pontual registada no 1º semestre de 2006, a evolução até finais de 2009 foi de crescimento, tendo atingido o seu máximo nesse último ano. Os custos apresentados são por unidade de potência e foram convertidos de dólares para euros, à taxa cambial média de 2010.

Tabela 6.5 - Desagregação dos custos do equipamento

Componentes	IRENA	NREL
Torre	25-28%	16%
Rotor (cubo e pás)	20-23%	15%
Sistema de engrenagens	8-10%	37%
Gerador elétrico	4-5%	
Transformador	3-4%	
Conversor de potência	5-7%	
Equipamentos diversos	20-25%	S/ informação

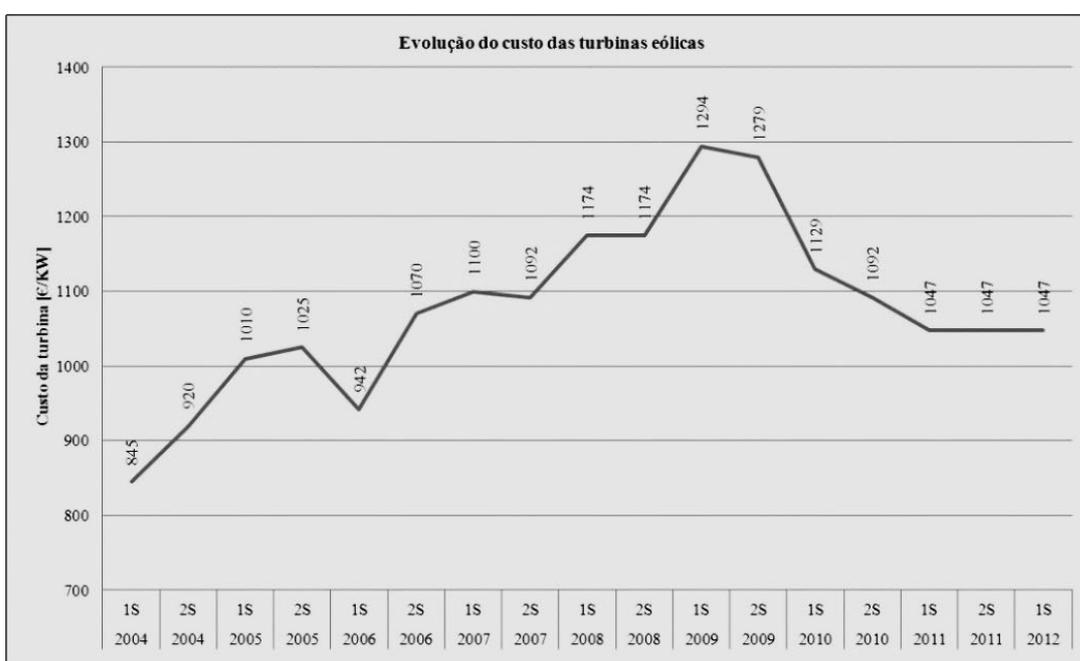
Fonte: Adaptado de 2011 *Cost of Wind Energy, Review*, (Tegen *et al.*, 2013)

De entre várias razões que podem ter contribuído para a subida dos custos das turbinas, duas são referidas como podendo ter sido determinantes: a forte subida registada

no mercado mundial nos preços do aço e do cobre e a falta de resposta dos principais fabricantes face ao volume de encomendas registado (IRENA, 2012b). A queda acentuada registada entre o 2º semestre de 2009 e o 1º semestre de 2010, não só veio repor os valores de 2005, como parece perspetivar uma tendência para a estabilização, ou mesmo para uma baixa progressiva.

Para concluir esta apresentação de dados sobre custos de investimento (que tem sido bastante focalizada na componente da turbina propriamente dita, dado o seu peso nos custos de investimento) apresenta-se na Tabela 6.6 uma projeção para 2020 e para 2040, com base nos valores de 2011, dos custos desagregados e do custo total de turbinas eólicas de potência inferior e superior a 1MW (Mott MacDonald, 2011).

Gráfico 6.1 - Evolução do custo das turbinas eólicas



Adaptado de dados da European Wind Energy Association (2010)

Os custos apresentados foram convertidos de libras para euros, ao valor cambial médio de 2011. Trata-se de valores por unidade de potência instalada, revelando que as turbinas de maior potência apresentam custos unitários sensivelmente mais baixos.

Tabela 6.6 - Projeção dos custos de investimento

	Projeções de custos de investimento de turbinas eólicas [€/kW]					
	2011		2020		2040	
	>=1 MW	< 1 MW	>=1 MW	< 1 MW	>=1 MW	< 1 MW
Projeto	114	137	111	134	106	127
Turbina	990	1 024	838	867	717	742
Fundações	193	239	181	223	164	201
Instalação e ligação elétrica	114	114	104	104	94	94
Seguros	46	46	42	42	39	39
Outros custos	80	91	74	84	67	76
Custo Total	1 536	1 650	1 350	1 454	1 187	1 280

(Libra-Euro 0,879 - Maio 2011)

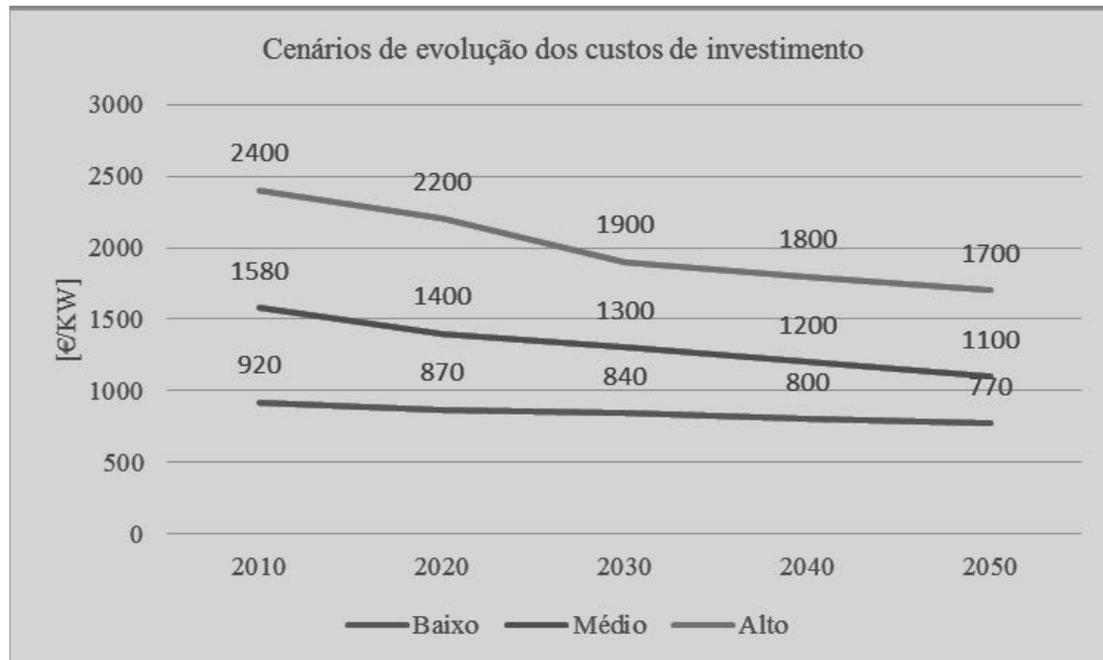
Fonte: Adaptado de dados da Mott MacDonald (2011)

Apesar de a energia eólica ser hoje considerada como uma fonte renovável com maturidade, dada a sua competitividade atual com as fontes térmicas fósseis, o estudo em que se baseiam os valores apresentados na Tabela 6.6 suportam a previsão de que se registará uma quebra nos custos totais de investimento da ordem de 12% entre 2011 e 2020 e de 23% para potências $\geq 1\text{MW}$, até 2040 (Mott MacDonald, 2011).

Essa tendência de queda progressiva dos custos de investimento assenta na previsão de uma redução nos custos dos componentes que constituem a turbina na ordem dos 15% até 2020.

De acordo com um estudo das instâncias europeias (European Commission, 2013a), foram considerados três cenários de evolução dos custos de investimento para as próximas décadas, prevendo-se que em 2050 se situem entre 770 €/kW no melhor cenário e 1700 €/kW no pior, conforme Gráfico 6.2.

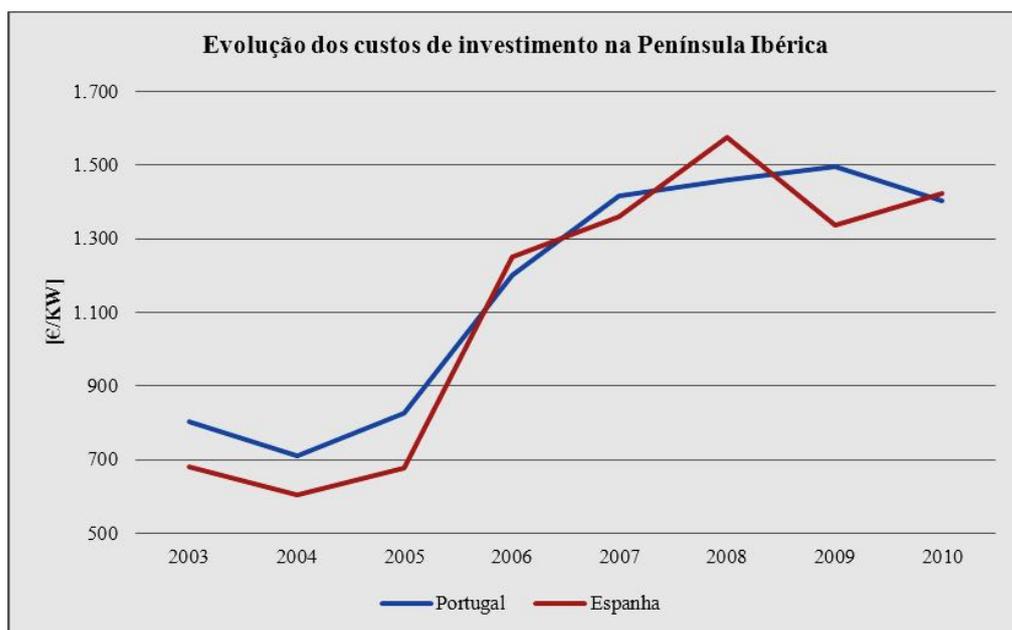
Gráfico 6.2 - Cenários de evolução dos custos de investimento



Dados adaptados de estimativas de relatório da Comissão Europeia (European Commission, 2013a)

No Gráfico 6.3 está representada a evolução que os custos de investimento tiveram na Península Ibérica, até 2010, constatando-se que essa evolução parece estar em consonância com os valores do Gráfico 6.1, os quais refletem apenas os custos da turbina.

Gráfico 6.3 - Evolução dos custos de investimento na Península Ibérica



Adaptado de dados da IRENA (2012), em [\$2010/kW]

6.3.3 Custos operacionais

Os custos operacionais refletem-se sobre a atividade ou funcionamento e integram os custos de manutenção e de conservação, os custos de arrendamento (caso tenha sido essa a opção, em alternativa à aquisição do terreno), os custos dos contratos ou licenças, os custos de seguros e os custos de mão-de-obra.

Os custos operacionais compreendem custos fixos e custos variáveis, sendo que aos primeiros estão alocados os custos das licenças, dos seguros, das rendas e dos contratos de manutenção e conservação programada; aos custos variáveis estão alocados os custos das intervenções de manutenção não programadas e outros custos diversos associados ao funcionamento.

A existência de contratos de manutenção e de conservação que garantam a execução de intervenções programadas para além do período de garantia, minimiza as intervenções casuísticas originadas por falha dos equipamentos, bem como contribuem, também, para a redução dos tempos de inatividade. Os contratos de manutenção permitem alocar uma parte significativa dos custos à componente dos custos fixos operacionais, designadamente os custos de mão-de-obra associados.

Os custos fixos são normalmente indexados à potência instalada ([€/MW/ano] ou [€/kW/ano]), enquanto os custos variáveis dependem do tempo de funcionamento, sendo portanto indexados à medida da produção anual (€/MWh ou €/kWh).

Os custos variáveis em geral aumentam com a idade dos equipamentos, devido ao progressivo desgaste dos diferentes componentes, originando mais intervenções de manutenção com o objetivo de solucionar avarias e falhas de funcionamento imprevistas.

Novas metodologias de abordagem como a análise de vibrações dos diferentes componentes mecânicos dos aerogeradores, tem permitido análises preditivas mais eficazes,

conduzindo a uma manutenção programada mais eficaz e à utilização dos equipamentos com menos falhas e avarias (Sequeira, 2012).

Na Tabela 6.7 apresentam-se custos fixos e variáveis registados em alguns países segundo IRENA (2012), podendo-se constatar que existe uma grande variação de valores entre países, quer nos custos fixos, quer nos variáveis.

Tabela 6.7 - Custos operacionais fixos e variáveis

	Custos variáveis		Custos fixos	
	[\$/kWh]		[\$/kW/ano]	
	min	max	min	max
Áustria		0,038		
Dinamarca	0,014	0,018		
Finlândia			35	38
Alemanha				64
Itália				47
Japão				71
Holanda	0,013	0,017		
Noruega	0,020	0,037		35
Espanha		0,027		
Suécia	0,010	0,033		
Suíça		0,043		
Estados Unidos		0,010		

Dados adaptados de IRENA (2012)

Wiser *et al.* (2012), no seu estudo sobre a evolução dos custos nivelados em projetos de parques eólicos nos Estados Unidos, consideraram custos operacionais da ordem dos 60\$/kW/ano, aproximadamente 47€/kW/ano. Tegen *et al.* (2013) na sua análise sobre custos na energia eólica, pressupõem custos operacionais de 35\$/kW/ano, aproximadamente 25€/kW/ano. Karlynn & Schwabe (2009) apontam para custos fixos operacionais de 11,5\$/kW/ano e custos variáveis de 6\$/MWh. Nas análises anuais sobre custos nivelados de energia, realizados pela consultora financeira Lazard, na sua versão de setembro de 2014, para a energia eólica foram assumidos custos fixos operacionais de 35 a 40\$/kW/ano. A Mott MacDonald, no seu estudo de 2011 sobre custos de novas tecnologias de baixas emissões de carbono, considera os custos fixos operacionais, na energia eólica *onshore*, como representando entre 0,9 a 1,2% dos custos de investimento, não estando incluída a parcela correspondente a contratos de seguros. A European Commission (2008), no seu relatório sobre fontes de energia, custos e eficiência das diferentes tecnologias na geração de eletricidade, aquecimento e transportes, estudou três cenários, nos quais considerou os custos fixos operacionais para a energia eólica *onshore* entre 33 e 42 €/kW, a valores de 2005.

Tendo presente que o tempo de vida útil dos aerogeradores é da ordem dos 20 anos, é legítimo concluir que o aumento registado no número de parques eólicos instalados à escala global, na última década, vai conduzir a melhores estimativas dos custos operacionais, a partir do conhecimento dos valores reais de um maior número de instalações.

6.3.4 Enquadramento legal, incentivos e receitas

Dada a interligação existente entre o regime de incentivos, o seu enquadramento legal e as receitas obtidas a partir da produção descentralizada de geração de eletricidade, entendeu-se por bem tratar estes temas em conjunto, considerando-se ser adequado iniciar a abordagem pelo respetivo enquadramento legal, que aqui vai ser apresentado de forma sucinta.

A 25 de março de 2002, com a aprovação do Decreto-Lei nº 68, ficou regulada a produção de energia elétrica em baixa tensão destinada predominantemente ao auto-consumo, com a possibilidade de entregar o eventual excedente de produção à rede pública, não podendo, contudo, essa entrega à rede exceder o limite de 150 kW de potência.

A 15 de abril de 2010, pela Resolução nº 29 do Conselho de Ministros, é aprovada a Estratégia Nacional para a Energia, ENE 2020, na sequência da qual é tomada, a 4 de agosto, a Resolução nº 54, determinando a elaboração do regime jurídico de acesso à atividade de miniprodução, entendida esta última como sendo uma atividade descentralizada de geração de eletricidade, em pequena escala, com utilização de recursos de energias renováveis e entrega à rede pública, com remuneração, tendo como condição prévia a existência de consumo de eletricidade no local de instalação.

A 8 de março de 2011, através do Decreto-Lei nº 34, é revogado o Decreto-Lei nº 68/2002, atrás referido, estabelecendo-se um novo regime jurídico em que se define o conceito de unidade de minigeração de eletricidade como sendo o de uma instalação baseada numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede elétrica ficará limitada a um máximo de 250 kW.

No âmbito deste novo regime jurídico, estabeleceu-se que a unidade de miniprodução não podia injetar na rede pública mais de 50% da potência que estava contratada para o seu consumo. São criados três escalões, a saber: o escalão I em que a potência a ligar à rede pública é inferior a 20 kW; o escalão II em que a potência a ligar é superior a 20 kW e igual ou inferior a 100 kW; o escalão III, em que a potência a ligar é superior a 100 kW e igual ou inferior a 250 kW.

Ficou, também, definido o regime remuneratório para a eletricidade produzida e injetada na rede, tendo sido criados dois regimes: um regime geral e um regime bonificado. No regime geral, a remuneração da eletricidade produzida seguiria as condições de mercado. No regime bonificado duas situações eram consideradas. Para uma unidade de produção inserida no escalão I, a remuneração seria feita com base na tarifa de referência estabelecida para o ano de emissão do certificado de exploração e nos termos do limite da quota de potência estabelecida. No caso de se inserir no escalão II ou no III, a remuneração seria feita com base no valor mais elevado das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa então aplicada vigoraria por um período contratual de 15 anos, findos os quais a aplicação do regime remuneratório bonificado cessaria, passando

a unidade de produção a ser remunerada de acordo com as condições do regime geral que estivessem em vigor à data.

Em 2011, conforme previsto no artigo 11º do Decreto-Lei nº 34, a tarifa de referência é fixada em 250 €/MWh, estipulando-se uma redução anual deste valor de 7%. Considerou-se, então, que a tarifa seria variável consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação de um valor percentual sobre a tarifa de referência, mais concretamente: 100% para a energia solar; 80% para a eólica, ou seja 200 €/MWh; 50% para a hídrica e 60% para a biomassa e para o biogás. É também fixado um limite para a venda de eletricidade à rede, por via de energia eólica ou fotovoltaica, de 2,6 MWh/ano, por kW de potência de ligação, sendo o limite para as restantes fontes primárias atrás referidas de 5 MWh/ano.

Fica também estipulado, no artigo 13º do mesmo Decreto-Lei que, por despacho do Diretor-Geral da Energia e Geologia, seria fixada anualmente a atualização da tarifa de referência, o valor da percentagem de redução anual, bem como a alocação da quota anual de potência e sua distribuição pelos três escalões atrás referidos.

Pela Portaria n.º 285, de 28 de outubro de 2011, a percentagem de redução anual foi duplicada de 7%, previstos no decreto-lei do mesmo ano, para 14% com efeitos já em 2012, pelo que a tarifa de referência, para os contratos celebrados em 2012, passou de 250€/MWh para 215€/MWh, o que se traduziu numa tarifa para a energia eólica de 172€/MWh. A quota anual de potência prevista para distribuir pelos três escalões do regime bonificado passou de 50 MW em 2011 para 30 MW em 2012. Através do despacho de 26 de dezembro do mesmo ano, a Direção-Geral de Energia e Geologia, para além de confirmar os valores atrás referidos, distribuiu a quota anual de potência de ligação por 6 MW para o escalão I, 9 MW para o escalão II e os restantes 15 MW para o escalão III, através de uma metodologia de atribuição mensal prevista no próprio despacho.

Em 2012, pela Portaria nº 431, de 31 de Dezembro, foi fixado em 30% o valor de redução anual da tarifa de referência a vigorar em 2013 para a energia primária solar fotovoltaica, fixando a taxa para esta tecnologia em 151 €/MWh. A Direção-Geral de Energia, por despacho de 2 de janeiro de 2013, para além da confirmação desse valor, fixou, para os contratos celebrados em 2013, nas restantes energias primárias, o valor da taxa de referência em 185 €/MWh, correspondendo para a energia eólica uma taxa de 80% desse valor, ou seja 148 €/MWh. Foi ainda estabelecida a quota anual de 30 MW de potência distribuída por escalões de forma análoga à de 2012.

Em 2014 foi mantido o valor de redução anual da tarifa de referência em 30%, por despacho de 26 de dezembro de 2013 da Direção-Geral de Energia e Geologia. Foram fixadas as taxas de referência para os contratos de fonte solar fotovoltaica em 106 €/MWh e para os das restantes fontes primárias renováveis em 159 €/MWh, correspondendo para a energia eólica uma taxa de 80% desse valor, ou seja 127 €/MWh. A alocação da potência anual de 30 MW foi estipulada de forma análoga à de 2013.

Pode-se considerar o último trimestre de 2014 como um marco, pela mudança de orientação imposta à subsidiarização da geração de eletricidade por fontes renováveis, às micro e mini escalas. De facto, a nova legislação introduzida em outubro desse ano vem clarificar e destrinçar o que se entende por produção para o consumo próprio e para venda à rede. Fica claro que o conceito da micro e da pequena produção irá, a partir de então, deixar de poder contar com os subsídios existentes, na base de incentivo na venda à rede, e cuja diminuição progressiva vinha já indiciando esta tendência.

Mantém-se, contudo, a assunção de que as tecnologias existentes no mercado quanto à fonte de energia solar fotovoltaica ainda revelam *maturidade* insuficiente, quando comparados com as fontes de biomassa, mini-hídrica e eólica, justificando que se mantenha um tratamento de discriminação positiva relativamente a estas últimas.

Esta mudança legislativa enquadra-se no que se passa, em particular, nos restantes países europeus, em que, embora em estágios e a velocidades diferentes, se processa também esta alteração, por ser consensual que a fase de sensibilização para a geração de eletricidade por fontes renováveis se encontra concluída, tendo naturalmente conduzido à redução dos custos de investimento, em grande parte devido às quedas verificadas nos custos da maior parte dos equipamentos, de que são bom exemplo os dos aerogeradores e os dos painéis fotovoltaicos.

De facto, com o Decreto-Lei n.º 153, de 20 de outubro de 2014, foram reformulados e integrados os regimes existentes de miniprodução e de microprodução, sendo revogados os anteriores decretos atrás referidos. Este decreto-lei, de outubro de 2014, veio estabelecer os regimes jurídicos aplicáveis quer à geração de eletricidade destinada ao *autoconsumo*, quer à *venda* para a rede elétrica de serviço público (RESP), a partir de recursos de energia primária renovável.

No enquadramento com os respetivos regimes jurídicos, foram criados novos conceitos, designadamente o de *Unidade de Produção para Autoconsumo* (UPAC) e o de *Unidade de Pequena Produção* (UPP), tendo-se mantido o limite anteriormente existente de 250 kW de potência de ligação à RESP, que passou a aplicar-se às UPP. Ficou também salvaguardada a possibilidade das UPAC poderem fornecer eletricidade, excedente ao consumo próprio, à RESP.

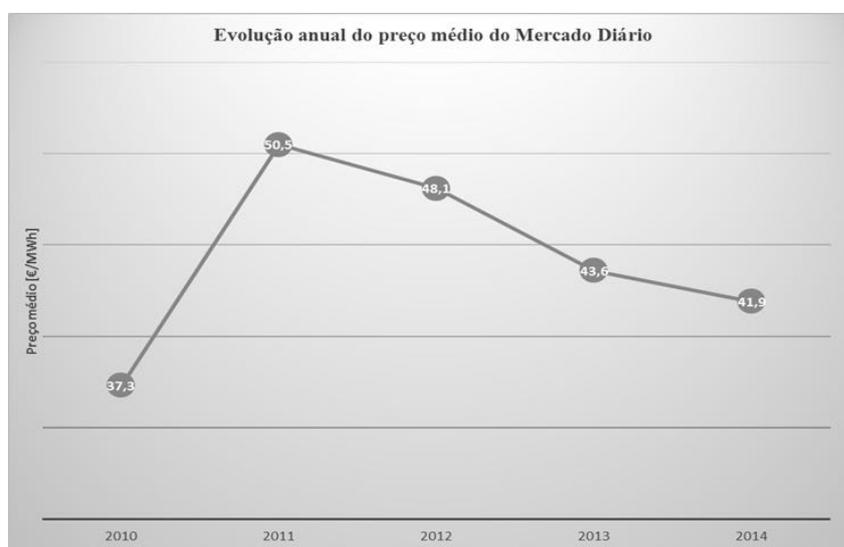
No contexto desta nova legislação, uma pessoa singular ou coletiva pode proceder ao registo de uma *Unidade de Produção* (UP), bem como os condomínios de edifícios constituídos em propriedade horizontal, que preencham, cumulativamente, um conjunto de requisitos, de entre os quais se destacam as alíneas b), c) e d) do artigo 5º do referido decreto, por se considerarem de conteúdo pertinente no contexto deste trabalho. A alínea b) determina que a potência de ligação da UP tem de ser menor ou igual à potência contratada para consumo através da RESP; a alínea c) estipula que se a UP for juridicamente considerada uma UPAC, a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação; finalmente a alínea d) estipula que, quando se trata

de uma UPP, a energia consumida na respetiva instalação deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida.

O Decreto-Lei n.º 153/2014 prevê que uma UPAC possa vender à RESP a eletricidade produzida e não consumida desde que obtida através de energia primária renovável e que a potência instalada não seja superior a 1 MW, mediante a celebração de contrato com a duração máxima de 10 anos, renovável por períodos de 5 anos.

A partir de dados do Operador para o Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), apresenta-se no Gráfico 6.4 a evolução do preço médio anual do mercado diário, entre 2010 e 2014. É de registar o valor médio de 50,5 €/MWh em 2011, a partir do qual se tem mantido a tendência de queda, com 41,9 €/MWh obtidos em 2014.

Gráfico 6.4 - Evolução do preço médio diário no Mercado Ibérico de Eletricidade



Dados do Operador para o Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE)

A remuneração da eletricidade vendida é calculada com base na seguinte fórmula:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$$

Em que:

- $R_{UPAC,m}$ é a remuneração, em €, da eletricidade fornecida à RESP no mês m ;
- $E_{fornecida,m}$ é a eletricidade fornecida à RESP no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico da Energia, para o nosso país no mês m , em €/kWh;
- m é o mês a que se refere a contagem da eletricidade entregue à RESP.

De acordo com o decreto-lei em questão, as Unidades de Produção para Auto Consumo (UPAC), que tenham uma potência instalada superior a 1,5 kW e que se encontrem ligadas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), deverão pagar uma

compensação mensal, durante os primeiros 10 anos do contrato de venda à rede da eletricidade produzida e não consumida, de acordo com uma fórmula de cálculo prevista no decreto-lei de 2014:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t$$

Em que:

- $C_{UPAC,m}$ é a compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada que permite recuperar uma parte dos custos de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de geração de eletricidade em autoconsumo;
- P_{UPAC} valor [kW] da potência instalada da UPAC;
- $V_{CIEG,t}$ valor [€/kW] que permite recuperar os CIEG da UPAC no ano t ;
- K_t - coeficiente de ponderação entre 0% e 50%

Por sua vez, o valor é determinado a partir de uma fórmula de cálculo, também prevista no Decreto-Lei, sendo também regulamentados os critérios de atribuição de 50%, 30% ou 0% ao coeficiente de ponderação K_t .

Quanto às Unidades de Pequena Produção (UPP), foi estipulada uma quota anual de 20 MW, podendo este valor ser revisto anualmente, mediante despacho da Direção Geral de Energia e Geologia, conforme procedimento anteriormente seguido e que constava na legislação revogada.

O regime remuneratório para as UPP prevê a possibilidade de opção por uma de três categorias: a categoria I para a simples instalação de uma UPP; a II quando se pretende, também, instalar uma tomada para carregamento de veículos elétricos; e a III quando adicionalmente à opção I se pretende instalar coletores solares com área mínima de 2m², ou uma caldeira de biomassa com produção térmica equivalente.

A remuneração prevista para as UPP é obtida através de um processo de licitação, com oferta de descontos ao valor da tarifa de referência, a qual continuará a ser fixada anualmente pela Direção-Geral de Energia e Geologia. Os contratos celebrados anualmente vigorarão por 15 anos.

A tarifa de referência para 2015 foi fixada em 95 €/MWh, a que acrescem 10 €/MWh para contratos de categoria II e 5 €/MWh para os de categoria III. Tal como em anos anteriores, a tarifa de referência é variável consoante a fonte de energia primária, correspondendo à energia eólica 70% do valor fixado, ou seja um valor de 67 €/MWh. Tal como já estava previsto na legislação anterior, a eletricidade vendida não pode exceder o valor de 2,6 MWh/ano por kW de potência instalada.

Fica, desta forma, feito um resumo da evolução verificada na legislação sobre geração de eletricidade em pequena escala, para consumo e venda à rede pública, que se conclui com o atual enquadramento legal feito pelo Decreto-Lei n.º 153/2014.

Esta resenha permite, contudo, ver qual tem sido a evolução dos valores anualmente fixados para o regime de incentivos que tem vigorado a nível nacional, assente basicamente na fixação de tarifas de incentivo à produção por fontes renováveis.

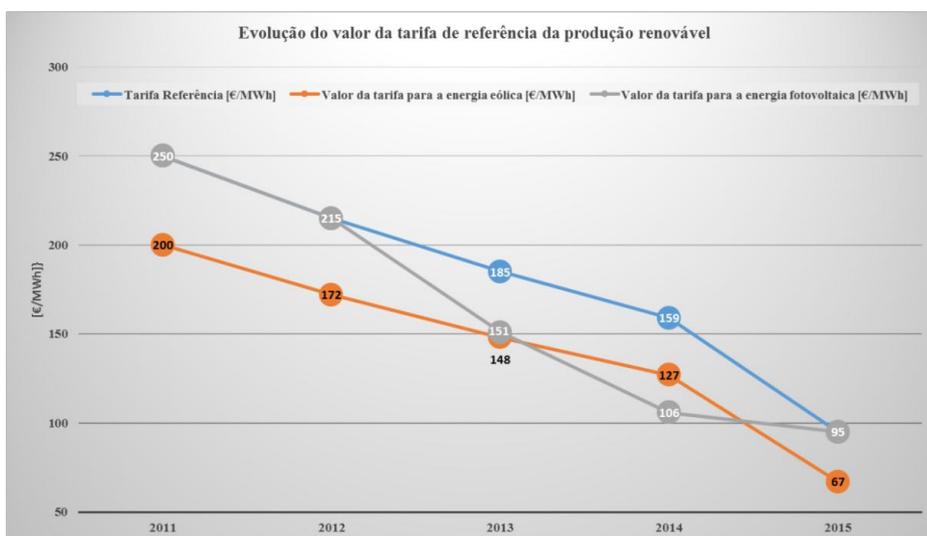
Este sistema de incentivos à produção baseia-se na fixação de uma tarifa de referência e de uma quota anual de produção para integração na rede elétrica, procedimento este efetuado anualmente pela Direção-Geral de Energia e Geologia.

No Gráfico 6.5 está representada a evolução da tarifa de referência nos últimos cinco anos, bem como das tarifas resultantes da aplicação das percentagens definidas anualmente para as energias eólica e solar fotovoltaica.

Como se vê no gráfico em questão, a acentuada queda do valor da tarifa de referência vai penalizar significativamente os contratos que vierem a ser celebrados em 2015, face às condições dos celebrados em 2011, em particular para a fonte eólica, que passa de uma tarifa de 200 €/MWh para os atuais 66,5 €/MWh, sujeitos ainda a um processo de leilão em que a atribuição de licença(s) é para a(s) melhor(es) oferta(s) de desconto verificada(s).

A avaliação da aplicação dos incentivos existentes para um projeto de produção de energia é fundamental para a previsão das suas receitas.

Gráfico 6.5 - Evolução do valor da tarifa de referência da produção por energia renovável



Elaborado com base nos dados da legislação

Com efeito, face aos custos de investimento e aos condicionalismos impostos legalmente no sentido de continuar a indexar a produção ao valor do consumo existente na instalação, bem como o valor da potência de ligação da unidade de produção, UP, à potência contratada, as receitas obtidas pelas unidades de produção estão fortemente condicionadas pelos regimes previstos para as unidades de produção para autoconsumo, UPAC, e para as unidades de pequena produção, UPP. Assim, considerou-se pertinente resumir na Tabela 6.8 a informação relevante relativa aos dois regimes de UP, obtida a partir do Decreto-Lei n.º 153/2014.

Tabela 6.8 – Unidades de produção previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014

Unidade de Produção Autoconsumo - UPAC	Unidade de Pequena Produção - UPP
<p>Principais características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eletricidade produzida destina-se fundamentalmente a ser consumida na instalação; - Eletricidade excedentária pode ser injetada na rede elétrica, RESP; - A potência de ligação entre a instalação de produção e a instalação de utilização tem de ser inferior à potência contratada para consumo; - A potência instalada limitada ao dobro da potência de ligação. 	<p>Principais características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eletricidade produzida totalmente injetada na rede elétrica, RESP; - A potência de ligação entre a instalação de produção e a instalação de utilização tem de ser inferior à potência contratada para consumo, não podendo exceder os 250 kW; - A eletricidade produzida anualmente não pode ser superior ao dobro da quantidade consumida; - Quota anual máxima de 20 MW para 2015.
<p>Remuneração/Compensação:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eletricidade excedentária injetada na RESP é remunerada de acordo com valor do Operador de Mercado Ibérico, OMIE: $R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$ <ul style="list-style-type: none"> - Compensação do seu valor CIEG, de 0% 30% ou 50%, através da aplicação da expressão: $C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t$	<p>Remuneração/Compensação:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atribuição de valor de tarifa mediante leilão, em função da fixação anual do valor de referência. Valores para 2015: 95€/MWh para categoria I; 105€/MWh para categoria II; 100€/MWh para categoria III. A tarifa base para projetos de fonte eólica é de 70% dos valores acima indicados. A tarifa base para projetos de fonte solar fotovoltaica é de 100% dos valores acima indicados. - Não é aplicada qualquer compensação.

Como se referiu anteriormente, o nosso país pratica o sistema de incentivos à geração de eletricidade, através da criação de uma tarifa de referência, cujo valor é estipulado anualmente, bem como pela atribuição de uma quota de produção anual. Trata-se de um sistema que é também aplicado na maioria dos países da Europa comunitária e que é considerado como sendo o mais adequado para fontes renováveis com maturidade, como é o caso da energia eólica.

Em face da informação sintetizada na tabela anterior, as receitas previstas para uma unidade de geração de eletricidade diferem na forma como são calculadas, sendo dependentes do tipo de unidade de produção, para autoconsumo ou para pequena geração de eletricidade.

Para uma unidade de produção destinada ao autoconsumo, UPAC, o valor da receita é determinado a partir de duas componentes: a primeira componente resulta da poupança referente ao valor anteriormente pago pela quantidade de eletricidade que passa a ser produzida para autoconsumo através da unidade instalada, podendo ser contabilizada ao valor de compra à rede no ano do registo e do certificado de exploração; a segunda componente reflete a receita obtida pela venda de eventual excedente de produção, de acordo com a expressão incluída na Tabela 6.8.

Para uma unidade de pequena produção, UPP, o valor da receita é obtido pela diferença entre o total de eletricidade entregue à rede elétrica, RESP, pago por esta ao valor do contrato celebrado, resultante do leilão efetuado com base na tarifa de referência em vigor, e o valor de compra à rede elétrica da energia consumida pela unidade, ao preço em vigor.

No caso das UPP, convém sublinhar que se a quantidade de energia entregue à rede elétrica ultrapassar o limite estipulado (não exceder o dobro da quantidade consumida), o eventual excesso a esse limite não é remunerável, entrando na rede a preço zero.

Dada a importância dos diferentes tipos de incentivos para a viabilidade económica e financeira dos projetos de pequenas unidades de geração de eletricidade, vários estudos têm sido realizados sobre este tema (ECOFYS, 2014); (EEA, 2014).

Apesar das críticas existentes quanto à subsidiarização dos custos da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, em particular da eólica e da fotovoltaica, críticas que essencialmente se fundamentam no argumento da falta de competitividade destas fontes de energia, comparativamente aos custos das fontes térmicas, o facto é que a opção a nível global, a começar pelos países mais desenvolvidos, é a da aposta na geração de eletricidade a partir destas fontes de energia.

Por outro lado, a subsidiarização não contempla apenas as fontes renováveis. Num relatório recente da Agência Europeia do Ambiente, AEA, é referido que apesar do interesse dos países europeus em promover a utilização das energias renováveis, a verdade é que, em 2012, as medidas de apoio à utilização dos combustíveis fósseis e à energia nuclear continuavam a representar a larga maioria das medidas então existentes e a influenciar os orçamentos públicos dos diferentes países europeus (EEA, 2014).

Nesse relatório, a EEA sublinha o facto dos apoios existentes nos países europeus serem predominantemente expressos através de isenções fiscais, com o objetivo de promover o consumo dos combustíveis fósseis em determinados sectores da economia, como é o caso no nosso país da indústria, da agricultura e da pesca. Realça-se também o facto de que, tratando-se de isenções, estes apoios constituem encargos reais para os orçamentos públicos dos diferentes países, uma vez que se trata de receitas que deixam de ser cobradas.

No caso dos apoios à utilização de fontes renováveis, uma vez que na sua quase totalidade se trata de incentivos para a produção de energia, em que os seus custos acabam por se refletir diretamente nos consumidores, estes acabam por não representar grandes encargos para os orçamentos públicos, quando comparados com as isenções fiscais anteriormente referidas para o caso dos combustíveis fósseis.

É também um facto que no sector dos transportes o estado cobra aos consumidores impostos sobre o consumo dos combustíveis fósseis, constituindo esta componente fiscal uma fonte de receita para o orçamento público, que é suportada pelo consumidor.

Na Tabela 6.9 indicam-se os apoios existentes nos países europeus, divididos por tipo de fonte de energia e por tipo de medida.

Tabela 6.9 – Medidas de apoio na Europa por fonte de energia

Número de Medidas de Apoio à Energia por Tipo de Fonte e Tecnologia						
	Combustíveis Fósseis	Nuclear	Renováveis	Eletricidade e Calor	Biocombustíveis	Total
Subsídios diretos	47	3	111	14	3	178
Isenções fiscais	245	0	28	17	28	318
Medidas não financeiras	4,5	0	34	2	22	62,5
Outra medidas financeiras	1,5	1	8	3	0	13,5
Transferência de risco para o estado	3	5	2		0	10
	301	9	183	36	53	582

Adaptado de European Environment Agency - EEA(2014)

Como é possível constatar da tabela anterior e segundo o estudo em questão (EEA, 2014), 53% (representando 310 medidas) do total das medidas em vigor nos países europeus são aplicadas em benefício dos combustíveis fósseis e da energia nuclear, sendo que 79% (245 medidas) das mesmas são atribuídas na forma de isenções fiscais.

Quanto às fontes de energia renovável, apenas representam 31% (183 medidas) do total das medidas em vigor, das quais 61% (111 medidas) são atribuídas na forma de subsídios diretos, essencialmente à produção.

PARTE II

CASO DE ESTUDO NA COSTA VICENTINA

Com o modelo que foi desenvolvido, pretende-se avaliar a possibilidade de implementação de sistemas de geração de eletricidade com base na instalação de turbinas eólicas de pequena ou média potência, de forma a dar resposta às necessidades de consumo de pequenas comunidades urbanas da região do Algarve, visando em primeira instância a sua autonomia no consumo de eletricidade.

A escolha da Costa Vicentina para o estudo em causa deveu-se não só às suas condições climáticas, as quais propiciam regimes de vento de elevada qualidade eólica e portanto boas condições para geração de eletricidade, mas também à sua paisagem natural e à excelência das suas praias, potenciando vertentes de procura turística diferentes do tipo de atração que prevalece na região, mostrando o contributo das energias renováveis para a sustentabilidade ambiental.

Acredita-se que uma crescente procura turística da Costa Vicentina poderá ajudar a consolidar os pequenos aglomerados urbanos existentes, bem como dinamizar a atividade do turismo de habitação e a promoção das aldeias turísticas existentes. Por outro lado, o Parque Natural do Sudoeste Alentejano e Costa Vicentina, dotado de um instrumento de ordenamento do território da sua área de intervenção que condiciona as atividades na sua vizinhança, constitui, também, um fator de incentivo para as vertentes de turismo que procuram os ambientes naturais, a que, no caso, se aliam praias excelentes para a prática de surf e de outras modalidades.

Neste âmbito, é expectável que a Costa Vicentina, sendo atrativa pelo que já oferece, possa conduzir a uma procura crescente de quem pretende um turismo diferente, ambientalmente mais exigente e que se espera que venha a influenciar positivamente o meio sociocultural envolvente. É neste pressuposto que se prevê que a implementação de sistemas autónomos de geração de eletricidade para consumo de pequenas comunidades urbanas na Costa Vicentina, através de fontes de energia renováveis, possa ter maior aceitação nesse meio sociocultural. Espera-se que venha a estar mais sensibilizado para as questões da autossuficiência energética e sua interligação com a redução das emissões de CO₂ e da sustentabilidade sociocultural e ambiental.

Conforme abordado no capítulo 4, a possibilidade de alargar o conceito do associativismo local à geração de eletricidade e, também, à sua distribuição em pequenos aglomerados urbanos através das redes de baixa tensão normal existentes, não é uma ideia nova.

No sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE, na internet, divulga-se que a distribuição de eletricidade em redes de baixa tensão normal, estando em grande parte concessionada pelos municípios à EDP Distribuição, já é atualmente objeto do interesse de cooperativas de serviços, que embora ainda em número reduzido, se constituíram para o efeito e assim efetuam localmente essa função. Em particular, realça-se a existência de uma *casa do povo* e também de uma *freguesia* que são hoje

exemplos, ainda únicos, de como as coletividades se podem organizar no campo da distribuição local da eletricidade.

Perante os exemplos já existentes no campo da distribuição local de eletricidade, antevê-se que, à semelhança do que já acontece noutros países europeus, chegue até nós a implementação de sistemas de produção coletiva de eletricidade, visando o autoconsumo.

Aliando, a nível local, a geração de eletricidade à sua distribuição, assumindo os seus consumidores a produção e a distribuição, pode constituir-se uma rede local de produção/distribuição/consumo, com ou sem ligação à rede de abastecimento nacional. A título de exemplo entre vários casos em países do Norte da Europa e da América do Norte, a *Findhorn Ecovillage*²² na Escócia (Carlisle, Elling & Penney, 2008), é uma comunidade local que reúne estas características, para além de outras valências, visando a sustentabilidade económica, social e ambiental.

Foi neste contexto que se procurou aliar a localização geográfica do caso de estudo com a existência na sua proximidade de um aglomerado urbano que apresentasse características potencialmente semelhantes às descritas, surgindo assim a escolha de um local com proximidade à Aldeia de Pedralva, identificada na Figura 7.1.

Foi adquirida ao Instituto Português do Mar e da Atmosfera – IPMA uma série de dados, registados ao longo de cinco anos na estação meteorológica de Sagres, e considerados os dados, gentilmente cedidos pela IBERWIND, dos valores registados no seu parque eólico situado na Lagoa Funda, próximo da Aldeia de Pedralva, conforme representado na imagem abaixo.

Considerou-se, como já foi dito, que a Aldeia de Pedralva podia ser representativa do aglomerado urbano típico a considerar no estudo em questão, estando situada a uma distância relativamente curta do parque eólico da Lagoa Funda.

Imagem de satélite obtida do Google Earth



²² (<http://www.ecovillagefindhorn.com>)

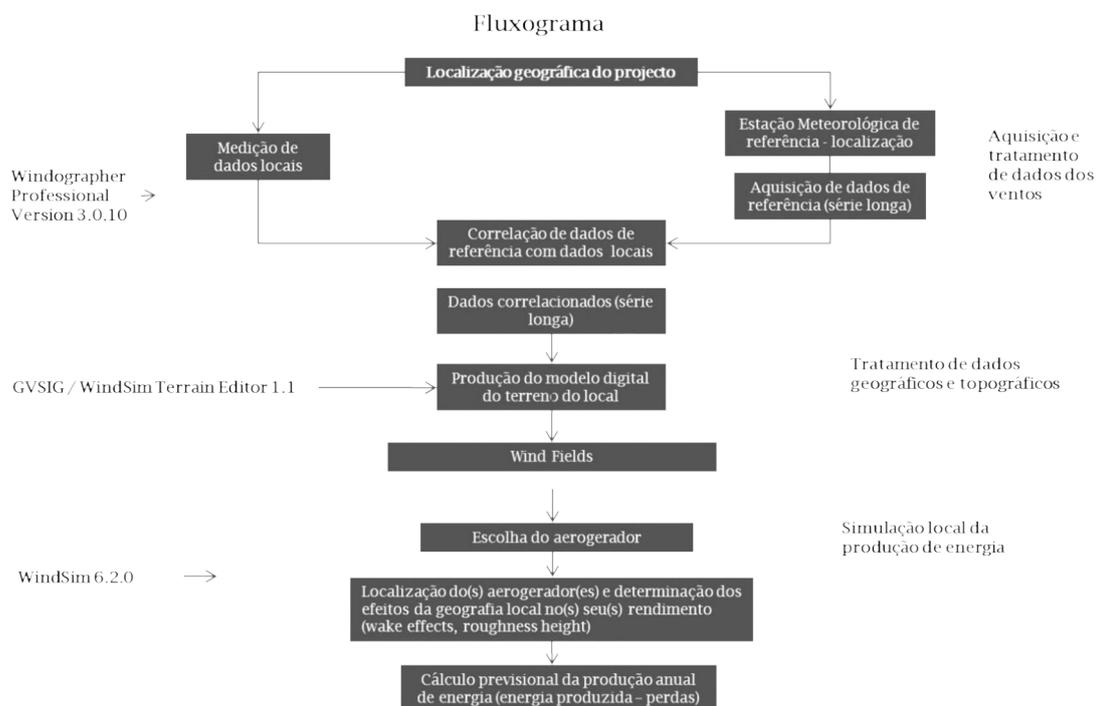
Trata-se de um pequeno aglomerado urbano com cerca de 40 habitações de traça tradicional, em que a maior parte das edificações existentes se destina a turismo de habitação. Integra dois estabelecimentos de restauração, para além de pequeno comércio de apoio.

7. VERTENTE TECNOLÓGICA DO MODELO

A vertente tecnológica do modelo engloba as etapas descritas no ponto 6.2, mais especificamente a caracterização geográfica do local em estudo, o tratamento dos dados do vento, a seleção do aerogerador e a previsão da sua geração de eletricidade, bem como a caracterização dos consumos previsíveis de um aglomerado urbano tipo.

O fluxograma da Figura 7.1 procura resumir as principais fases que constituem a vertente tecnológica do modelo. Em cada fase descrita, os resultados foram obtidos pela utilização de aplicações informáticas específicas, mas que são internacionalmente reconhecidas nas respetivas áreas de utilização. Para este estudo foram utilizados dados registados num parque eólico²³, geograficamente próximo do local em estudo, e dados da estação meteorológica de Sagres²⁴, sendo estes últimos considerados como dados de referência, para a análise de correlação efetuada.

Figura 7.1 - Fluxograma da componente tecnológica



Adaptado de EWEA (2009)

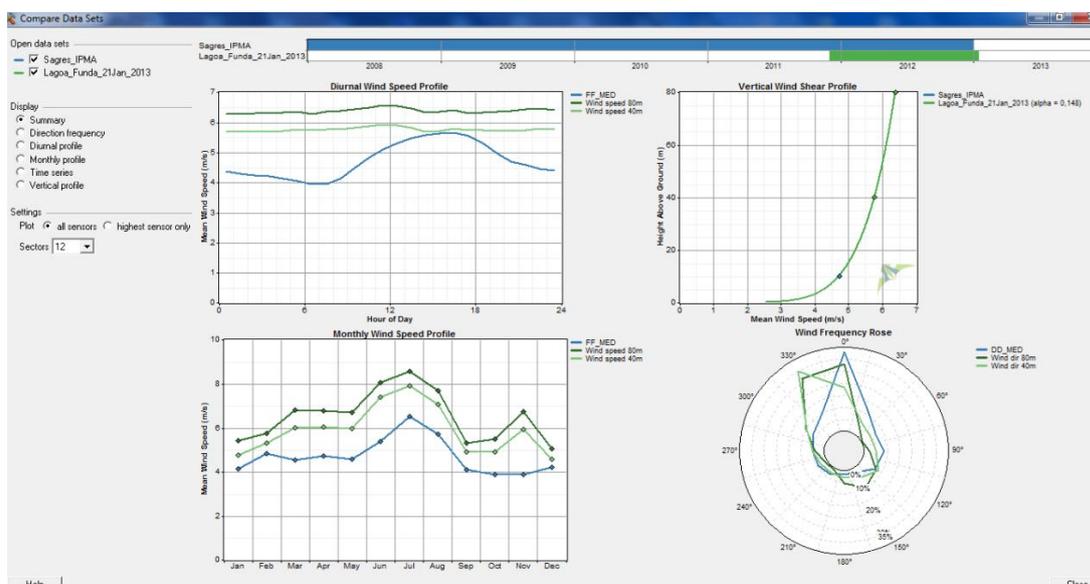
²³ Dados cedidos pela IBERWIND, relativos ao período entre dezembro de 2011 e janeiro de 2013, no parque eólico da Lagoa Funda na Costa Vicentina. Estes dados referem-se a duas séries, registadas a 40 e a 80 m.

²⁴ Dados adquiridos ao Instituto Português do Mar e da Atmosfera – IPMA, para a estação meteorológica de Sagres, relativos ao período entre janeiro de 2008 e dezembro de 2012.

Através da aplicação Windographer Professional efetuou-se a análise de correlação dos dados das séries referidas²⁵, pelo método *Measure, Correlate and Predict (MCP)*. Esta análise produziu informação diversa que se apresentará, de forma mais detalhada, ao longo deste capítulo.

Entende-se, contudo, ser pertinente deixar aqui a informação resumida no Gráfico 7.1, referente aos principais dados das séries em questão.

Gráfico 7.1 - Análise comparativa dos dados de velocidade e direção dos ventos em Sagres (IPMA) e na Lagoa Funda (Iberwind)



Gráficos realizados no *Windographer Professional*

A melhor correlação possível entre os dados de referência de velocidade do vento e os dados da série na proximidade do local de instalação do aerogerador, bem como a previsão de uma série longa de dados resultante dessa correlação, foi efetuada com recurso à análise dos erros verificados para os resultados de ajustamento obtidos a partir de sete diferentes algoritmos. De entre estes destacam-se os algoritmos do método linear dos mínimos quadrados (*Linear - LLS and Orthogonal Least Squares - OLS*), o algoritmo linear de ajustamento do valor da variância (*Variance Ratio Algorithm - VR*) (Rogers, Rogers, & Manwell, 2005), o algoritmo de Weibull (*Weibull Fit Algorithm - WBL*) e o algoritmo matricial ajustado para séries temporais (*Matrix Time Series - MTS*) (Lambert & Grue, 2012).

Com a série de dados assim obtida, foi possível modelar e simular as condições locais, face não só aos valores previstos para a velocidade e da direção do vento, como também à orografia local e à rugosidade do terreno. Foi assim possível prever qual a geração de eletricidade para as condições do local de instalação, para os diferentes aerogeradores testados.

²⁵ Aplicação *Windographer Professional*.

No caso do modelo em estudo, a simulação foi realizada na aplicação *WinSim 5.1.0*. As componentes necessárias para que esta aplicação efetue a simulação das condições de trabalho de um aerogerador são: a) o modelo digital do terreno, que foi obtido a partir das aplicações *gvSIG 1.12.0* e *WindSim Terrain Editor 1.1*; b) a série das velocidades e direções de vento previstas por correlação, para o local de instalação do aerogerador, obtida a partir da aplicação *Windographer Professional*, constituindo o que é designado por climatologia local; e c) as características técnicas do aerogerador sintetizadas na sua curva de potência.

7.1 Dados de vento da estação meteorológica de Sagres

Os dados de vento obtidos a partir da estação meteorológica do Instituto Português do Mar e da Atmosfera, situada em Sagres, compreendem um período de 5 anos, de 01-01-2008 a 01-01-2013, tendo sido registados com intervalos de 60 minutos e medidos a uma altura de 10 metros.

Nos gráficos seguintes resume-se a informação mais relevante relativa a estes dados, tratada na aplicação informática *Windographer*, gentilmente disponibilizada pela Mistaya Engineering Inc.

No Gráfico 7.2 está representado o histograma relativo à distribuição das velocidades médias verificadas no período dos registos, bem como a distribuição Weibull melhor ajustada.

Gráfico 7.2 - Histograma das velocidades médias e distribuição Weibull da estação meteorológica de Sagres

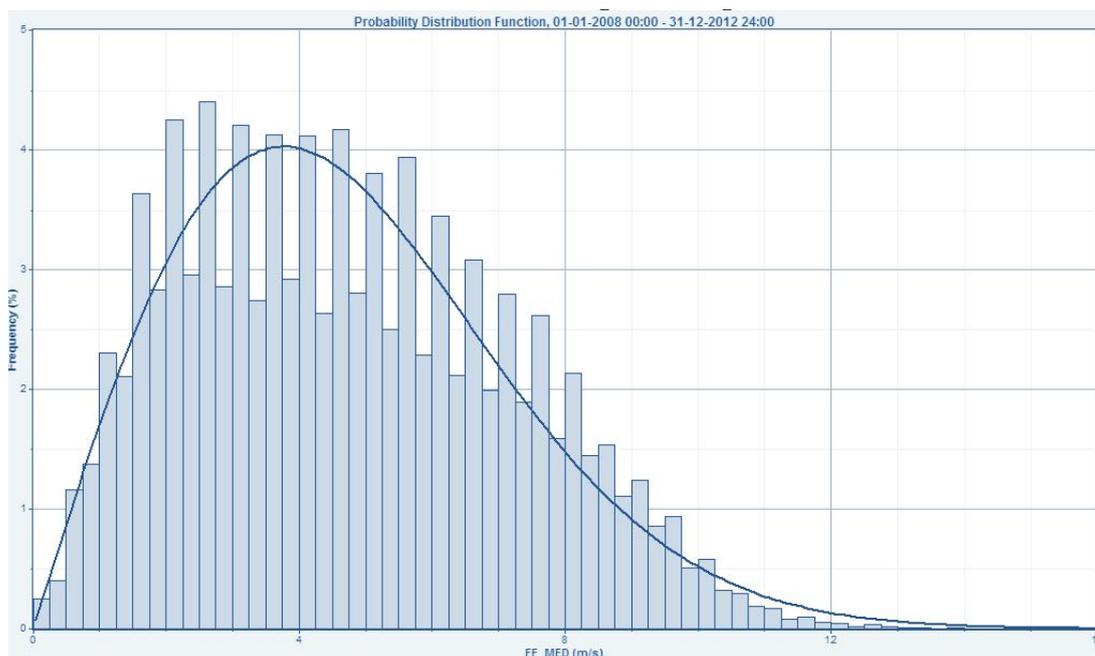


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

No Gráfico 7.3, sobreposto ao perfil diário de velocidades médias, a azul, representa-se o valor médio da densidade de potência disponível WPD [W/m^2], a verde.

Gráfico 7.3 - Valores médios diários de velocidade e densidade de potência em Sagres entre 2008 e 2012

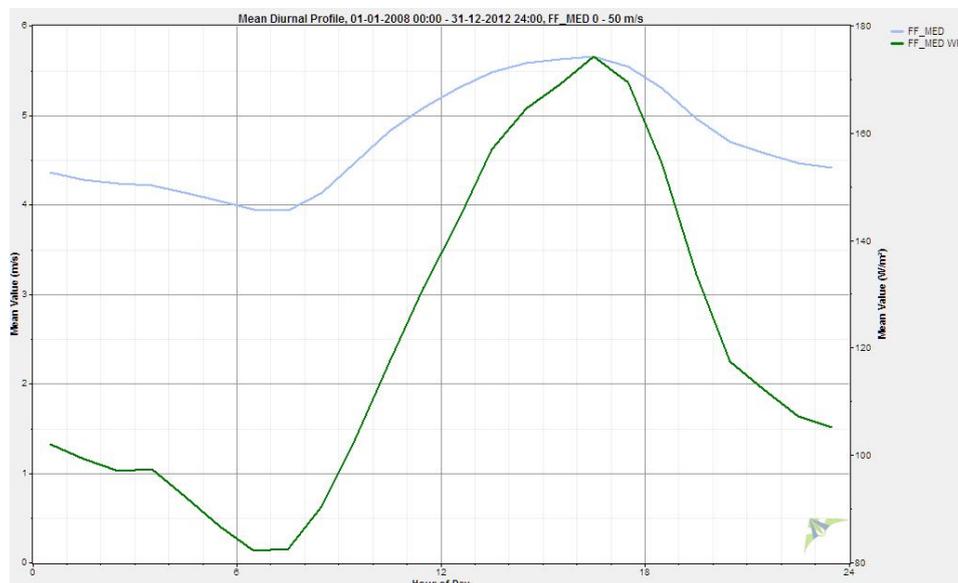


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

Recorda-se que a densidade de potência disponível não depende do tipo de aerogerador selecionado, mas apenas da massa específica do ar e, essencialmente, da velocidade do vento. Verifica-se que se registam valores médios acima dos 170 [W/m^2] entre as 15 e as 17 horas.

No Gráfico 7.4 estão representados os valores médios da velocidade do vento, registados mensalmente em Sagres, de janeiro 2008 a dezembro 2012, correspondendo os registos mais elevados aos meses de junho, julho e agosto, com valores médios entre os 5.5 e os 6.5 [m/s].

Gráfico 7.4 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade do vento registados em Sagres

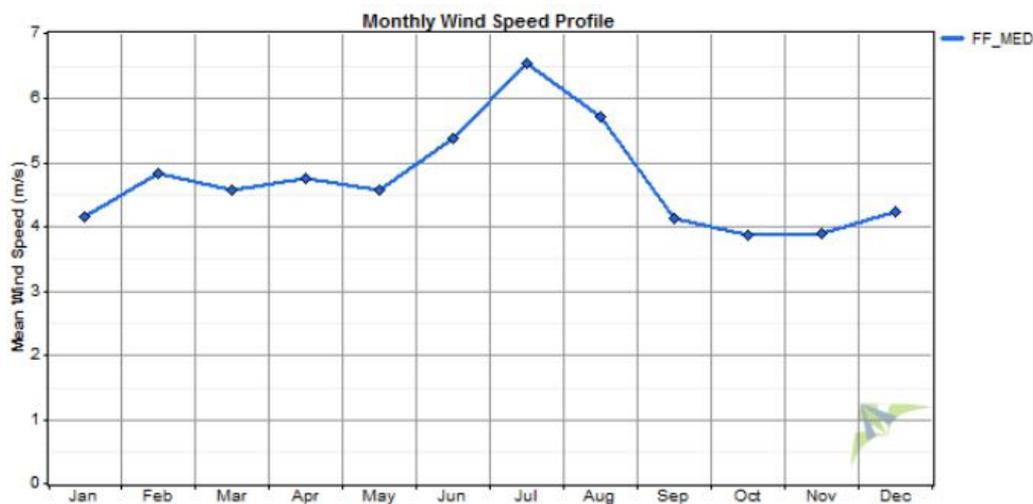


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

No Gráfico 7.5 está representada a distribuição média da direção dos ventos pelos 12 sectores da rosa-dos-ventos, verificando-se uma predominância de ventos de Norte, sector 1, com uma probabilidade de frequência da ordem dos 35%.

Gráfico 7.5 - Distribuição dos ventos em Sagres no período considerado

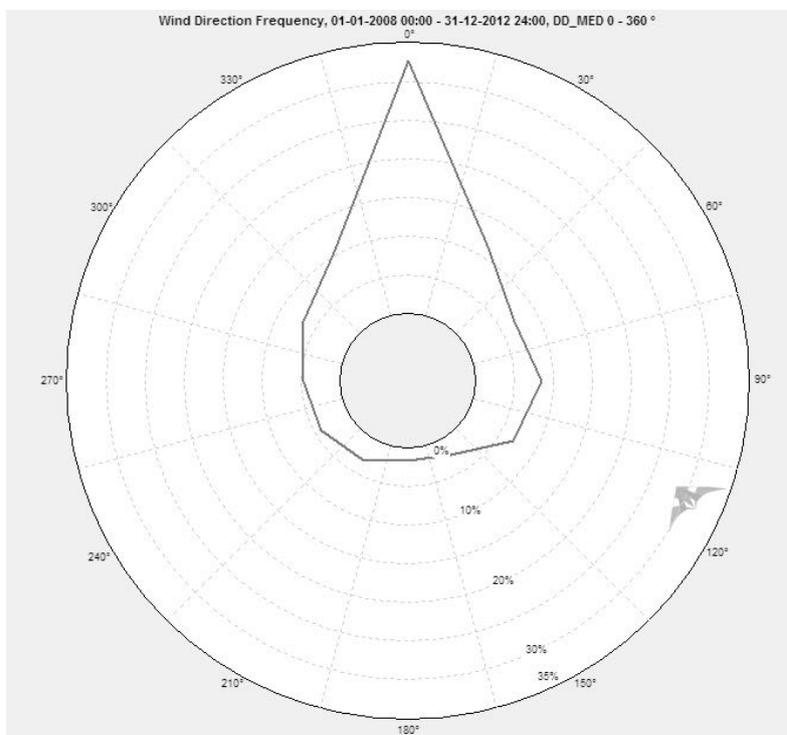


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

7.2 Dados de vento do parque eólico da IBERWIND na Lagoa Funda

As séries de dados de vento cedidos pela IBERWIND, relativos ao seu parque eólico da Lagoa Funda, são referentes ao período de 03-12-2011 a 16-01-2013, e foram registados com intervalos de 10 minutos, a 40 e 80 metros de altura.

Os histogramas referentes às distribuições das velocidades de vento e as curvas de melhor ajustamento da função de distribuição Weibull, para as duas séries de dados referidas, são apresentados no Gráfico 7.6.

Gráfico 7.6 - Histogramas das distribuições de velocidades de vento a 40m e a 80 m de altura

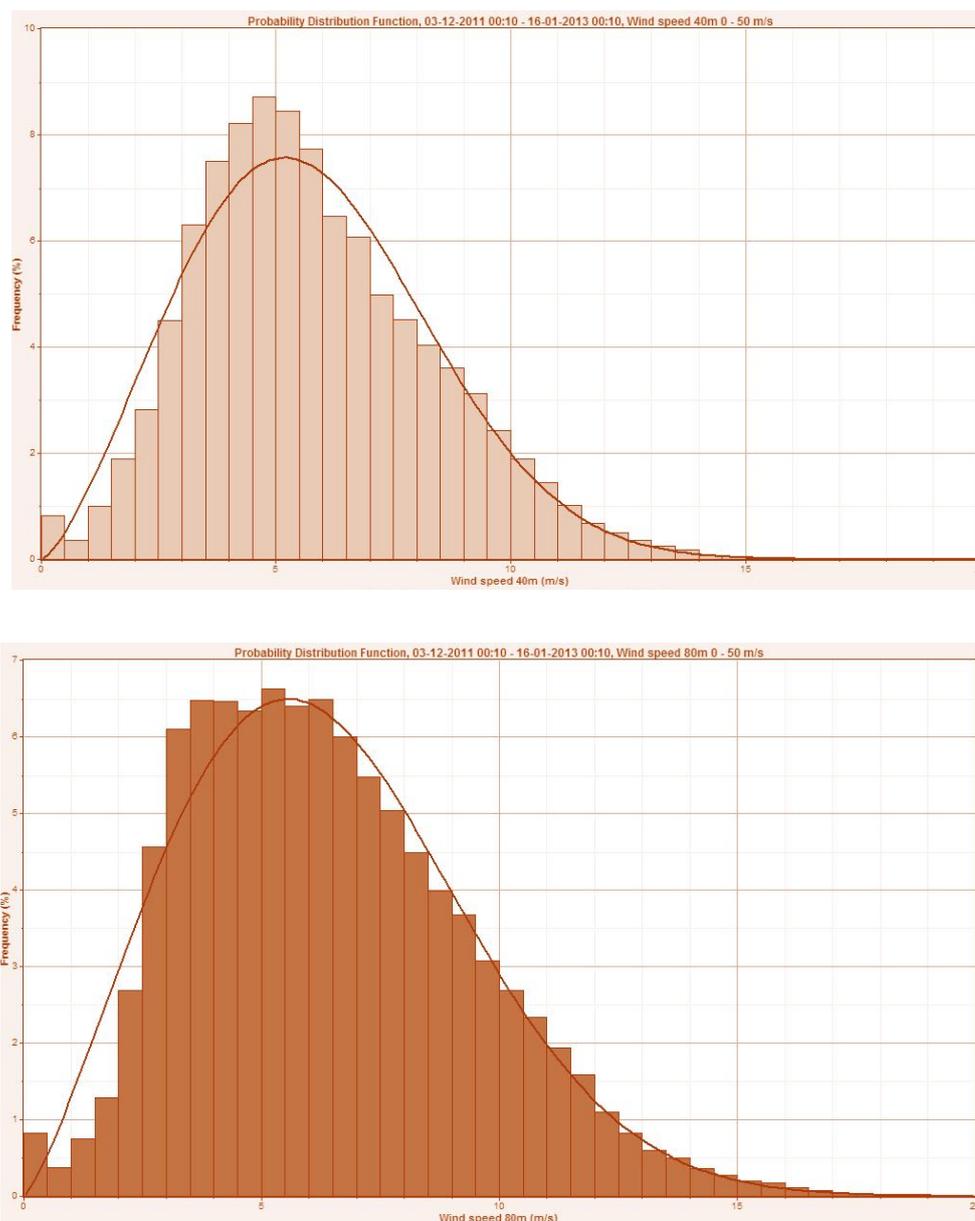


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

O Gráfico 7.7 apresenta os registos das médias diárias de velocidades e de densidade de potência disponível para as duas séries. Focando a análise na série de 40m, a azul, encontramos uma média diária anual de velocidades entre os 5.5 e os 6 m/s, com os valores mais elevados a ocorrerem no período entre as 9h e as 15h. A densidade de potência disponível situa-se na ordem dos 180 W/m², atingindo valores acima dos 190 W/m², entre as 7h e as 14h.

Gráfico 7.7 - Valores médios diários de velocidade e densidade de potência para as séries de 40m e de 80m da Lagoa funda, entre 2011 e 2013

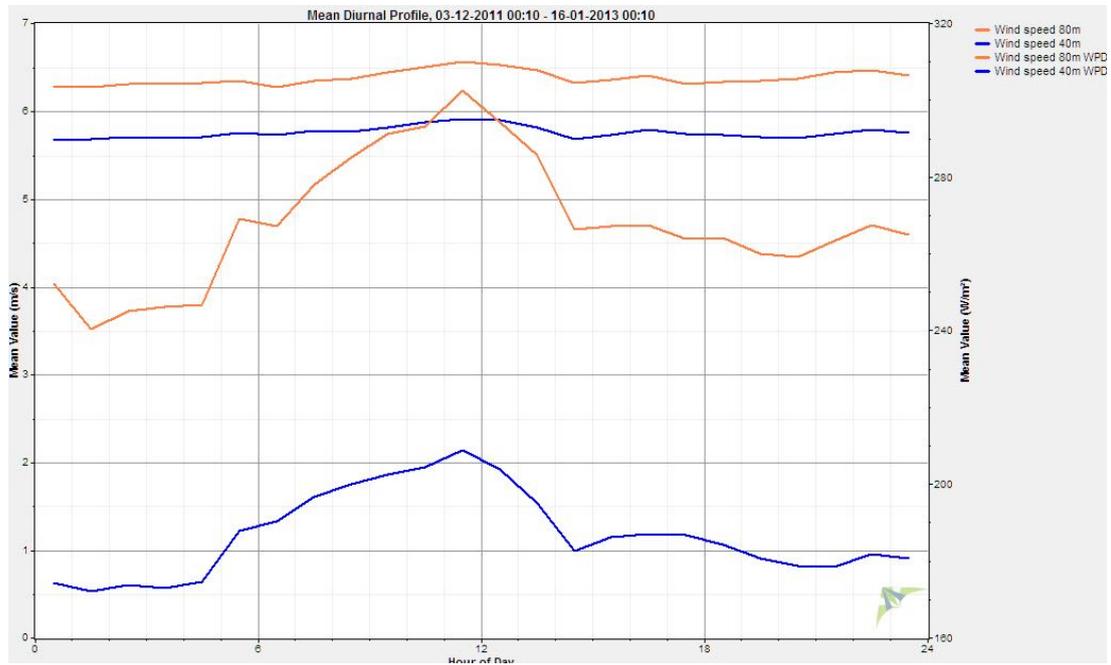


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

Finalmente, os Gráficos 7.8 e 7.9 mostram as velocidades médias mensais e a distribuição dos ventos de ambas as séries na rosa de ventos, permitindo a última ver a predominância dos ventos nas direções correspondentes ao sector 1, Norte, e ao sector 12, Noroeste.

Gráfico 7.8 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade das séries a 40m e 80m na Lagoa Funda, entre 2011 e 2013

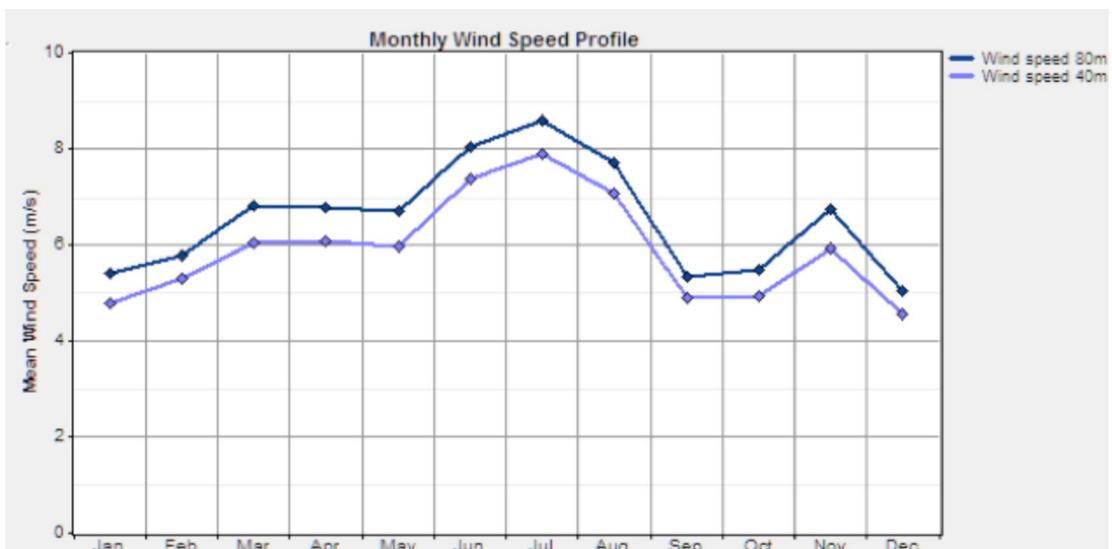


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

Gráfico 7.9 - Distribuição das direções dos ventos das séries a 40m e a 80m na Lagoa Funda, entre 2011 e 2013

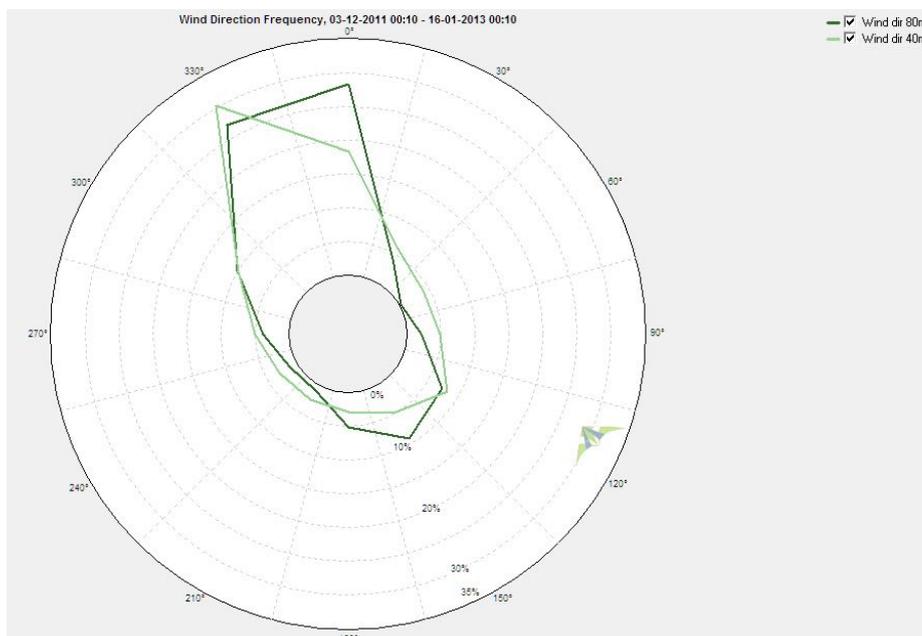


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

7.3 Correlação de dados de vento de Sagres e Lagoa Funda

O processo de correlação inicia-se com a comparação dos dados das séries a correlacionar. No Gráfico 7.10 está representado o resumo das comparações gráficas da série do IPMA em Sagres com registos obtidos a 10 metros, com as séries da IBERWIND com registos obtidos a 40 e a 80 metros.

Gráfico 7.10 - Comparação das séries de dados de vento de Sagres e da Lagoa Funda

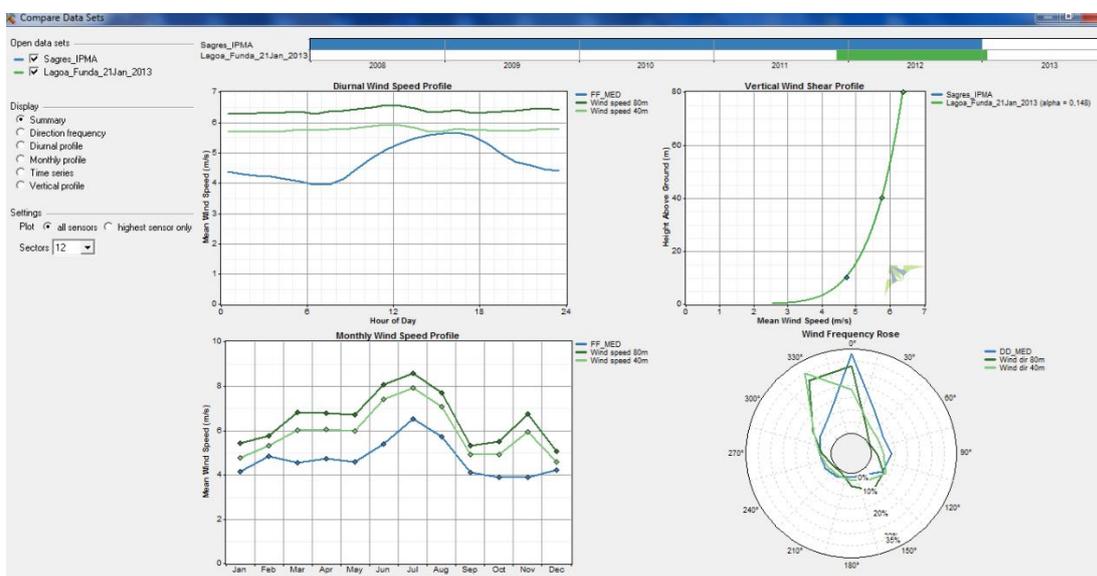


Gráfico obtido a partir da aplicação *Windographer*

As séries em comparação estão representadas temporalmente no Gráfico 7.11

Gráfico 7.11 - Representação temporal das séries de dados



Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.12 está representado o perfil diário das velocidades médias do vento, representando-se a azul a série correspondente aos dados do IPMA em Sagres e a verde as séries correspondentes os dados da IBERWIND na Lagoa Funda. Como se pode constatar da figura, o comportamento das séries não indicia um ajustamento perfeito da referente à Lagoa Funda com a de Sagres, podendo-se, contudo, afirmar que os registos de velocidades médias mais elevadas ocorrem, para as três séries, no período entre as 8h e as 18h.

Gráfico 7.12 - Perfil diário de velocidades de Sagres e da Lagoa Funda

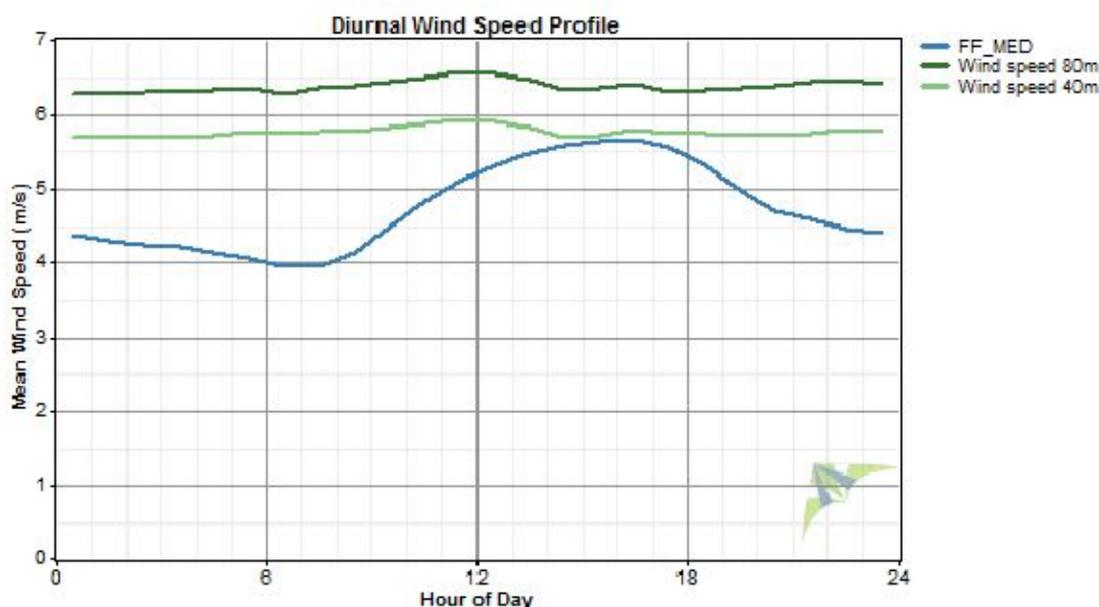


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.13 comparam-se os perfis mensais das velocidades médias, sendo notório um ajustamento do perfil das séries nos registos dos meses de junho, julho, agosto e setembro, a que correspondem os valores médios anuais mais elevados, nas três séries. Verifica-se haver desajustamento nas médias dos meses de março, abril e maio, em que a série de Sagres não acompanha o aumento dos valores médios das duas restantes, comparativamente aos meses anteriores. Discrepância análoga volta-se a verificar-se nos meses de outubro e novembro.

Gráfico 7.13 - Perfil mensal das velocidades de Sagres e da Lagoa Funda

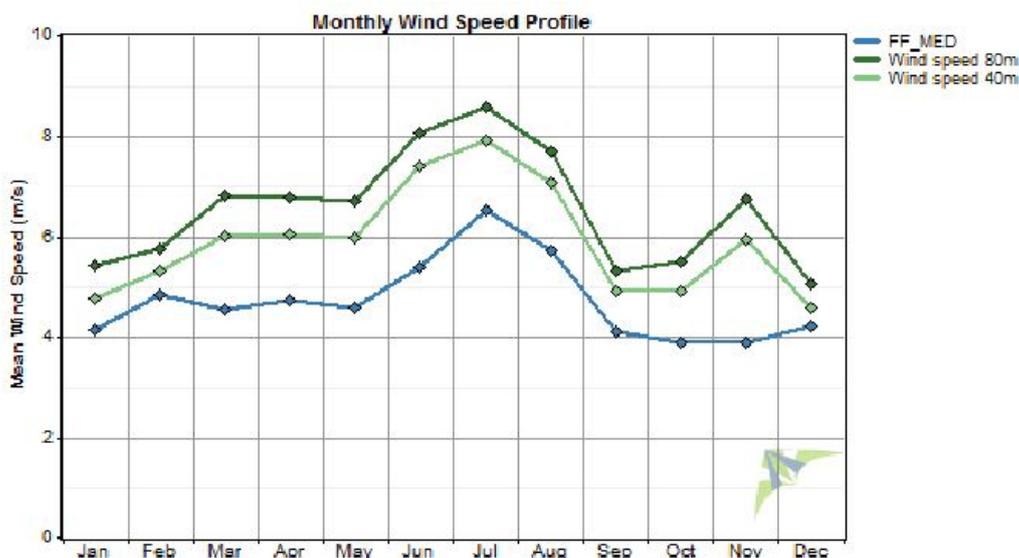


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Quanto às direções do vento, no Gráfico 7.14 constata-se um ajustamento entre as três séries, prevalecendo em todas, com maior frequência, ventos dos sectores 1, correspondente a 0° ou Norte, e 12, correspondente a 330° ou Noroeste.

Gráfico 7.14 - Direções médias dos ventos de Sagres e da Lagoa Funda

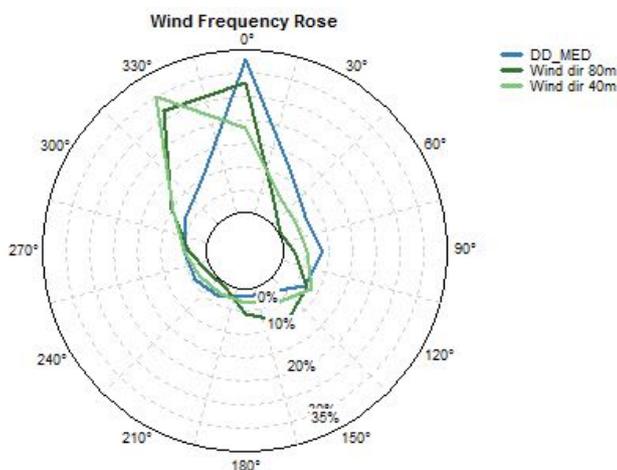


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Efetuada a comparação das séries de dados correspondentes à fase *Measure* da metodologia designada por *Measure, Correlate and Predict – MCP (Medir, Correlacionar e Prever)*, inicia-se a fase em que se avalia a correlação existente entre as séries. Para tal considera-se como *série de referência* a que é temporalmente mais longa, sendo no caso em estudo a série de Sagres, constituindo-se as séries da Lagoa Funda como *séries alvo*.

A informação contida na Figura 7.2 resume todo o processo, em que os dados contidos na coluna designada por FF_MED correspondem aos registos dos valores das velocidades da série de Sagres e DD_MED às correspondentes direções.

Figura 7.2 - Informação da correlação entre a série de referência e a série alvo

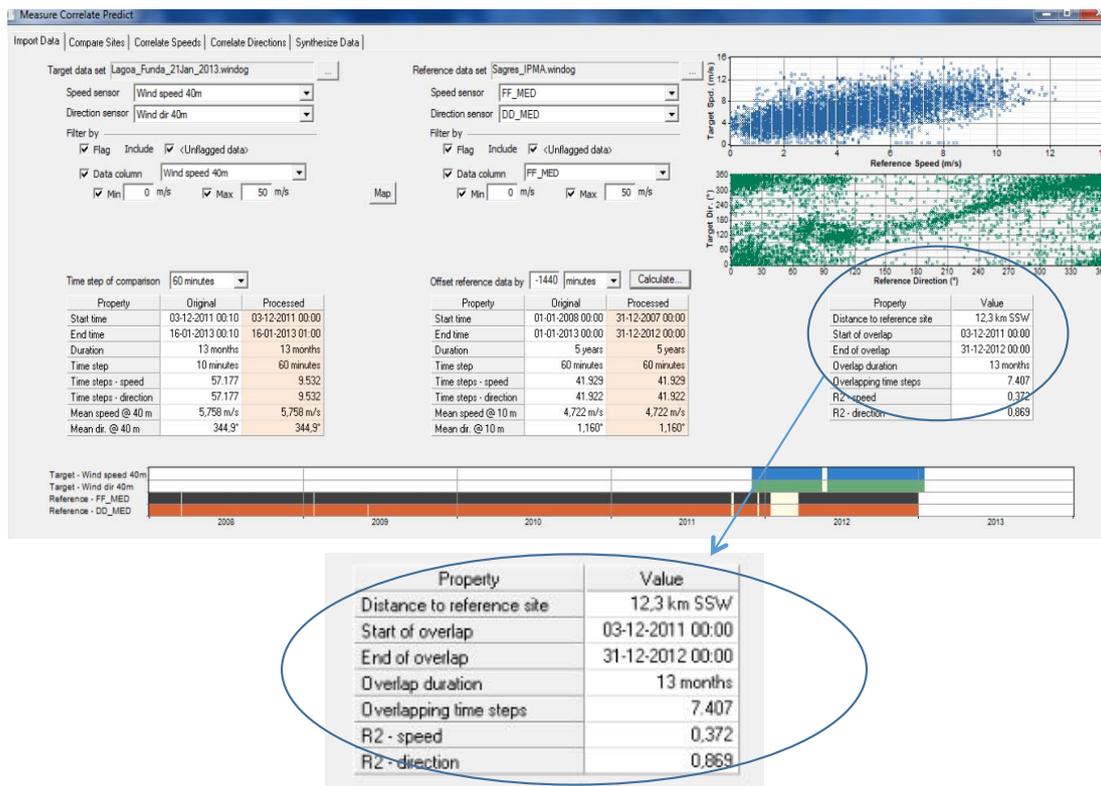


Figura obtida a partir da aplicação Windographer

Da informação destacada da figura anterior, podemos inferir a existência de correlação positiva dos dados da série alvo em relação à série de referência. Contudo, esse ajustamento é muito melhor entre os dados correspondentes às direções dos ventos ($R^2=0,869$) do que relativamente aos dados das velocidades ($R^2=0,372$) da série alvo.

Uma vez que os dados originais da série de referência e os da série alvo não apresentam o mesmo intervalo de tempo (*time step*) entre registos, sendo de 10 minutos na primeira e de 60 minutos na última, torna-se necessário efetuar o *alinhamento* dos dados da série alvo com os da série de referência, sendo processada uma nova série alvo com a mesma duração da original, mas com intervalos de registos de 60 minutos.

Na Figura 7.3 detalha-se o processo de alinhamento da série alvo original, com a série de referência, tendo sido criada (*Processed*) uma série com a mesma duração mas em que o número de registos de dados passou de 57.177 (correspondente a intervalos de tempo de 10 minutos) para 9.532 (correspondente a intervalos de tempo de 60 minutos), mantendo-se os valores de velocidade média anual de 5,758 m/s e de 344,9° de direção.

Quanto aos dados da série de referência, os conteúdos das colunas correspondentes à série original mantêm-se inalterados.

Figura 7.3 - Ampliação de pormenor do quadro resumo da Figura 7.2

Time step of comparison: 60 minutes			Offset reference data by: -1440 minutes		
Property	Original	Processed	Property	Original	Processed
Start time	03-12-2011 00:10	03-12-2011 00:00	Start time	01-01-2008 00:00	31-12-2007 00:00
End time	16-01-2013 00:10	16-01-2013 01:00	End time	01-01-2013 00:00	31-12-2012 00:00
Duration	13 months	13 months	Duration	5 years	5 years
Time step	10 minutes	60 minutes	Time step	60 minutes	60 minutes
Time steps - speed	57.177	9.532	Time steps - speed	41.929	41.929
Time steps - direction	57.177	9.532	Time steps - direction	41.922	41.922
Mean speed @ 40 m	5,758 m/s	5,758 m/s	Mean speed @ 10 m	4,722 m/s	4,722 m/s
Mean dir. @ 40 m	344,9°	344,9°	Mean dir. @ 10 m	1,160°	1,160°

Uma vez processado o alinhamento das séries alvo e de referência, o procedimento de correlação dos dados referentes aos valores das velocidades é efetuado pela escolha da opção mais adequada, de entre sete diferentes algoritmos, para a previsão da série final: *Linear Least Squares (LLS)*, *Orthogonal Least Squares (OLS)*, *Variance Ratio (VR)*, *Weibull Fit (WBL)*, *SpeedSort (SS)*, *Vertical Slice (VS)* e *Matrix Time Series (MTS)*.

Na Tabela 7.1 são apresentados os valores previstos para a série final a partir dos algoritmos referidos.

O procedimento escolhido para selecionar qual o algoritmo cuja série de dados final melhor representa o ajustamento da série alvo à série de referência assenta em testar os resultados obtidos mediante métricas conhecidas de determinação de erros estatísticos.

Tabela 7.1 - Resultados obtidos do procedimento *Measure, Correlate and Predict (MCP)* por algoritmo testado

Algoritmos	Série Alvo dados originais	Série Alvo dados ajustados	Série Final prevista por correlação						
			Valores previstos por algoritmo						
			LLS	OLS	VR	WBL	SS	VS	MTS
Data Inicial da Série	03-12-2011 00:10	03-12-2011 00:00	01-01-2008 00:00						
Data Final da Série	16-12-2013 00:10	16-01-2013 01:00	16-01-2013 01:00						
Duração da Série	13 meses	13 meses	5 anos						
Intervalo de Tempo	10 minutos	60 minutos	60 minutos						
Registos de Velocidades	57.177	9.532	44.023						
Registos de Direções	57.177	9.532	44.023						
Velocidade Média a 40m	5,758 m/s		6,120 m/s	6,263 m/s	6,348 m/s	6,386 m/s	6,313 m/s	6,104 m/s	6,134 m/s
Média das Velocidades Médias Mensais a 40m	5,900 m/s		6,123 m/s	6,266 m/s	6,349 m/s	6,387 m/s	6,315 m/s	6,107 m/s	6,136 m/s
Velocidade Mínima a 40m	0,300 m/s		0,300 m/s	0,300 m/s	0,149 m/s	0,000 m/s	0,000 m/s	0,000 m/s	0,036 m/s
Velocidade Máxima a 40m	17,000 m/s	15,917 m/s	15,917 m/s	17981 m/s	20,019 m/s	21,178 m/s	19,973 m/s	15,917 m/s	15,917 m/s
Weibull k a 40m	2,411	2,480	3,633	2,583	2,517	2,519	2,455	3,527	2,771
Weibull c a 40m	6,486 m/s		6,780 m/s	7,068 m/s	7,159 m/s	7,193 m/s	7,114 m/s	6,772 m/s	6,896 m/s
Densidade Média de Potência Disponível a 40m	187m2	183 W/m2	176 W/m2	231 W/m2	244 W/m2	248 W/m2	243 W/m2	177 W/m2	206 W/m2
Direção Média a 40m	344,9°		348,2°	346,6°	348,4°	348,9°	348,3°	349,0°	349,1°

Valores obtidos a partir da aplicação Windographer

As métricas utilizadas são: *Mean Bias Error (MBE)*, *Mean Absolute Error (MAE)*, *Root Mean Squared Error (RMSE)* e *Distribution Error (DE)*. A Tabela 7.2 apresenta os valores dos erros obtidos pela aplicação de cada métrica a cada algoritmo, considerando para cada um a comparação com os restantes algoritmos.

O critério de seleção mais adequado para representar a série final de previsão assenta na escolha do algoritmo que apresenta os menores valores de erros no maior número das quatro métricas da Tabela 7.2. Nesta tabela estão sombreadas as células correspondentes aos valores mínimos de cada métrica para cada algoritmo, constatando-se ser o *Matrix Time Series (MTS)* que apresenta valores mais baixos para a

Tabela 7.2 - Erros por tipo de métrica

	Mean Bias Error [m/s]	Mean Absolute Error[m/s]	Root Mean Squared Error[m/s]	Distribution Error [%]	
LLS - Linear least Square	0,00000166	1,510	1,970	29,8	LLS
					OLS
	0,00000188	1,540	2,000	32,	VR
					WBL
					SS
OLS - Orthogonal Least Squares	0,0179	1,950	2,540	16,6	VS
					MTS
	0,00000637	1,740	2,260	7,69	LLS
					OLS
					VR
VR - Variance Ratio	0,00000597	1,720	2,230	5,72	WBL
					SS
	0,00000221	1,730	2,250	3,45	VS
					MTS
					LLS
WBL - Weibull Fit	0,136	1,770	2,280	8,44	OLS
					VR
	0,0415	1,750	2,270	5,91	WBL
					SS
					VS
SS - SpeedSort	-0,0628	1,770	2,280	7,24	MTS
					LLS
	-0,0607	1,780	2,300	5,81	OLS
					VR
					WBL
VS - Vertical Slice	-0,0677	1,550	2,020	36,2	SS
					MTS
	-0,0525	1,510	1,970	35,2	LLS
					OLS
					VR
MTS - Matrix Time Series	-0,0078	0,402	0,563	2,14	WBL
			0,564	2,15	SS
	-0,00819	0,440	0,647	1,91	VS
					MTS
					LLS

Valores obtidos a partir da aplicação Windographer

previsão dos erros de três das quatro métricas testadas, com um valor de erro de 0,402 m/s para a métrica *Mean Absolute Error (MAE)*, de 0,563 m/s para *Root Mean Squared Error (RMSE)* e de 1,91 m/s para *Distribution Error (DE)*.

Selecionado o algoritmo e a correspondente série final de velocidades e direções de vento, torna-se necessário que os mesmos possam ser disponibilizados em formato normalizado e adequado e, desta forma, ser utilizados posteriormente em aplicações informáticas de simulação (WindSim ou Wasp, entre outras) dos designados *wind fields* sobre o modelo digital do terreno criado.

A aplicação Windographer assume valores médios anuais locais de 14,2°C de temperatura, 99,82 KPa de pressão atmosférica e 1,210 Kg/m³ de densidade do ar. No Gráfico 7.15 está representado o histograma correspondente à série, bem como a curva de Weibull melhor ajustada.

Gráfico 7.15 - Histograma das velocidades médias e distribuição Weibull ajustada

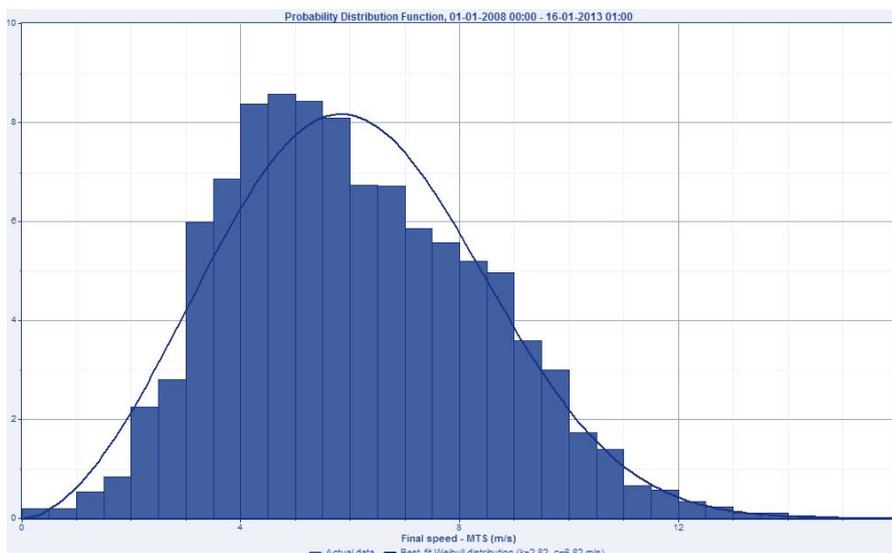


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.16 representam-se, para cada mês, os perfis relativos às médias diárias de velocidade do vento (*Final Speed – MTS*), a azul escuro, bem como os valores médios da densidade de potência disponível (*Final Speed – MTS WPD*), a azul mais claro. Nos meses em que se preveem as velocidades médias mais elevadas, perspetivam-se valores de densidade de potência disponíveis superiores a 260 W/m^2 para o mês de junho entre as 10 e as 20h; superiores a 300 W/m^2 a qualquer hora do dia no mês de julho; e superiores a 250 W/m^2 a qualquer hora do dia no mês de agosto.

Gráfico 7.16 - Valores médios diários de velocidade e de densidade de potência disponível para cada mês

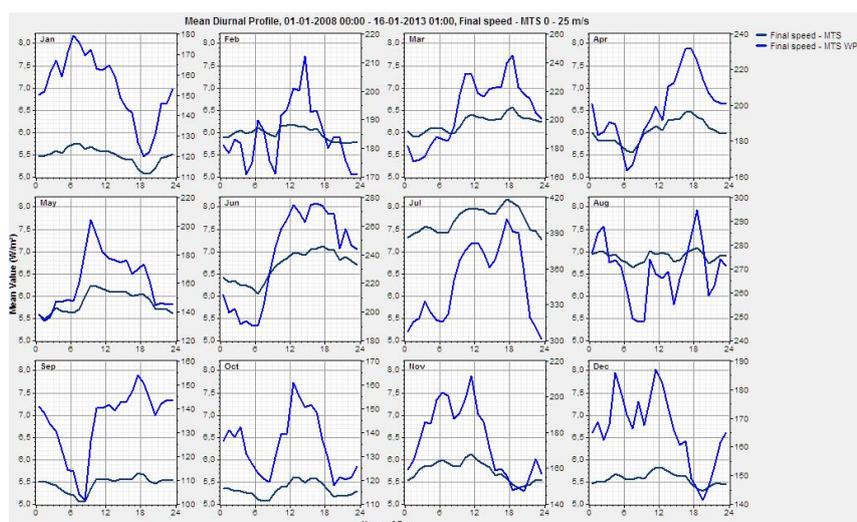


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

O Gráfico 7.17 mostra a previsão das direções de vento e respetivas frequências de ocorrência, com uma predominância de ventos Norte, sector 1, com uma probabilidade de frequência de cerca de 35% e de Noroeste, sector 12, com uma probabilidade de frequência de cerca de 20%.

Gráfico 7.17 - Direções dos ventos. Registos de frequências

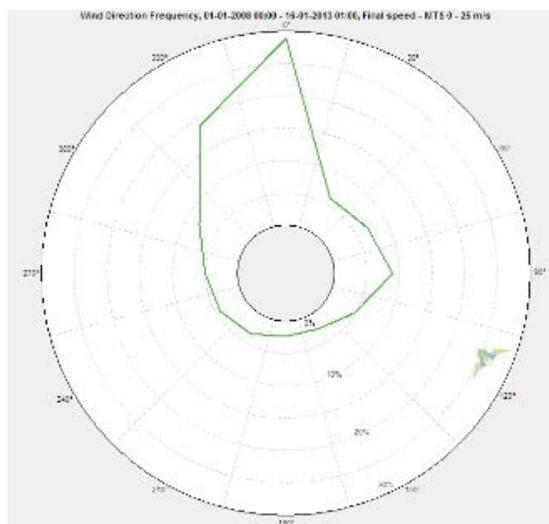
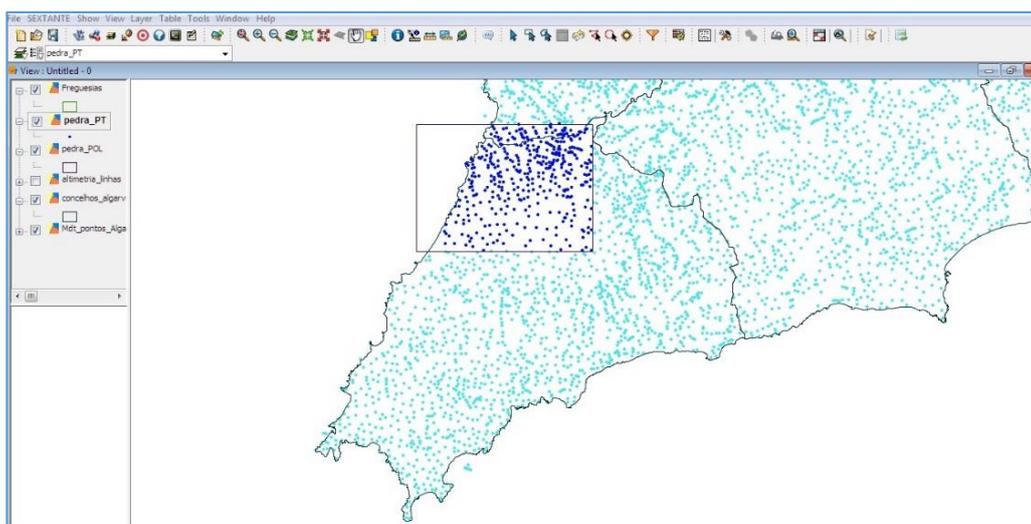


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

7.4 Constituição do modelo digital do terreno

Com base em informação espacial existente na Universidade do Algarve sobre altimetria da região do Algarve, bem como da sua divisão administrativa, foi possível criar um “mosaico” temático relativo à região em estudo. Para tal recorreu-se à aplicação de sistemas de informação geográfica, *gvSIG*, tendo-se “cortado” o mosaico representado na Figura 7.4

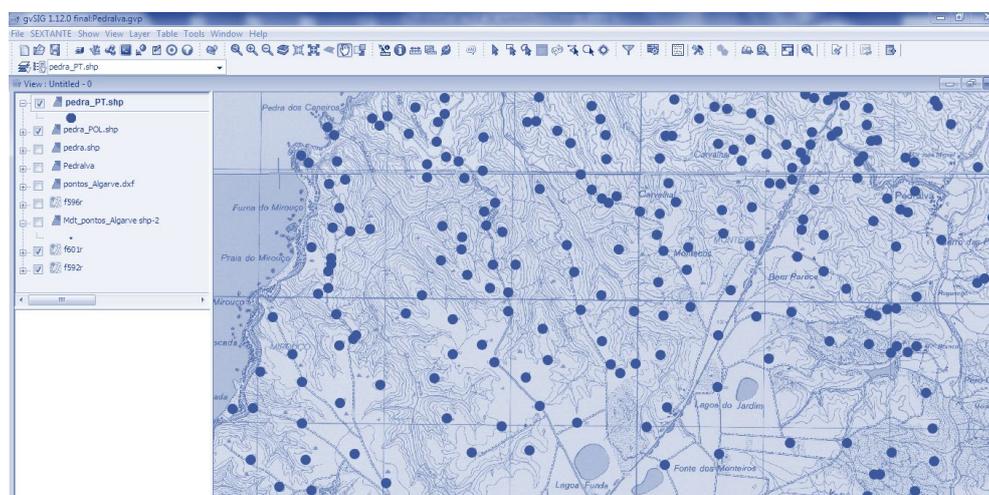
Figura 7.4 - Constituição de um “mosaico” georreferenciado, a partir de uma cobertura temática de pontos



Software gvSIG 1.12.0

Por ampliação da cobertura temática, na forma de uma *shapefile* de pontos de altimetria georreferenciados, representa-se na Figura 7.5 a área em estudo, integrando a localização do parque eólico da Lagoa Funda, bem como a da colocação do aerogerador, na proximidade da aldeia de Pedralva.

Figura 7.5 - Representação ampliada da *shapefile* de pontos georreferenciados da Lagoa Funda - Pedralva



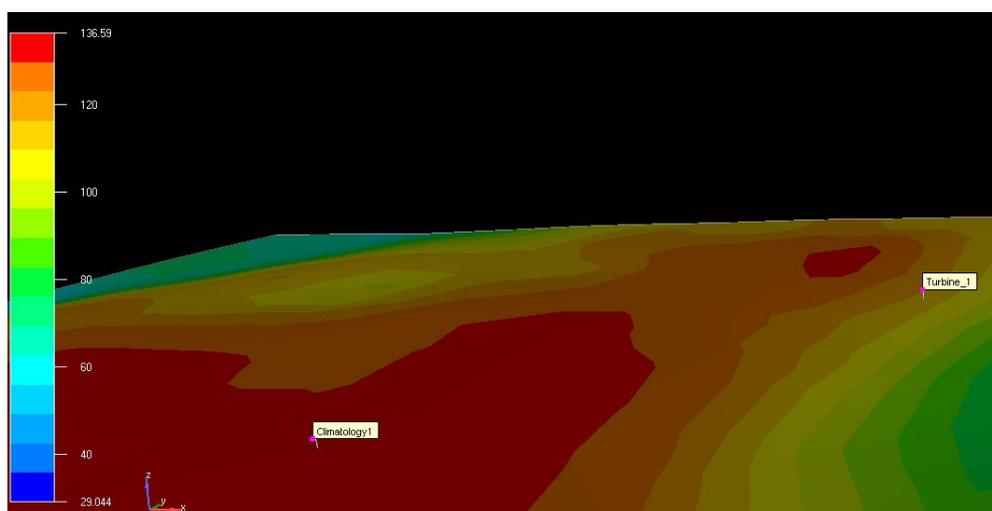
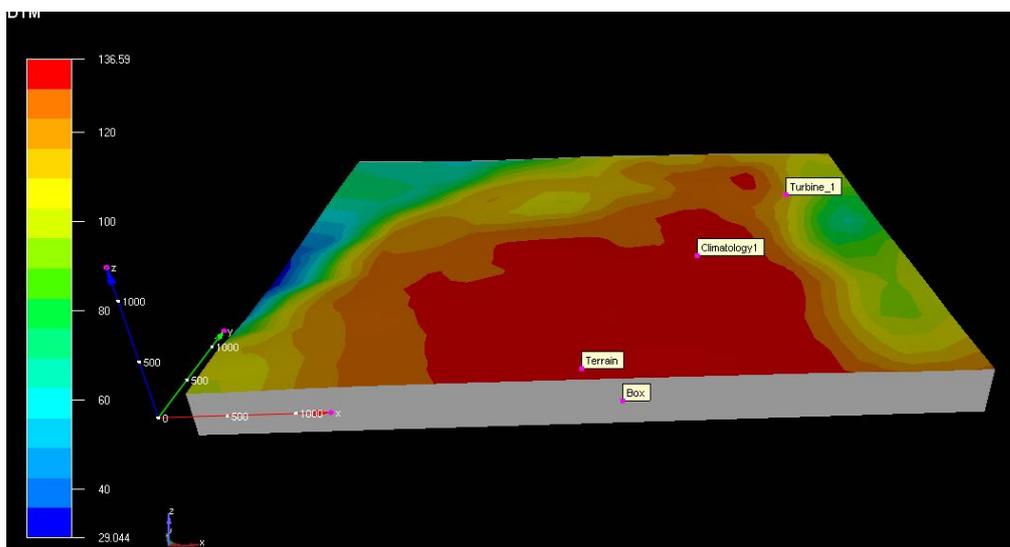
Software gvSIG 1.12.0

Conforme se pode ver na figura anterior, o *mosaico* obtido é representado por uma *shapefile* poligonal a que se sobrepõe a *shapefile* de pontos sobre a cartografia militar à escala 1:25.000.

É toda a informação temática e espacial contida neste *mosaico* que vai servir de base à obtenção do modelo digital de terreno através da aplicação informática *WindSim Terrain Editor*. Na Figura 7.6 estão representadas duas imagens deste modelo de terreno, com a ampliação da localização do anemómetro na Lagoa Funda e do aerogerador perto de Pedralva. Conforme a escala da figura, aos tons mais escuros do *mosaico* correspondem as zonas de maior elevação, variando entre 29 m a azul e 137 m a vermelho.

O anemómetro, indicado como *climatology 1*, está localizado no parque eólico da Lagoa Funda. O aerogerador, indicado com *turbine 1*, está localizado perto da Aldeia de Pedralva.

Figura 7.6 - Imagens do modelo digital do terreno



WindSim Terrain Editor

7.5 Previsão do escoamento do vento e das velocidades médias por perfis

Uma vez concebido o modelo digital de terreno, é possível simular as condições de escoamento do vento ao longo do referido modelo digital, determinando-se os designados *wind fields*.

A aplicação *WindSim*, estruturada em módulos sequenciais de cálculo (*Terrain, Wind Fields, Objects, Results, Wind Resources, Energy*), permite prever os *wind fields* por análise e simulação numérica de escoamentos turbulentos, através das Equações de Navier-Stokes com Média de Reynolds, “RANS - Reynolds Averaged Navier-Stokes equations”.

A resolução destas equações não lineares é feita por um processo iterativo, no módulo *Wind Fields*. Para um fluido incompressível, a sua densidade e viscosidade são constantes e as variações de temperatura são pequenas e consideradas desprezáveis. As variáveis que são resolvidas são a pressão, as três componentes da velocidade (u , v e w , nas direções x , y e z), a energia cinética turbulenta e a taxa de dissipação da energia cinética.

Uma vez previstas as condições de escoamento do vento através do módulo anterior, no módulo *Objects* é feita a associação da série de dados obtida pelo processo de correlação efetuado na aplicação *Windographer* com o local da sua medição (neste caso o parque eólico situado na Lagoa Funda) e com o local da instalação do aerogerador; será assim possível modelar a velocidade média do vento para as alturas a partir do solo pretendidas.

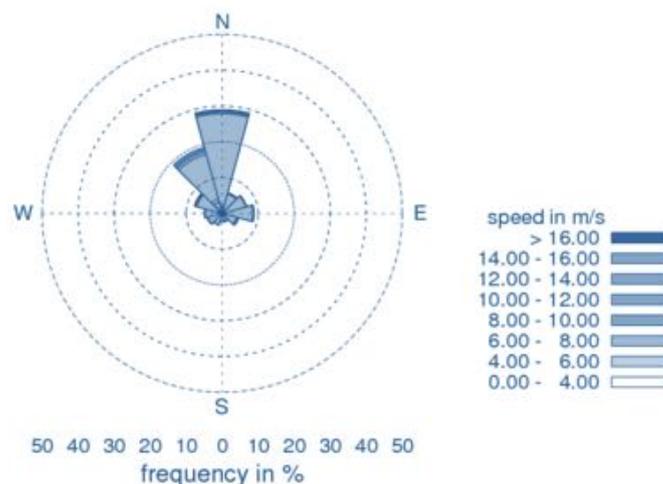
Os resultados desta simulação são analisados a partir do módulo *Results* do *WindSim*, e avaliados para as direções dos doze sectores da *rosa-dos-ventos* (0°, 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300° e 330°), bem como para as alturas a partir do solo.

Com base nos dados de vento, obtidos por correlação no *Windographer*, relativos à velocidade média e à frequência de ocorrência, para a localização da medição, para a localização do aerogerador, dadas as características técnicas dos modelos de aerogeradores testados, bem como das simulações que permitem caracterizar o escoamento no modelo digital de terreno do *mosaico* em estudo, é possível gerar o respetivo mapa de recursos do vento no módulo *Wind Resources*, conforme representado na Figura 7.7.

Figura 7.7 - Dados das velocidades e direções do vento obtidas a partir da aplicação WindSim

Características da climatologia, Weibull (k,A), velocidade média (m/s) de todos os sectores

Ficheiro	Sagres_LagoaFundas_CorrelatePredict_MTS-Exported		
Período dos dados	01-01-2008 00:00 - 16-01-2013 01:00	# registos = 44023	
Coordenadas do local	x = 133424.5	y = 18346.2	z (agl) = 40.0
Weibull parâmetros (K,A) forma e escala; velocidade média	k = 33.53	A = 6.54	vel. média = 5.67m/s



Weibull (k,A), frequência (% relativa a todos os sectores) e velocidade média (m/s) por sector

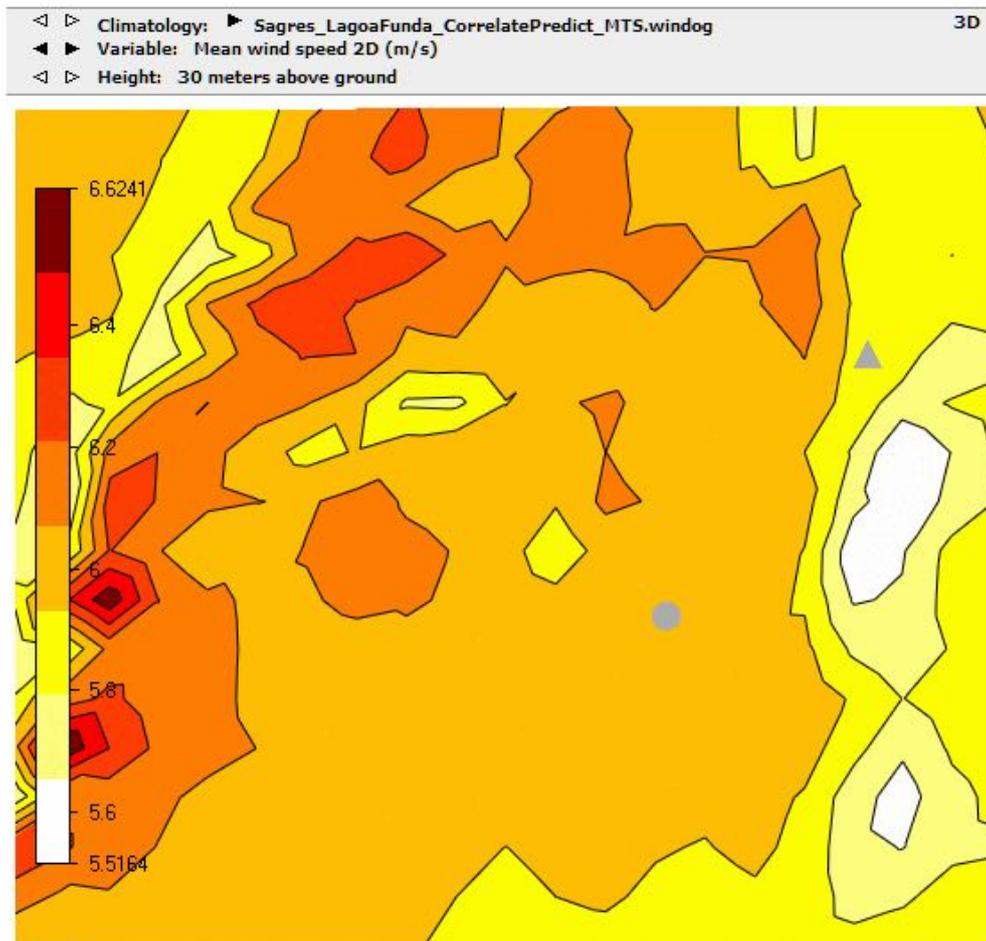
Sectores.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	74.65	34.99	77.75	90.50	13.17	10.76	29.12	49.83	49.37	33.29	22.77	14.49
A	6.51	6.56	6.52	6.54	6.59	6.60	6.57	6.51	6.51	6.54	6.58	6.59
frequên- cia	28.9	6.0	7.0	8.8	4.7	2.5	2.3	3.4	4.3	4.9	8.0	19.1
veloci- dade	5.80	5.70	5.82	5.85	5.41	5.34	5.67	5.73	5.73	5.66	5.60	5.46

Formatos adaptados da aplicação WindSim - Wind Resources

A Figura 7.7, no quadro inicial, resume a informação obtida a partir da aplicação *Windographer*, incluindo a localização geográfica, os *parâmetros de forma*, k , e de *escala*, A , da função Weibull ajustada à distribuição das frequências de velocidades, e a velocidade média dos doze sectores considerados na rosa dos ventos. O quadro final da figura sintetiza a informação contida na rosa-dos-ventos, ou seja, a velocidade média e frequência de ocorrência para cada um dos doze sectores considerados, bem como os valores dos parâmetros da distribuição Weibull ajustada por sector, resultante do tratamento conjunto da climatologia com a análise efetuada no módulo *Results*.

Na Figura 7.8 apresenta-se um dos resultados obtidos neste módulo de resolução da aplicação, estando representados os valores da velocidade média, em [m/s], a 30 metros de altura do solo. O símbolo triangular assinala a localização do aerogerador e o símbolo circular a localização do anemómetro, ou seja, do parque eólico da IBERWIND na Lagoa Funda.

Figura 7.8 - Perfil bidimensional das velocidades médias de vento a 30m do solo



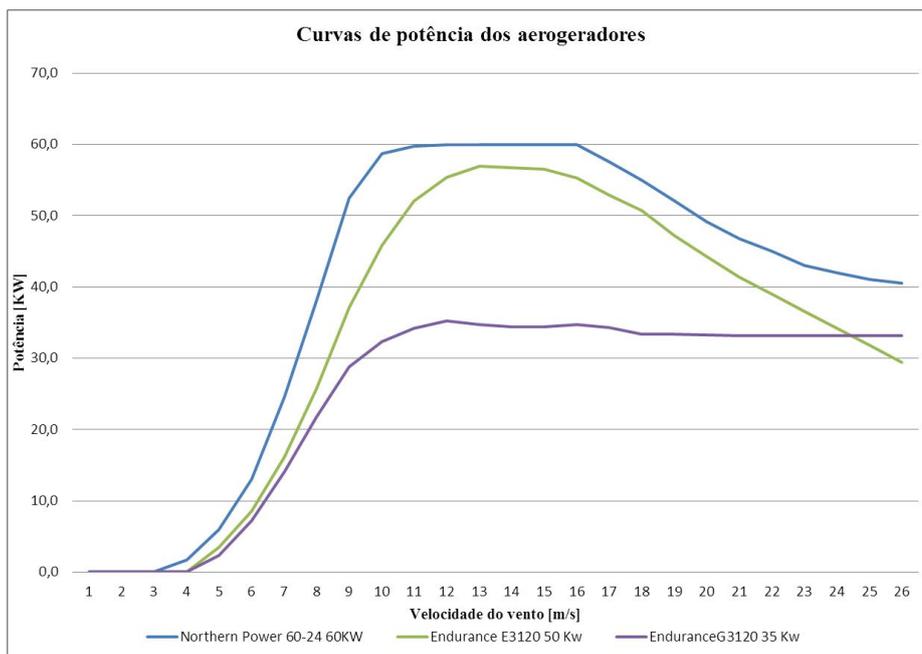
7.6 Cálculo da previsão da produção anual de eletricidade

A aplicação *WindSim*, no módulo *Energy*, permite calcular a produção anual de eletricidade para o aerogerador que se pretende instalar, ao tratar conjuntamente por meios estatísticos a informação da climatologia com os resultados da simulação numérica dos “campos de vento”, caracterizando por esse processo as condições de vento no local de instalação e de funcionamento do aerogerador.

Para o cálculo da produção anual de eletricidade foram simuladas as condições de funcionamento dos aerogeradores apresentados na Tabela 6.3 do subcapítulo 6.2.5. Considerou-se que qualquer destes aerogeradores poderia ser instalado numa torre de 30 metros de altura, de acordo com os dados dos respetivos fabricantes.

No Gráfico 7.18 estão representadas as *curvas de potência* ou *curvas características* dos aerogeradores em questão, com base nos dados divulgados pelos seus fabricantes.

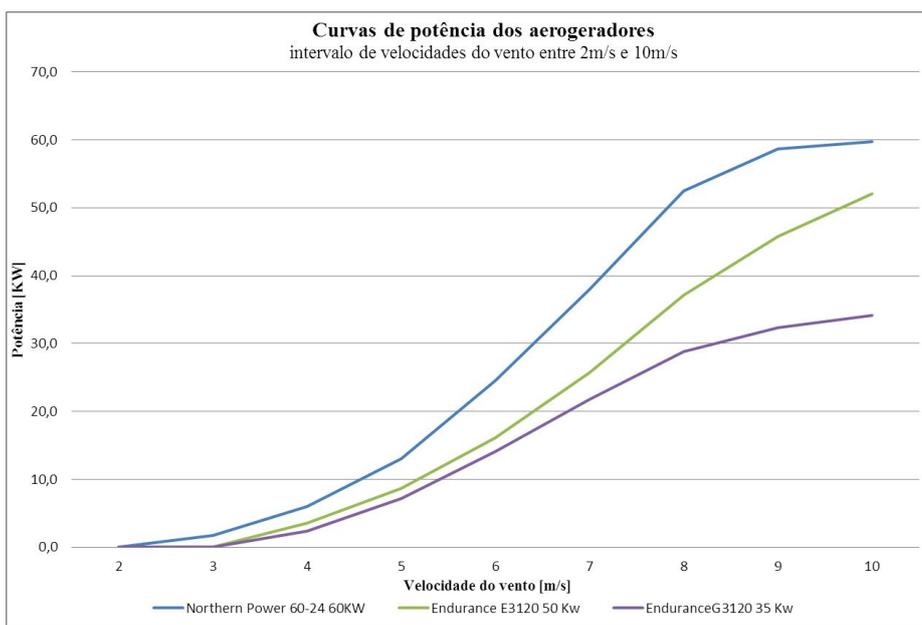
Gráfico 7.18 – Curvas características dos aerogeradores testados



Fontes: Northern Power Systems e Endurance Wind Power

Uma vez que, de acordo com os resultados apresentados na Figura 7.7, o aerogerador a instalar irá funcionar em condições de velocidades médias anuais de vento do ordem dos 6 m/s, é importante analisar mais pormenorizadamente as suas curvas de potência abaixo dos 10 m/s, o que é efetuado no Gráfico 7.19.

Gráfico 7.19 – Pormenor das curvas características dos aerogeradores testados



Fontes: Northern Power Systems e Endurance Wind Power

À Tabela 6.3 do subcapítulo 6.2.5, adicionou-se a informação obtida a partir do *WindSim*, relativa à produção anual de eletricidade estimada para cada aerogerador, constituindo-se a Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Características dos aerogeradores testados e valor estimado da produção anual de eletricidade

Fabricante / Modelo	Potência Nominal [kW]	Potência Máxima [kW]	Velocidade do Vento p/ Potência Máxima [m/s]	Diâmetro do Rotor[m]	Altura da Torre[m]	Produção anual estimada [MWh/ano]
Endurance Wind Power G-3120	35	35,7	11	19	30	127,7 - 130,2
Endurance Wind Power E-3120	50	56,9	12	19	30	150,1 - 150,8
Northern Power 60-24	60	59,9	11	24	30	269,1 - 278,1

Nesta tabela, a existência por aerogerador de dois valores para a produção anual de eletricidade deve-se ao facto de esta ser estimada de duas formas distintas no módulo *Energy*: o valor mais baixo é obtido a partir do histograma das frequências das velocidades de vento previstas na climatologia e o valor mais elevado a partir da distribuição Weibull ajustada ao histograma.

No estudo aqui apresentado iremos considerar as estimativas feitas a partir do histograma de frequências, considerando-se assim as previsões de produção anual de 127,7 MWh/ano para o aerogerador de 35 kW de potência nominal, de produção de 150,1 MWh/ano para o de 50 kW e de 269,1 MWh/ano para o de 60 kW.

Na Tabela 7.4 sintetiza-se a informação resultante das simulações efetuadas para os três aerogeradores considerados no estudo. Para o local de instalação escolhido e altura de funcionamento pretendida, a aplicação *WindSim*, através do seu módulo *Energy*, estima o valor médio da velocidade de vento para cada um dos doze sectores da *rosa-dos-ventos*, bem como a frequência da sua ocorrência relativamente a todos os sectores.

O que a Tabela 7.4 realça é que, para as frequências e velocidades de vento indicadas nos sectores considerados, se prevê, a título de exemplo, a ocorrência de ventos de Norte (sector 1) com velocidade média de 6,01 m/s, com uma frequência correspondente a 29% das direções/sectores considerados, estimando-se assim que no caso do aerogerador de 35 kW de potência, dos 127,7 MWh/ano previstos de produção de energia eléctrica, 37,7 MWh/ano sejam obtidos a partir de ventos Norte com estas características; ou que, com uma frequência de 19% se prevê a ocorrência de ventos de Noroeste (sector 12) com uma velocidade média de 5,66 m/s, perspectivando que dos 269,1 MWh/ano

estimados para a produção do aerogerador de 60 kW de potência, 48,6 MWh/ano sejam obtidos a partir de ventos de Noroeste com velocidade média de 5,66 m/s.

Tabela 7.4 – Produção anual prevista de eletricidade por simulação no WindSim

Sector	aerog. 35 kW eletricidade prod. (MWh/ano)	aerog. 50 kW eletricidade prod. (MWh/ano)	aerog. 60 kW eletricidade prod. (MWh/ano)	frequência (%)	velocidade do vento (m/s)
1	37.7	43.9	79.7	29,0%	6,01
2	8.2	9.7	17.2	6,0%	6,08
3	9.3	10.8	19.6	7,0%	6,04
4	11.7	13.7	24.7	9,0%	6,06
5	6.0	7.1	12.5	5,0%	5,73
6	3.1	3.7	6.4	2,0%	5,67
7	2.8	3.2	5.8	2,0%	5,74
8	4.3	5.1	9.2	3,0%	5,93
9	5.6	6.6	11.9	4,0%	5,98
10	4.9	5.7	10.7	5,0%	5,43
11	10.9	13.0	22.8	8,0%	6,00
12	23.1	27.5	48.6	19,0%	5,66
global	127.7 (MWh/ano)	150.1 (MWh/ano)	269,1 (MWh/ano)	100,0%	5,89 (m/s)

8. ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO

Poder-se-á questionar a opção feita de recorrer à Análise de Custo-Benefício - ACB, de entre as técnicas utilizadas na avaliação de projetos, para estudar a viabilidade da implementação do modelo de estudo objeto deste trabalho.

De facto, não se trata do estudo de um possível projeto cuja dimensão e finalidade se possa revelar, social e economicamente, como sendo um investimento de interesse público, envolvendo a criação de novas infraestruturas, caso em que a ACB revela ser uma das técnicas de avaliação de projetos mais adequada. Contudo, o projeto que pode ser associado ao modelo em estudo, ultrapassa a questão da avaliação da sua viabilidade financeira, enquanto investimento privado. Entende-se que a sua implementação pressupõe que haja uma identificação com princípios de partilha e gestão comunitária na forma como se acede e se consome um recurso básico, no caso *a eletricidade*, por parte dos habitantes de um aglomerado urbano.

Se faz sentido o conceito de *comunidade energética*, então pressupõe-se que é possível envolver uma comunidade de habitantes geograficamente próximos num interesse que é comum: produzir eletricidade e distribuí-la entre si, por um processo tecnológico assumido coletivamente, com o objetivo de garantir as necessidades parcelares, ou seja, garantir o autoconsumo das partes através do todo.

O parágrafo anterior identifica o *objetivo* que deve nortear a eventual implementação do modelo de estudo, fazendo assim sentido avaliar a sua viabilidade financeira, económica e social. Interessa ainda, e já no âmbito da ACB, confrontar a sua implementação com outras opções identificadas como possíveis alternativas:

- A primeira opção possível será a de confrontá-lo com a realidade existente e, portanto, estar-se-á perante um cenário de *nada fazer*, mantendo-se o consumo individual de eletricidade acessível via distribuição e produção pelo sistema centralizado existente a nível nacional e a sua compra aos comercializadores do mercado de eletricidade, por contrato individual de cada consumidor;
- A segunda opção possível corresponde à de um cenário de *fazer o mínimo*, em que se admite que, não existindo uma aceitação social para a realização de um projeto em que todos se identificam com o conceito de produção e distribuição comunitário de eletricidade, pode haver, contudo, condições para que, individualmente sejam implantados sistemas autónomos de geração de eletricidade, visando dar resposta aos respetivos consumos. Estaremos, neste caso, perante as designadas *unidades de autoconsumo* – UAC, que a atual legislação prevê, no seguimento do conceito de *microgeração*.

- A terceira opção, na qual se enquadra a possível implementação do projeto do modelo em estudo, corresponde a *fazer alguma coisa mais*, o que neste caso significa tentar *ganhar escala* relativamente à segunda opção, procurando investir conjuntamente na geração de eletricidade e garantir o autoconsumo das partes através do todo coletivo. Procurar-se-á, por esta forma e em primeira instância, reduzir custos de investimento e obter ganhos ambientais e de produção associados ao sistema coletivo.

No âmbito da ACB levada a efeito, procurou-se determinar os indicadores de desempenho financeiros e económicos para o projeto de implementação do modelo de estudo, com base na comparação com a opção de *nada fazer*. Isto porque se considera a segunda opção equivalente a uma fase intermédia, quanto à forma de geração de eletricidade, e que, portanto, apesar de ser melhor do que nada fazer, conduz, contudo, a custos de investimento e instalação certamente superiores à terceira opção, por resultarem de instalações individuais, com o conseqüente aumento de custos pelo efeito da perda de escala e da proliferação e duplicação de equipamentos.

Como já foi referido no capítulo 5, considerou-se pertinente efetuar o estudo ACB de acordo com a metodologia proposta pela Comissão Europeia (European Commission, 2008), no seu manual de análise de projetos de investimento ao abrigo dos fundos estruturais, tendo sido efetuadas as adaptações decorrentes do facto de não se tratar de um grande projeto e, por outro lado, se tratar de um estudo académico. Desta forma, o modelo em estudo foi estruturado em quadros, em que os diferentes parâmetros considerados como relevantes suportam as análises, financeira e económica, levadas a efeito. Na Tabela 8.1 procura-se sintetizar a informação relativa aos principais parâmetros de *input*, necessários à análise.

Com base nos estudos referidos no subcapítulo 6.3.3, foi considerado que os custos operacionais e de manutenção assumem uma estrutura de custos fixos, variando de valor de acordo com os autores desses estudos, sendo, contudo, consensual indexá-los à potência do aerogerador.

Na Tabela 8.2 apresentam-se, de forma sucinta, as principais expressões analíticas que permitem relacionar e determinar novos parâmetros, a partir dos pressupostos assumidos na Tabela 8.1, bem como para calcular os indicadores de desempenho que irão ser utilizados.

8.1 Análise Financeira

A análise financeira levada a efeito foi efetuada separadamente para cada tipo de aerogerador, optando-se aqui por focar a abordagem de dados e cálculos no de 60 kW

Tabela 8.1 - Principais parâmetros para a Análise de Custo-Benefício

Inputs Tecnológicos			Observações
Potência do aerogerador	35, 50 ou 60	[kW]	
Perdas de rendimento do equipamento	12,0%	[%]	Perdas de rendimento provenientes de falhas mecânicas, elétricas, por efeito de esteira e outras (Windgrapher)
Tempo de vida útil	15	[anos]	Valor estimado
Tempo de instalação	1	[ano]	Tempo relativo às obras e intervenções de instalação
Número Equivalente de Habitações	32, 37 ou 66	Habitações	Número mínimo de habitações fornecidas por cada aerogerador, para as condições de autoconsumo, sem venda de produção à rede (na base de um contador por habitação)
Consumo anual médio/habitação	3,60	[MWh/ano]	Valor previsto com base na informação do World Energy Council - Portugal Indicators (3,682 MWh/ano 2010 e 3,510 MWh/ano 2011)
Potência total contratada	229, 264 ou 472	[kW]	Potência total contratada [kW] na base de um mix com 20% de contadores com 4,6 kVA, 65% com 6,9 kVA, 10% com 10,5 kVA e 5% com 13,8 kVA. n° contadores \times (20% \times 4,6kVA + 65% \times 6,9kVA + 10% \times 10,5kVA + 0,05 \times 13,8kVA)
Emissões de CO ₂ na geração de eletricidade por fonte de energia eólica	12,0	[g CO ₂ /kWh]	Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power Systematic Review and harmonization Stacey L. Dolan and Garvin A. Heath - 12 [gCO ₂ eq/kWh]
Emissões Específicas de CO ₂ registadas em 2013	141,6	[g CO ₂ /kWh]	Informação da ERSE, 2013 - 141,58 [g/kWh] para o mix energético do ano
Inputs Financeiros e Económicos			Observações
Custos de Investimento e Instalação por kW de potência do aerogerador	1800	[€/kW]	Previsão para 2013 com base nas capacidades globais instaladas em 2011 e 2013 (GWEC 2013), no intervalo SCIP2011 = 1350 to 1500 [€/kW] (Mott MacDonald 2011, Small Wind Turbines, source Committee on Climate Change, May 2011), 8% de taxa de aprendizagem (European Commission 2008); projecção para 2013 SCIPRef2013 - 1400 to 1556 [€/kW]; Lazard v.8 2014); consultar também sub capítulo 6.3.2 do trabalho.
Custos Operacionais e de Manutenção	40	[€/kW]/ano	Com base nos dados apresentados no sub capítulo 6.3.3 do trabalho
Valor de compra de eletricidade	153,1	[€/MWh]	Calculado com base nas tarifas simples (ERSE 2014) para consumidores de BTN simples \leq 20,7 kVA (ERSE, Tarifas e Preços de Energia Eléctrica para 2014) - 153,1 [€/MWh]
Valor de venda de eletricidade	37,7	[€/MWh]	90% do valor médio MIBEL 2014 - 90% \times 41,9€/MWh = 37,7 [€/MWh]
Custo das Emissões de CO ₂ para a energia eólica	15,0	[€/tCO ₂]	CO ₂ Abatement from Renewable Energy - Weigt et al, 2012 - 15[€/tCo ₂]
Custo das Emissões de CO ₂	50,0	[€/tCO ₂]	Valor estimado
Seguros	1,5	[%/ano]	Valor anual estimado (% do investimento inicial)
Arrendamento do terreno	2,5	[%/ano]	Valor anual estimado (% do investimento inicial)
Licenciamento	3,5	[%/ano]	Valor estimado (% do investimento inicial)
Taxa de Inflação	1,5	[%/ano]	Atualização de valores de 2007 a 2013, por média geométrica (Pordata)
Taxa de Atualização Financeira	5,0	[%/ano]	Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects (European Commission, July 2008)
Taxa de Atualização Económica	5,5	[%/ano]	Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects (European Commission, July 2008)
Duração do empréstimo - L (loan payback period)	15,0	[anos]	Período coincidente com o tempo de vida útil considerado para o equipamento
Taxa de juro - i (interest rate)	5,0	[%/ano]	Valor anual estimado, tendo por princípio o valor da taxa de inflação
Tarifa de uso da rede de distribuição em BTN	18,0	[€/MWh]	Valor da tarifa de uso da rede de distribuição em baixa tensão para BTN simples \leq 20,7 kVA (ERSE 2014)
Receita de Autoconsumo	153,1	[€/MWh]	Valor atribuído, igual à tarifa de compra, baseado nas tarifas simples (ERSE 2014) para consumidores de BTN simples \leq 20,7 kVA (ERSE, Tarifas e Preços de Energia Eléctrica para 2014) - 153,1 [€/MWh]

Tabela 8.2 - Principais expressões analíticas

Parâmetro	Unid medida	Expressão Analítica
Potência total instalada	[kW]	$[n^{\circ} \text{ contadores} \times (20\% \times 4,6\text{kVA} + 65\% \times 6,9\text{kVA} + 10\% \times 10,5\text{kVA} + 0,05 \times 13,8\text{kVA})]$
Consumo anual previsto	[MWh/ano]	$[n^{\circ} \text{ contadores} \times (35\% \times 2\text{MWh} + 45\% \times 4\text{MWh} + 15\% \times 5\text{MWh} + 5\% \times 7\text{MWh})]$
Consumo anual médio por consumidor	[MWh/ano]	Consumo total anual / Número Equivalente de Habitações
Fator de potência	[%]	$[(\text{MWh/ano produzidos}) \times 1000] / (\text{Potência do aerogerador} \times 8760 \text{ h})]$
Custos de Investimento e Instalação	[€]	$[(\text{Custo Investimento}/\text{kW}) \times (\text{Potência do aerogerador})]$
Custos Operacionais de Manutenção	[€]	$[(\text{Custo Oper de Manutenção}/\text{kW}) \times (\text{Potência do aerogerador})]$
Custo nivelado de geração de eletricidade	[€/MWh]	$LCOE = [(SCI \times (1 + IDC) \times CRF) / (8760 \times LF)] + [FOM / (8760 \times LF)]$ c/ SCI = custo de investimento /kW; IDC=juros no ano de instalação; CRF=fator de recuperação do capital; LF=coeficiente de potência e FOM=custos oper de manutenção/kW
Fator de atualização		$[1/((1+d)^n)]$ c/ d= taxa de atualização[%] e n=tempo de vida útil do equipamento [anos]
Fator de recuperação do capital investido	[%]	$CRF = [(d \times (1 + d)^n) / (((1 + d)^n) - 1)]$ c/ d= taxa de atualização[%] e n=tempo de vida útil do equipamento [anos]
Cash Flow Líquido Anual	[€]	Receitas- Despesas Anuais
Cash Flow Acumulado	[€]	Somatório dos Cash Flow Líquidos Anuais
Indicador de desempenho		Expressão Analítica
Valor atual líquido financeiro - VALF	[€]	$VALF = \Sigma(\text{Cash Flow Líquido} \times \text{Fator de atualização})$
Taxa interna de retorno financeira - TIRF	[%]	Taxa para a qual VALF=0
Valor atual líquido económico - VALE	[€]	$VALE = \Sigma(\text{Cash Flow Líquido} \times \text{Fator de atualização})$
Taxa interna de retorno económica - TIRE	[%]	Taxa para a qual VALE=0

de potência. Exposta a metodologia utilizada, apresentar-se-ão os resultados para os três tipos de aerogeradores.

Com a análise levada a efeito, essencialmente através das previsões anuais do *cash flow*, pretende-se calcular os valores dos indicadores de desempenho *valor atual líquido financeiro* – VALF e *taxa interna de rentabilidade financeira* – TIRF. Uma vez que se considerou que o investimento previsto assenta totalmente no recurso ao crédito bancário, não havendo capitais próprios nem capitais de investidores privados envolvidos no projeto, não se entendeu necessário calcular o valor dos indicadores de desempenho relativos à utilização de fundos próprios.

Como já foi referido, a estrutura que se apresenta é uma versão adaptada e simplificada da que é proposta pela Comissão Europeia no seu manual de análise de projetos de investimento ao abrigo dos fundos estruturais, seguindo-se o esquema da Figura 5.3.

8.1.1 Custos de Investimento

Tendo por base os valores apresentados no subcapítulo 6.3.2 deste trabalho, referentes a vários autores, os custos de investimento foram fixados em 1800 €/kW de potência do aerogerador.

De acordo com a Tabela 6.7 do subcapítulo 6.3.2, os custos de investimento incluem, para além do custo do aerogerador (64%), os custos de projeto e preparação da obra (9%), bem como os custos de instalação, que incorporam os custos das fundações e outros custos de construção civil (16%), para além dos custos de ligação da instalação à rede elétrica de distribuição (11%) (IRENA, 2012a).

Sintetizando esta informação para cada aerogerador, constituiu-se a Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Custos de investimento dos aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência:

Ci - Custos de Investimento e Instalação	Ci = 1.800 [€/kW]x60 [kW]	Valor [€]
Custos de projeto, planificação e preparação da obra	9,00% Ci	9.720,00
Equipamento (turbina, pás, gerador, torre, etc)	64,00% Ci	69.120,00
Fundações e trabalhos de construção civil	16,00% Ci	17.280,00
Ligação à rede elétrica	11,00% Ci	11.880,00
Custos totais de Investimento [€]		108.000,00

Aerogerador de 35 kW de potência:

Custos totais de Investimento [€]		63.000,00
--	--	------------------

Aerogerador de 50 kW de potência:

Custos totais de Investimento [€]		90.000,00
--	--	------------------

8.1.2 Custos e receitas de exploração

A componente dos custos de exploração, também designada por custos operacionais, engloba os custos anuais com seguros, com o arrendamento do terreno onde é feita a instalação do aerogerador, os custos inerentes ao processo de licenciamento para produção de energia elétrica, os custos anuais de operacionalidade e de manutenção, bem como os custos anuais relativos ao uso da rede de distribuição elétrica.

A Tabela 8.4 resume esta informação para os três aerogeradores em estudo:

Tabela 8.4 – Custos operacionais dos aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência:

Custos Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Custos de operacionalidade e de manutenção [€/kW/ano]	40,00[€/kW]x60[kW]	2.400,00
Seguros [€/ano]	1,50% x Ci [€]	1.620,00
Renda do terreno da instalação [€/ano]	2,50% x Ci [€]	2.700,00
Valor da tarifa de uso da rede de distribuição em Baixa Tensão Normal, BTN simples (<=20,7KVA) em [€/MWh]	18,0 [€/MWh] x 236,8[MWh]	4.262,40
Licenças [€], <i>*apenas no ano de instalação</i>	3,0% x Ci [€]	3.240,00 *
Custos totais anuais [€]		10.982,40

Aerogerador de 35 kW de potência:

Custos Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Custos totais anuais [€]		5.943,20

Aerogerador de 50 kW de potência:

Custos Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Custos totais anuais [€]		7.977,80

A componente das receitas operacionais ou de exploração para o modelo em estudo, são constituídas apenas pela “receita” obtida pela geração de eletricidade para autoconsumo, idêntico ao custo que se pagaria por consumo de valor igual, a partir do sistema de produção central a nível nacional, informação disponibilizada na tabela 8.5.

Tabela 8.5 – Receitas operacionais dos aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência:

Receitas Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Receita de autoconsumo	236,8 [MWh/ano] x 153,1 [€/MWh]	36.254,08
Receitas totais anuais (€)		36.254,08

Aerogerador de 35 kW de potência:

Receitas Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Receitas totais anuais [€]		17.208,44

Aerogerador de 50 kW de potência:

Receitas Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Receitas totais anuais [€]		20.224,51

8.1.3 Fontes de financiamento

Considerou-se que o investimento previsto é obtido por via do recurso ao crédito bancário, não havendo capitais próprios, nem investidores privados envolvidos no projeto. Parte-se do pressuposto que o capital inicialmente necessário, incluindo o montante previsto para o licenciamento, estará disponível no ano zero, vencendo juros a um ano. Assume-se, ainda, uma taxa de juro de 5% e o pagamento de juro e amortização em prestações fixas ao longo de 15 anos, efetuadas no fim de cada ano.

O valor da prestação anual é obtido pelo produto do capital emprestado pelo fator de recuperação do mesmo, de acordo com a seguinte expressão:

$$Prestação\ anual = Capital_{emprestado} \times \left[\frac{5\% \times (1 + 5\%)^{15}}{(1 + 5\%)^{15} - 1} \right]$$

Desta forma obtemos a Tabela 8.6, com os valores das prestações anuais, dos juros e das amortizações anuais para cada aerogerador:

Tabela 8.6 – Encargos de financiamento dos aerogeradores testados**Aerogerador de 60 kW de potência**

	1	5	10	12	15
Prestação fixa [€]	10.717,12	10.717,12	10.717,12	10.717,12	10.717,12
Juros [€]	5.562,00	4.451,04	2.719,84	1.900,12	510,34
Amortizações [€]	5.155,12	6.266,08	7.997,28	8.817,00	10.206,78

Aerogerador de 35 kW de potência

	1	5			
Prestação fixa	6.251,65	6.251,65	6.251,65	6.251,65	6.251,65

Aerogerador de 50 kW de potência

	1	5	10	12	15
Prestação fixa [€]	8.930,93	8.930,93	8.930,93	8.930,93	8.930,93

8.1.4 Taxa de atualização financeira

Pressupõe-se que a taxa de atualização financeira reflete o custo de oportunidade do capital, ou seja, o previsível retorno que esse capital pode gerar se for investido noutra projeto de potencial idêntico. Pode assim considerar-se como sendo equivalente a um conceito de custo implícito, ou custo de oportunidade, dada a previsível perda de receitas pelo não investimento no projeto alternativo (European Commission, 2008).

Para o quadro comunitário que vigorou no período 2001-2006, a comunidade europeia, no seu manual de apoio aos projetos de investimento, aconselhava a adoção de uma taxa real de atualização financeira de 6% (Comissão Europeia, 2003). Para o quadro referente ao período de 2007-2013, aconselha-se a adoção do valor de 5% para a taxa de atualização financeira. Será este valor que será utilizado na análise que será levada a efeito no âmbito deste trabalho.

8.1.5 Indicadores de desempenho financeiro

Os indicadores de desempenho escolhidos para a análise financeira são o *Valor Atual Líquido* (VALF) e a *Taxa Interna de Rentabilidade* (TIRF).

O VALF é um indicador que tem em consideração o facto de que o valor marginal de uma unidade monetária ir decrescendo com o tempo e, portanto, ser necessário quantificar essa perda de valor ao longo desse mesmo tempo. Isto é realizado pela determinação do designado fator de atualização, para um dado valor da taxa de atualização, dado pela seguinte expressão:

$$\frac{1}{(1 + d)^n}$$

No caso presente, para uma taxa de atualização real, d , de 5% e um período, n , de 15 anos, o fator de atualização assume os valores da Tabela 8.7.

Tabela 8.7 - Fatores de atualização para taxa de atualização de 5% e período de 15 anos

Anos (t)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$(1+0,05)^{-t}$	1,0	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,65	0,61	0,59	0,56	0,53	0,51	0,48

O valor atual líquido, VALF, é obtido da soma dos cash flow anuais líquidos (CF_t), ou seja, do valor das receitas anuais, uma vez deduzidos os custos de investimento e instalação e os custos operacionais anuais, soma esta anualmente atualizada pelo fator de atualização, anteriormente referido, de acordo com a seguinte expressão para o caso em estudo:

$$VALF = \sum_{t=0}^{15} \frac{CF_t}{(1 + 0,05)^t} = \frac{CF_0}{(1 + 0,05)^0} + \frac{CF_1}{(1 + 0,05)^1} + \dots + \frac{CF_{15}}{(1 + 0,05)^{15}}$$

Uma vez explicitada a forma de calcular o indicador VALF, pode-se determinar o segundo indicador, TIRF, como sendo o valor da taxa de atualização, d , para o qual $VALF=0$:

$$VALF = \sum_{t=0}^{15} \frac{CF_t}{(1 + TIRF)^t} = 0$$

Na Tabela 8.8 apresentam-se os dados que permitem determinar os dois indicadores financeiros, para cada aerogerador simulado.

Tabela 8.8 – Indicadores financeiros, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência:

Anos	0	1	5	10	12	15
Receitas Operacionais	0,00	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08
Receitas Totais	0,00	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08
Custos Operacionais	-3.240,00	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40
Custos Investimento e Instalação	-108.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos Totais	-111.240,00	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40
Cash Flow Líquido Anual	-111.240,00	25.271,68	25.271,68	25.271,68	25.271,68	25.271,68
VALF = 151.071,40 TIRF = 21,49 [%]	-111.240,00	24.068,27	19.801,02	15.514,62	14.072,22	12.156,11

Aerogerador de 35 kW de potência:

	0	1	5			
Cash Flow Líquido Anual	-64.890,00	11.265,24	11.265,24	11.265,24	11.265,24	11.265,24
VALF = 52.039,34[€] TIRF = 15,31[%]	-64.890,00	10.728,80	8.826,61	6.915,88	6.272,91	5.418,77

Aerogerador de 50 kW de potência:

Anos	0	1	5	10	12	15
Cash Flow Líquido Anual	-92.700,00	12.246,71	12.246,71	12.246,71	12.246,71	12.246,71
VALF = 34.416,66 [€] TIRF = 10,08 [%]	-92.700,00	11.663,53	9.595,62	7.518,42	6.819,43	5.890,88

Considerando que 3,6 MWh é o *consumo equivalente* ao consumo médio anual de uma habitação (INE / DGEG, 2011), constata-se que os aerogeradores simulados se aplicam a universos de consumo diferentes. Assim, prevê-se que o aerogerador de 35 kW de potência possa gerar eletricidade para garantir o *consumo equivalente* a um máximo de 32 habitações; o aerogerador de 50 kW de potência o *consumo equivalente* a um máximo de 37 habitações e o de 60 kW de potência a um máximo de 66 habitações.

Sabendo-se das estatísticas oficiais que o indicador do *consumo médio anual de energia em meios de transporte rodoviário por alojamento* era, em 2010, de 0,759 [tep/alojamento], ou seja, tendo presente que 1 GWh = 86 tep (toneladas equivalente de petróleo), então pode-se afirmar existir o equivalente a um consumo médio anual de energia de 8,8 MWh/ano para meios de transporte, adicional por alojamento. Sendo possível quantificar a poupança no consumo de energia fóssil para meios de transporte, pela introdução de veículos elétricos para sua substituição parcial, nomeadamente os ganhos em importação de petróleo.

Pelo que foi dito no parágrafo anterior, compreende-se que, se para além do autoconsumo habitacional, fosse considerada, também, a geração de eletricidade para a utilização do veículo elétrico, seria de antever um acréscimo na rentabilidade da instalação de um aerogerador que, para além da componente residencial, pudesse contemplar o armazenamento e carregamento de eletricidade para efeitos de mobilidade elétrica. Contudo, os custos atuais destes equipamentos, bem como dos veículos elétricos, face à sua atual limitada autonomia, não permitem ainda considerá-los viáveis sem um sistema de incentivos.

Analisando os resultados dos dois indicadores, VALF e TIRF, para os aerogeradores testados, constata-se ser o aerogerador de 60 kW de potência o que apresenta melhores valores em ambos os indicadores.

Tendo presente que o indicador VALF representa o benefício líquido, em euros, que o projeto pode gerar, é de todo o interesse procurar relacioná-lo com a capacidade de produção de cada aerogerador, através do conceito de *habitação equivalente*. Esta relação permite também comparar diretamente os resultados obtidos para cada um. Considere-se, então, o rácio resultante do *quociente do indicador VALF pelo número de habitações equivalente*, designando-o por *VALF/HabEquiv*. Os resultados obtidos, da Tabela 8.9, permitem concluir que o aerogerador de 60 kW apresenta o melhor rácio *VALF/HabEquiv* com um valor de 2.288,96 €/HabEquiv, secundado pelo aerogerador de 35 kW com um ratio de 1.626,23 €/HabEquiv.

Tabela 8.9 - Rácio valor atual líquido financeiro / habitação equivalente

	Aerogerador 35kW	Aerogerador 50kW	Aerogerador 60kW
VALF	52.039,34 [€]	34.416,66 [€]	151.071,40 [€]
TIRF	15,31%	10,08%	21,49%
NHabEquiv	32 [HabEquiv]	37 [HabEquiv]	66 [HabEquiv]
VALF/HabEquiv	1.626,23 [VALF/HabEquiv]	930,18 [VALF/HabEquiv]	2.288,96 [VALF/HabEquiv]

Das tabelas anteriores pode concluir-se que os valores previstos para as receitas operacionais, resultantes das condições de autoconsumo assumidas para cada aerogerador, permitem absorver os respetivos custos do investimento bem como fazer face aos custos operacionais, durante o período considerado.

8.1.6 Sustentabilidade financeira do projeto

A sustentabilidade financeira do projeto, para cada aerogerador em estudo, é garantida a partir da sustentabilidade dos seus *cash flows* líquidos anuais, uma vez que, para que o projeto seja considerado viável, é necessário que a previsão do *cash flow* líquido acumulado seja positivo em todos os anos considerados da sua vida útil (European Commission, 2008).

Seguindo a metodologia proposta pela Comissão Europeia, para que um projeto possa ser financeiramente viável, torna-se necessário que, conjuntamente, o capital para aquisição e instalação de equipamentos e as receitas operacionais cubram os custos operacionais, os custos do investimento e os juros e amortizações do capital investido, gerando um *cash flow* acumulado positivo ao longo de todos os anos de vida do projeto.

A Tabela 8.10 resume os resultados previstos para os aerogeradores considerados no modelo em estudo. Os três aerogeradores considerados no estudo, tendo em consideração o *número de habitações equivalente* assumidos em cada caso, geram *cash flows* acumulados positivos e próximos, ou mesmo superiores, aos respectivos custos de investimento e instalação, pelo que face aos resultados previstos, em qualquer dos casos o projeto apresenta viabilidade financeira.

Tabela 8.10 – Sustentabilidade financeira, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência

	0	1	5			
Sustentabilidade financeira						
Receita financeira	111.240,00					
Receitas operacionais		36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08
Receitas totais	111.240,00	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08
Custos operacionais	-3.240,00	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40	-10.982,40
Custos de investimento e instalação	-108.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros		-5.562,00	-4.451,04	-2.719,84	-1.900,12	-510,34
Amortizações		-5.155,12	-6.266,08	-7.997,28	-8.817,00	-10.206,78
Custos totais		-21.699,52	-21.699,52	-21.699,52	-21.699,52	-21.699,52
Cash flow anual	0,00	14.554,56	14.554,56	14.554,56	14.554,56	14.554,56
Cash Flow Acumulado 218.318,46 [€]	0,00	14.554,56	72.772,82	145.545,64	174.654,77	218.318,46

Aerogerador de 35 kW de potência

Anos	0	1	5	10	12	15
Cash flow anual	0,00	5.013,59	5.013,59	5.013,59	5.013,59	5.013,59
Cash Flow Acumulado 75.203,83 [€]	0,00	5.013,59	25.067,94	50.135,89	60.163,07	75.203,83

Aerogerador de 50 kW de potência

Anos	0	1	5	10	12	15
Sustentabilidade financeira						
Cash flow anual	0,00	3.315,78	3.315,78	3.315,78	3.315,78	3.315,78
Cash Flow Acumulado 49.736,70 [€]	0,00	3.315,78	16.578,90	33.157,80	39.789,36	49.736,70

Constata-se que a opção pelo modelo de produção assente na instalação do aerogerador de 50 kW, para garantir o consumo de 37 *habitações equivalente*, é a que financeiramente apresenta resultados inferiores em termos do *valor atual líquido financeiro* e *cash flow acumulado*.

8.2 Análise económica

Para proceder à análise económica, para o modelo de estudo, foram consultadas algumas obras bibliográficas, de que se destacam Boardman *et al.* (2014), Comissão Europeia (2003) e European Commission (2008), tendo a metodologia descrita nesta última como estrutura base para a análise de custo-benefício efetuada no âmbito do estudo aqui descrito, como foi referido no subcapítulo anterior. Nessa metodologia propõe-se passar da análise financeira à análise económica com base nos valores obtidos na Tabela 8.8, em que se avalia a rentabilidade financeira do projeto a partir da determinação do *valor atual líquido* e da *taxa de retorno financeira*.

8.2.1 Correção dos valores de mercado, fatores de conversão

Conforme explicado no subcapítulo 5.2.4.2, os diferentes fatores específicos listados na Tabela 8.11 foram obtidos a partir do *fator de conversão standard* $SCF = 1$.

Tabela 8.11 - Fatores específicos de conversão

<i>Fator de Conversão Standard</i>	$SCF = 1$	
Mão-de-obra especializada	$CF_{SL} = 1$	$CF_{SL} = SCF$
Mão-de-obra não especializada	$CF_{NSL} = 0,54$	$CF_{NSL} = 54\% SCF = SW/FW$
Terreno da instalação	$CF_L = 1$	$CF_L = SCF$
Equipamento	$CF_{EQ} = 1$	$CF_{EQ} = SCF$
Materiais	$CF_{MT} = 1$	$CF_{MT} = SCF$
Construção / Instalação	$CF_{CT} = 0,86$	$CF_{CT} = 86\% SCF = (30\%CF_{NSL}) + (45\%CF_{SL}) + (25\%CF_{MT})$

Adaptado de European Commission (2008)

Para o cálculo do fator de conversão a aplicar no caso da utilização de mão-de-obra não especializada utilizou-se a seguinte expressão, na base da existência de uma taxa de desemprego elevada (*strong involuntary unemployment*) (European Commission, 2008):

$$SW = FW(1-u)(1-t)$$

Em que:

SW – Valor do *salário sombra* (*shadow wage*)

FW - Valor de mercado do salário (*financial wage*), de 600[€], salário mínimo de 485[€]

u – Taxa de desemprego (17,9% para mão-de-obra não especializada), (Pordata, 2014)

t – Taxa da Segurança Social (23,75%+11,00%), (DGSS, 2013)

Na fórmula anterior, $(1-u)(1-t)$ representa o *fator específico para a mão de obra não especializada*, CF_{NSL} . Substituindo u por 0,179 e t por 0,3475 obtemos o valor de 0,54

para CF_{NSL} . Conhecidos FW e CF_{NSL} chega-se ao valor de 321,42 [€] para o *salário sombra*, SW.

O fator de conversão aplicado aos trabalhos de construção civil, resultou essencialmente das componentes de trabalho relativas à construção de acesso ao local de instalação, à execução das fundações, à instalação do aerogerador e sua ligação à rede elétrica.

Assumindo que a utilização de mão de obra não especializada está associada, essencialmente, aos trabalhos de execução da fundação para a torre do aerogerador e sua colocação, considerou-se que representam 30% do total de trabalho de construção civil e de instalação do aerogerador no cálculo do respetivo fator específico da Tabela 8.11.

Considerou-se que o trabalho de mão de obra especializada é mais significativo que o da não especializada, tendo-se-lhe atribuído 45% do fator específico, ficando os restantes 25% para os diversos materiais empregues. Quanto aos restantes fatores específicos da Tabela 8.11, considerou-se não existirem distorções de mercado que justificassem um valor diferente do *fator de conversão standard*.

8.2.2 Custos das emissões de gases nocivos ao ambiente

Há outros *inputs* que não entraram na análise financeira, mas que faz sentido incluir na análise económica, mediante a valoração dos seus efeitos sociais. É o caso dos benefícios ambientais resultantes da redução, ou mesmo da eliminação, das emissões dos gases nocivos ao Ambiente. Estes benefícios são “medidos” em termos de custo de unidades de emissão traduzidas em unidade de carbono equivalente. Tomou-se como base o estudo realizado pelo *Centre d'Analyse Stratégique* (Quinet *et al.*, 2008), com o objetivo de obter um valor atualizado em euros por tonelada de CO₂, que pudesse ser utilizado em projetos de investimentos públicos. Este estudo é citado por Muller *et al.* (2011, p. 72) “...*The second scenario assumes a value of 100 € in 2030 and by discounting with a rate of 5.8 % until 2010, a value of 32 € is achieved in 2010. Discounting with 4 % after 2030 the value 2050 amounts about 200 €, but the commission indicates a range from 150-350 € due to uncertainties. This second scenario is the recommendation of the study.*”

A Tabela 8.12 sintetiza a recomendação da comissão presidida por Alan Quinet, baseada no *segundo cenário* do estudo:

Tabela 8.12 - Valor [€/tnCO₂] recomendado por Quinet *et al.* (2008)

Ano	2010	2020	2030	2050
Valor recomendado [€/t _n CO ₂]	32	56	100	200 (150 – 300)

Fonte: Muller *et al.* (2011)

Assim, para uma taxa de desconto de 5,8%, encontramos para 2014, um custo para as emissões de CO₂ de 40,57 [€/t_n CO₂], Tabela 8.13, sendo este o valor que será considerado como *input* no quadro da análise económica, para valoração das emissões de carbono.

Tabela 8.13 - Valor [€] para 2014, com base na recomendação de Quinet *et al.* (2008) para cada tn CO₂

Taxa desconto	Ano	2010	2014	2015	2020	2030
5,8%	[€ / tn CO ₂]	32,4	40,57	42,9	56,9	100,0

Fonte: Muller *et al.* (2011)

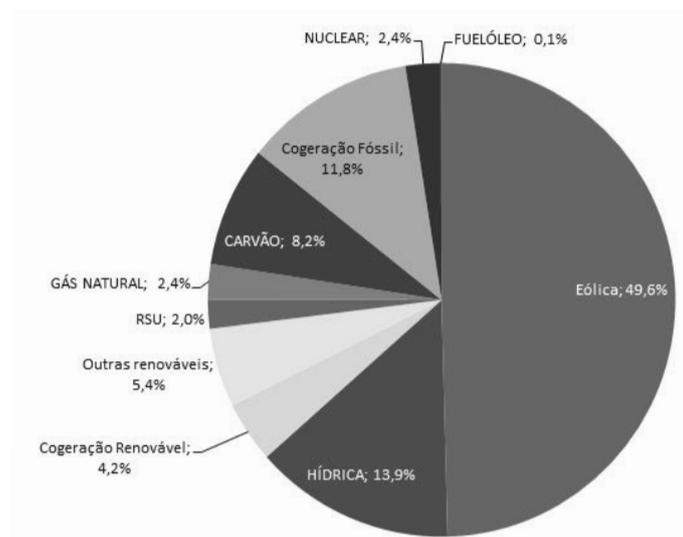
Quanto à quantidade de emissões, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, divulga anualmente o valor médio do designado *mix energético*. Assim, para 2014, tomou-se o valor divulgado relativamente ao ano de 2013, Tabela 8.14, de 141,58 [g CO₂/ kWh], com base no *mix* energético da Figura 8.1.

Tabela 8.14 - Valores nacionais das emissões de CO₂

ANO	2011	2012	2013	Fev-13	Mar-13	Abr-13	Mai-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Set-13	Out-13	Nov-13	Dez-13	Jan-14
CO ₂ (g/kWh)	238,27	228,61	141,58	149,83	56,81	59,51	148,55	207,38	307,38	255,56	268,60	175,58	54,57	173,13	48,06
Resíduos radioativos (μg/kWh)	26,13	24,69	12,90	11,27	0,33	5,07	11,53	25,26	22,69	16,37	23,95	10,65	0,00	13,26	0,000

Fonte: ERSE (2014)

Figura 8.1 – Repartição por tecnologia da energia fornecida pela EDP em 2013



Fonte: ERSE (2014)

Vários autores atribuem um valor de emissões de CO₂ para a fonte eólica, destacando-se aqui o trabalho de Dolan & Heath (2012). Estes autores concluíram, através de uma revisão sistemática de literatura sobre a matéria e a análise dos resultados de 72 referências consideradas credíveis, que as emissões de CO₂ para a fonte eólica se situam num intervalo entre 3.0 e 45 g CO₂-eq/kWh, com uma mediana de 11 g CO₂-eq/kWh. Trata-se de valores reduzidos, quando comparados com as fontes de energia fóssil, ou mesmo com a fonte renovável solar fotovoltaica. Estas emissões estão essencialmente

associadas ao processo de fabrico dos componentes que constituem o aerogerador, bem como à fase de desmontagem no fim da sua vida útil.

A Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos – ERSE, não considera, contudo, existirem *fatores de emissão de CO₂, FE CO₂ [g/kWh]*, aplicáveis à geração de eletricidade a partir das fontes de energia nuclear, hídrica, eólica, cogeração renovável, bem como para “outras fontes renováveis”. Uma vez que as emissões de CO₂ calculadas para o *mix energético* de cada ano, resultam da aplicação dos *fatores de emissão* às produções anuais de cada fonte de energia que constitui o *mix*, constata-se que a entidade reguladora aplica um fator de emissão nulo à fonte eólica, entre outras já referidas, pelo que os 49,6% de produção eólica de eletricidade, no *mix* de 2013, são já um forte contributo para a redução das emissões de CO₂.

Assim, no quadro de análise económica elaborado não há lugar ao *input* de custos relativos a emissões resultantes da geração de eletricidade pelo aerogerador instalado. Quanto ao custo das emissões de CO₂ relativas ao consumo pelas fontes de energia que constituem o *mix energético*, o custo das emissões que produzem deve ser considerado como um *input* do lado das receitas operacionais, uma vez que a produção do aerogerador instalado visa substituir essa produção.

8.2.3 Taxa de atualização económica

A taxa de desconto ou atualização aplicada na análise económica de projetos de investimento, designada por *taxa de desconto ou atualização social*, deve refletir, sob o ponto de vista social, a forma como os benefícios e os custos futuros devem ser avaliados em face dos seus valores no presente (Comissão Europeia, 2003).

Para o quadro comunitário que vigorou no período 2001-2006, a Comissão Europeia, no seu manual de apoio aos projetos de investimento, aconselhou a adoção de uma taxa de atualização social de 5% (Comissão Europeia, 2003). Para o quadro referente ao período de 2007-2013, a comissão propôs a adoção do valor de 5,5% para os países abrangidos pelo Fundo de Coesão e de 3,5% para os restantes países da comunidade (European Commission, 2008). Assim, optou-se pela adoção de uma taxa de atualização social de 5,5 %, para a análise económica do estudo em causa.

8.2.4 Indicadores de desempenho económico

Uma vez selecionados os fatores de conversão que permitem corrigir eventuais distorções de mercado, os fatores que quantificam os custos das emissões associadas às fontes de energia utilizadas na geração de eletricidade e o valor da taxa de atualização ou de desconto económica, estão criadas as premissas para a constituição do quadro de análise económica para cada aerogerador considerado como de possível instalação. A

Tabela 8.15 resume essa informação, para cada aerogerador testado, tendo sido determinados os respectivos indicadores de desempenho, *valor atual líquido económico*, VALE [€], e *taxa interna de retorno económica*, TIRE [%].

Tabela 8.15 – Indicadores económicos, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 60 kW de potência:

Ano		0	1	5	10	12	15
Análise de avaliação económica		SCF = 1,00					
Receitas operacionais	CF = 1,00		36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08	36.254,08
Receitas da redução de emissões de CO ₂ 40,57[€/tCo2]	CF = 1,00		1.360,16	1.360,16	1.360,16	1.360,16	1.360,16
Receitas Totais Anuais			37.614,24	37.614,24	37.614,24	37.614,24	37.614,24
Custos de Operação e de Manutenção	CF = 0,88		-2.121,42	-2.121,42	-2.121,42	-2.121,42	-2.121,42
Seguros	CF = 1,00		-1.620,00	-1.620,00	-1.620,00	-1.620,00	-1.620,00
Arrendamento do terreno	CF = 1,00		-2.700,00	-2.700,00	-2.700,00	-2.700,00	-2.700,00
Licenciamento	CF = 1,00	-3.240,00					
	CF = 1,00		-4.262,40	-4.262,40	-4.262,40	-4.262,40	-4.262,40
Custos Operacionais Anuais		-3.240,00	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82
Equipamento e Instalação – C_{Inv}							
Projeto e planificação – 9% C _{Inv}	CF = 1,00	-9.720,00					
Aerogerador (Equipamento) – 64% C _{Inv}	CF = 1,00	-69.120,00					
Construção Civil / Fundações – 16% C _{Inv}	CF _{CT} =0,86	-14.873,08					
Ligação rede elétrica – 11% C _{Inv}	CF _{CT} =0,86	-10.225,24					
Custos de Investimento e Instalação							
Custos Totais Anuais		-107.178,33	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82	-10.703,82
Cash Flow Líquido		107.178,33	26.910,41	26.910,41	26.910,41	26.910,41	26.910,41
Valor Atual Económico Líquido – VALE	162.937,13	-107.178,33	25.507,50	20.590,08	15.754,18	14.154,38	12.054,06
Taxa Interna de Retorno – TIRE	24,13%						

Aerogerador de 35 kW de potência:

Ano		0	1	5	10	12	15
Análise de avaliação económica		SCF = 1,00					
Receitas Totais Anuais			17.854,05	17.854,05	17.854,05	17.854,05	17.854,05
Custos Operacionais Anuais		-1.890,00	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70
Equipamento e Instalação – C_{Inv}							
Custos de Investimento e Instalação		-60.630,69					
Custos Totais Anuais		-62.520,69	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70
Cash Flow Líquido		-62.520,69	12.073,36	12.073,36	12.073,36	12.073,36	12.073,36
Valor Atual Económico Líquido – VALE	58.666,62	-62.520,69	11.443,94	9.237,74	7.068,11	6.350,36	5.408,06
Taxa Interna de Retorno – TIRE	17,62%						

Aerogerador de 50 kW de potência:

Ano	0	1	5	10	12	15	
Análise de avaliação económica							
Receitas Totais Anuais		20.983,28	20.983,28		20.983,28	20.983,28	
Custos Operacionais Anuais	2.700,00	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	
Equipamento e Instalação - C_{Inv}							
Custos de Investimento e Instalação	-86.615,27						
Custos Totais Anuais	-89.315,27	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	
Cash Flow Líquido	-89.315,27	13.237,63	13.237,63		13.237,63	13.237,63	
Valor Atual Económico Líquido – VALE		-89.315,27	12.547,51	10.128,56	7.749,71	6.962,75	5.929,57
Taxa Interna de Retorno – TIRE	12,18%						

A Tabela 8.15 mostra que o *valor atual líquido económico*, VALE [€], é positivo para os três aerogeradores e que a *taxa interna de retorno económico*, TIRE [%], é, para os três casos, significativamente mais elevada que a taxa de atualização.

As correções de mercado efetuadas através dos fatores socioeconómicos indicados, assim como as reduções das emissões do CO₂ e custos associados, vieram reforçar, na vertente socioeconómica, a viabilidade financeira já encontrada para a instalação de qualquer dos três aerogeradores apresentados neste estudo, uma vez que os indicadores socioeconómicos superam os indicadores financeiros análogos.

À semelhança do efetuado na análise financeira, procura-se também comparar os três aerogeradores através do valor do rácio VALE/HabEquiv, constatando-se a partir da Tabela 8.16 que o rácio continua a ser mais favorável para o aerogerador de 60 kW de potência, com um valor de 2.468,74 €/HabEquiv.

A utilização deste rácio, à semelhança do efetuado na análise financeira, visa apenas criar condições de comparabilidade entre as instalações com os aerogeradores propostos, ao permitir “trazer” os resultados da análise de custo-benefício efetuada ao nível da unidade elementar de habitação equivalente, através do *valor atual líquido económico* calculado para cada caso, sendo este indicador o de maior relevo na análise socioeconómica efetuada.

Tabela 8.16 - Rácio valor atual líquido económico / habitação equivalente

	Aerogerador 35kW	Aerogerador 50kW	Aerogerador 60Kw
VALE	58.666,62 [€]	43.558,46 [€]	162.937,13
TIRE	17,62 %	12,18 %	24,13 %
NHabEquiv	32 [HabEquiv]	37 [HabEquiv]	66 [HabEquiv]
VALE/HabEquiv	1.833,33 [€/HabEquiv]	1.177,26 [€/HabEquiv]	2.468,74 [€/HabEquiv]

A interpretação possível do rácio VALE/HabEquiv é a de que, em condições de valores de vento iguais, a instalação do aerogerador de 50 kW indicado, para garantir o

consumo de um aglomerado urbano correspondente a 37 HabEquiv, traz menos benefícios socioeconómicos aos seus residentes que traria a instalação do aerogerador de 35 kW para um consumo de 32 HabEquiv, ou a instalação do aerogerador de 60 kW para um consumo de 66HabEquiv, revelando-se esta última a melhor solução.

Uma breve análise aos valores obtidos para a *taxa interna de retorno económica*, *TIRE*, assente nas observações da Comissão Europeia (European Commission, 2008), com base no relatório de Florio & Vignetti (2006), mostra que no período de 1994-1999, numa amostra de projetos de investimento apoiados pela União Europeia, tendo sido considerados 3 projetos de investimento para produção de energia, o valor médio da *TIRE* foi de 14,19% com um desvio padrão de 9,36%. Os valores obtidos neste trabalho, apesar da diferença de escala, podem-se considerar dentro dos limites atrás referidos.

A análise económica do projeto de investimento associada ao modelo em estudo deverá ter em consideração as *externalidades não pecuniárias*, que lhe possam estar eventualmente associadas.

No quadro 8.1 identificam-se possíveis consequências da implementação do projeto do modelo de estudo, cujos efeitos indiciam que possam ser consideradas suas *externalidades não pecuniárias*.

Quadro 8.1 Externalidades positivas

- Maior consciencialização para a eficiência energética e racionalidade na utilização da energia elétrica, através do pensamento comunitário;
- Incentivo para a distribuição de eletricidade pela comunidade;
- Maior sensibilização para a sustentabilidade ambiental;
- Incentivo à mobilidade elétrica;
- Melhor promoção do turismo local e das atividades de lazer associadas à sustentabilidade energética;
- Reforço sociocultural da cultura de comunidade local;
- Fixação de emprego e de atividades locais ligadas ao pequeno comércio.

9. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

9.1 Avaliação de impactos nos indicadores de desempenho

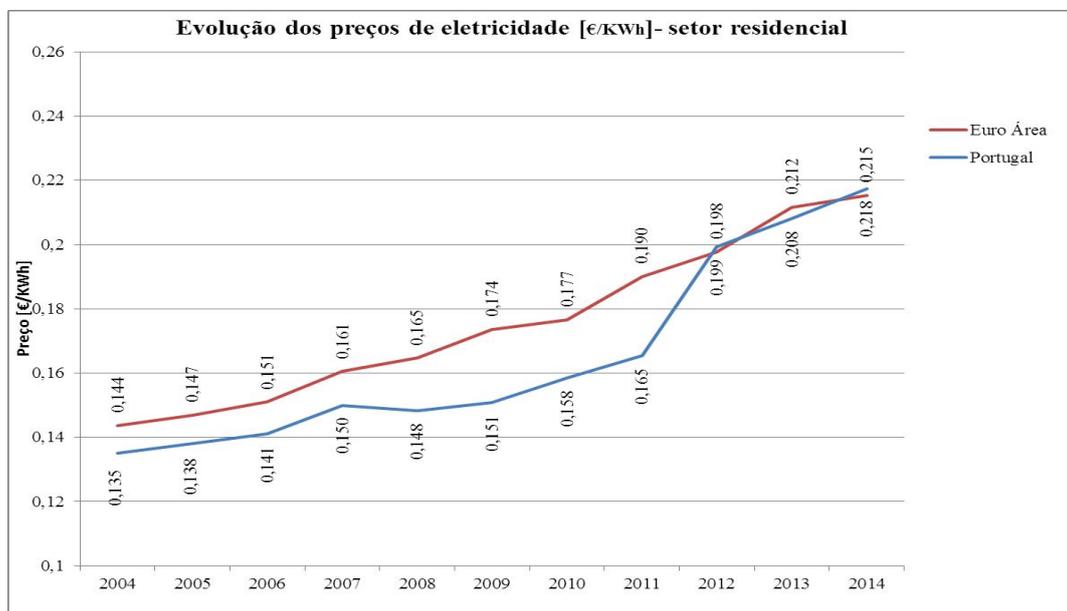
Foi efetuada uma abordagem determinística, estipulando limites, superior e inferior, para cada variável de *input* considerada relevante para o estudo em causa. Pretendeu-se desta forma avaliar o impacto nos indicadores de desempenho da análise de custo-benefício.

Foram escolhidas as seguintes variáveis de *input* e respetivos limites de variação:

- **Receita de autoconsumo [€/MWh], *Autocon_Receita*** – Estipulou-se uma variação mínima e máxima de 5% para o valor de 153,1 €/MWh (igual ao valor médio de compra de eletricidade em 2014, para o *mix* de consumos considerado).

Para a escolha dos valores limites, mínimo e máximo, desta variável, foi tido em consideração a evolução dos preços, de 2004 a 2014, verificada no nosso país, comparativamente à evolução da média da zona euro, conforme Gráfico 9.1.

Gráfico 9.1 - Evolução dos preços de eletricidade do sector residencial em Portugal e na Zona Euro



Fonte: Eurostat (2014)

Do gráfico acima podemos constatar que as variações anuais dos preços nacionais de eletricidade se situam entre 2,0 e 6,4%, com exceção de 2007 para 2008 em que se registou uma variação negativa de 1,3% e de 2011 para 2012 em que, fruto do ajustamento ao valor médio da zona euro, se registou um aumento de 20,6%, tendo sido a variação dos anos seguintes igual a 4,5 e 4,8% respetivamente.

Espera-se que, fruto do ajustamento do preço verificado em 2011-12 e do facto das energias fósseis virem, progressivamente, a contribuir cada vez menos para a geração de eletricidade, o preço da eletricidade em Portugal venha a estabilizar próximo do valor de 2014, com variação de +/- 5%, tendo sido este cenário que sustentou a utilização dos limites considerados para a variável *Autocon_Receita*.

- **Valor da tarifa de uso da rede de distribuição em Baixa Tensão Normal [€/MWh], *Val_Tarif_BTN*** – Estipulou-se uma variação de 5% abaixo e 10% acima do valor de 18 €/MWh, valor estipulado em 2014 pela entidade reguladora (ERSE, 2014).

De acordo com ERSE (2014), registaram-se variações em termos reais de -11% no período de 1999/2001, de -11% de 2002/2005, de +12% de 2006/2008, +1% de 2009/2011 e -4% de 2011/2014. Considerou-se assim que o intervalo de variação de -5% a +10% do valor de 2014, seria um cenário admissível.

- **Quantidade de eletricidade produzida anualmente [MWh/ano], *Quant_Elet_Prod*** – Estipulou-se uma variação correspondente ao intervalo de valores máximo e mínimo da perda de rendimento do aerogerador. Admitiu-se que o valor da perda de rendimento poderia variar entre 7 e 17%.

A título exemplificativo, para o aerogerador de 35 kW de potência, o valor previsto de geração de eletricidade, 112,4 MWh/ano, foi calculado para uma perda de rendimento de 12%; a variação da produção vai de um limite mínimo de 106 MWh/ano a um limite máximo de 118,8 MWh/ano, tendo em consideração que se estipulou uma variação do fator de perda de rendimento de 7 a 17%.

- **Quantidade de eletricidade consumida anualmente [MWh/ano], *Quant_Elet_Cons*** – Estipulou-se uma variação de 10% para os valores limites, superior e inferior, relativamente ao valor do consumo estimado para o número equivalente de habitações.
- **Custos de investimento e instalação [€/kW], *Inv_Cost*** – Estipularam-se valores limites de 1500 e de 2100 €/kW, tendo por base os dados já referidos no capítulo 6, em particular os dos Gráficos 6.2, Comissão Europeia (2013) e 6.3, IRENA (2012).
- **Custos de operação e manutenção [€/kW], *Oper_Cost*** – Estipularam-se valores limites de 30 e de 50 €/kW tendo em consideração os dados do capítulo 6, Tabela 6.7, IRENA (2012).
- **Taxa de juro anual [%], *Inj_Tax*** – Estipularam-se valores limites de 2% e de 8%. Considerou-se que este intervalo é representativo da evolução verificada nas taxas de juro anuais a partir de 2009, tendo-se registado, nesse ano, um valor máximo de 8,13% e em 2012 um valor mínimo de 3,01. O valor médio da taxa de juro anual tem decrescido a partir de 2011, situando-se em 2014 em 5,49%, de acordo com informação disponível do Banco Central Europeu.

- **Taxa de atualização financeira [%]**, *Finantial_Discount_Rate* – Estipularam-se valores limites de 3% e de 8%.

Para a opção por estes valores foram tidas em consideração as orientações da Comissão Europeia para o financiamento de projetos ao abrigo do quadro comunitário 2000-2006, em que foi sugerida a aplicação de uma taxa de atualização financeira de 6% (Comissão Europeia, 2003) e o quadro comunitário de 2007-2013, em que a orientação foi no sentido da aplicação do valor de 5% (European Commission, 2008).

- **Taxa de atualização social [%]**, *Social_Discount_Rate* – Estipularam-se valores limites de 3,5% e de 8,5%.

Para esta opção contribuíram as sugestões da Comissão Europeia anteriormente referidas, tendo sido indicados 5% para o quadro de 2000-2006 e, para o período de 2007-2013, o valor de 3,5% para os países mais desenvolvidos da Comunidade Europeia e de 5,5% para os que são elegíveis para o Fundo de Coesão.

Foi ainda tido em consideração o trabalho de Spackman (2006), em que o autor se revê “no pragmatismo” da sugestão da Comissão Europeia para o quadro de 2000-2006, à data em vigor. Na Tabela 9.1, resumem-se alguns valores indicados neste relatório, relativos a alguns países da OCDE.

Tabela 9.1 - Taxas de atualização social em alguns países da OCDE

País	Taxa de atualização social
Austrália	Taxa real de 3%
Canadá	Taxa real de 10%
França	Taxa real de 8% fixada em 1985 e de 4% em 2005
Alemanha	Taxa real de 4% em 1999 e de 4% em 2004
Itália	Taxa real de 5%
Nova Zelândia	Taxa real de 10%
Noruega	Taxa real de 7% em 1978 e de 3,5% em 1998
Espanha	Taxa real de 6% p/ projetos no sector dos transportes e de 4% no sector da água
Reino Unido	Taxa real de 8% em 1967; 10% em 1969; 5% em 1978; 6% em 1989; e 3,5%
Estados Unidos	Taxa real de 7% a partir de 1992

Fonte: Valores da Tabela A.1, Apêndice A de Spackman (2006)

As variáveis de *input* comuns aos três aerogeradores simulados, os seus valores testados e os limites de variação considerados, constam na Tabela 9.2.

Tabela 9.2 - Variáveis de *input* comuns e limites de variação

Designação	Valor	Limite mínimo	Limite máximo
<i>Autocon_Receita</i> [€/MWh]	153,1	145,4	160,8
<i>Val_Tarif_BTN</i> [€/MWh]	18,0	17,1	19,8
<i>Inv_Cost</i> [€/kW]	1800	1500	2100
<i>Oper_Cost</i> [€/kW]	40	30	50
<i>Inj_Tax</i> [%]	5%	2%	8%
	5%	3%	8%
<i>Social_Discount_Rate</i> [%]	5,5%	3,5%	8,5%

Na Tabela 9.3 são apresentadas as variáveis de *input* cujos valores e limites dependem de cada aerogerador.

Tabela 9.3 - Variáveis de *input* e limites de variação por aerogerador

Aerogerador de 35 kW de potência

Designação	Valor	Limite mínimo	Limite máximo
<i>Quant_Elet_Prod</i> [MWh/ano]	112,4	106,0	118,8
<i>Quant_Elet_Cons</i> [MWh/ano]	115,2	103,7	126,7

Aerogerador de 50 kW de potência

Designação	Valor	Limite mínimo	Limite máximo
<i>Quant_Elet_Prod</i> [MWh/ano]	132,1	124,6	139,6
<i>Quant_Elet_Cons</i> [MWh/ano]	133,2	119,9	146,5

Aerogerador de 60 kW de potência

Designação	Valor	Limite mínimo	Limite máximo
<i>Quant_Elet_Prod</i> [MWh/ano]	236,8	223,4	250,3
<i>Quant_Elet_Cons</i> [MWh/ano]	237,6	213,8	261,4

As variáveis de *output* da Tabela 9.4, para além dos indicadores de desempenho das análises, financeira e económica, incluem também o *cash flow acumulado*, *CNET_CASHF* [€] e o *custo nivelado de produção*, *LCOE* [€/MWh].

Tabela 9.4 - Variáveis de *output*

<i>Taxa Interna Retorno Financeira</i> [%] - <i>TIRF</i>	<i>FIRR</i>
<i>Valor Atual Líquido Financeiro</i> [€] - <i>VALF</i>	<i>FNPV</i>
<i>Taxa Interna Retorno Económica</i> [%] - <i>TIRE</i>	<i>EIRR</i>
<i>Valor Atual Líquido Económico</i> [€] - <i>VALE</i>	<i>ENPV</i>
<i>Cash Flow. Acumulado</i> [€]	<i>CNET_CASHF</i>

Os resultados a seguir apresentados, por aerogerador, dizem respeito aos quatro *indicadores de desempenho*, *VALF*, *TIRF*, *VALE* e *TIRE*. A análise foi efetuada com recurso ao módulo *Sensitivity Chart - Add-ins*, para o *Microsoft Excel*.

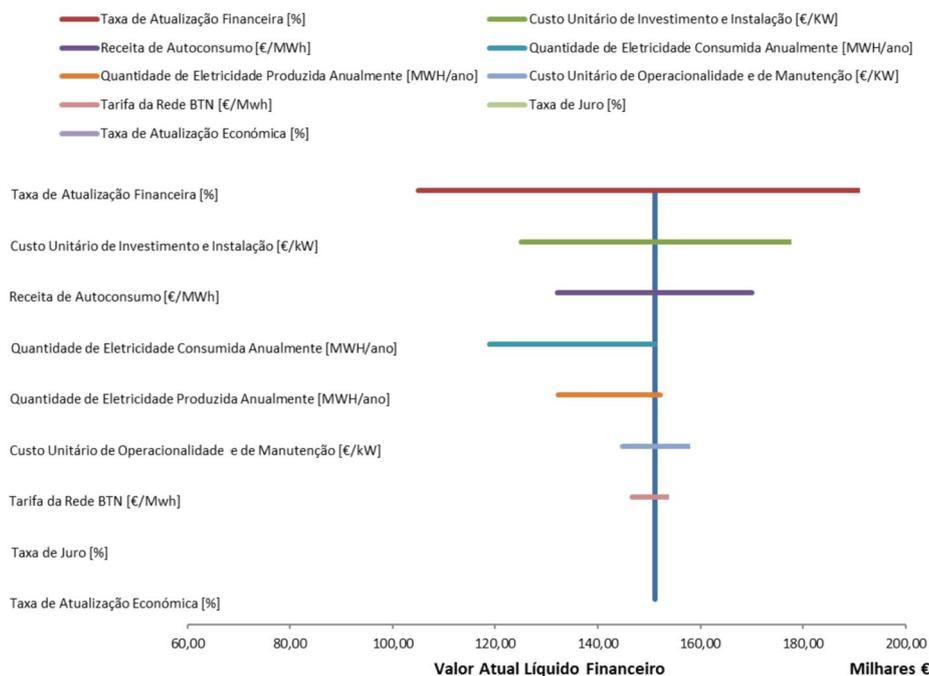
Nas Tabelas 9.5 e 9.6 e nos Gráficos 9.2 e 9.3 apresentam-se os resultados obtidos relativos aos indicadores de desempenho *valor atual líquido financeiro* - *VALF* e *taxa interna de retorno financeiro* - *TIRF*, para o aerogerador de 60 kW de potência. Os resultados apresentados mostram o *impacto* causado em cada variável de *output*, tanto em valores absolutos como em percentagem do impacto global resultante de todas as variáveis de *input* consideradas.

Tabela 9.5 – Valor atual líquido financeiro, resultados da análise de sensibilidade**Aerogerador de 60 kW de potência**

Valor Atual Líquido Financeiro Expected Results 151 071,40 €							
Input variables:	Low value	Expected value	High value	Value if input set to the lowest likely value	Value if input set to the highest likely value	Impact	
						(Absolute)	(%)
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	190 451,68	105 072,41	85 379,27	35%
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	1500	1800	2100	177 084,75	125 058,04	52 026,71	21%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	132 145,54	169 997,25	37 851,71	15%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	213,8	237,6	261,4	118 818,69	151 071,40	32 252,71	13%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	223,4	236,8	250,3	132 280,69	152 193,23	19 912,54	8%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	30	40	50	157 299,19	144 843,60	12 455,59	5%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	153 283,51	146 647,17	6 636,34	3%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	151 071,40	151 071,40	0,00	0%
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	151 071,40	151 071,40	0,00	0%

Constata-se que o maior impacto neste indicador é devido à *taxa de atualização financeira* com um peso de 35%, secundada pelo *custo de investimento e de instalação* com 21%, seguindo-se, por ordem decrescente de impacto, as variáveis, *receita de autoconsumo* com 15%, *quantidade de eletricidade consumida anualmente* com 13%, *quantidade de eletricidade produzida anualmente* com 8%, *custo de operacionalidade e de manutenção* com 5% e a *tarifa da rede BTN* com 3%.

Conclui-se, assim, que as três primeiras variáveis de *input* representam 71% do impacto total no indicador *valor atual líquido financeiro* – VALF.

Gráfico 9.2 – Análise de sensibilidade, valor atual líquido financeiro

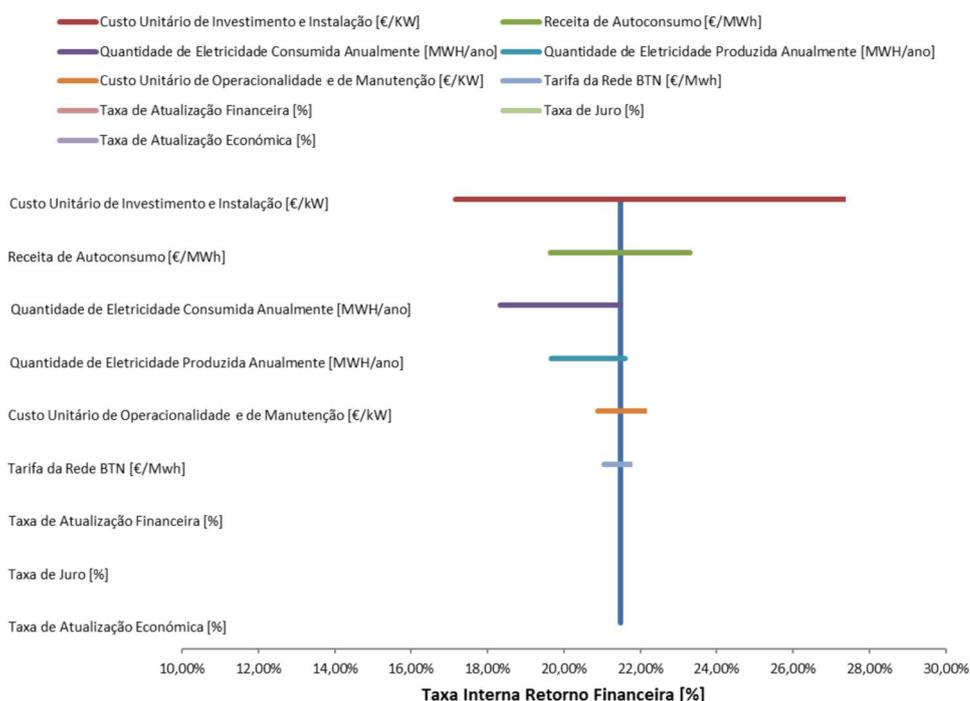
Para a *taxa interna de retorno financeira – TIRF*, apresentam-se os resultados na Tabela 9.6 e Gráfico 9.3.

Tabela 9.6 – Taxa interna de retorno financeira, resultados da análise de sensibilidade
Aerogerador de 60 kW de potência

Taxa Interna de Retorno Financeira							
Expected Results							
21,49%							
Input variables:	Low value	Expected value	High value	Value if input set to the lowest likely value	Value if input set to the highest likely value	Impact	
						(Absolute)	(%)
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	1500	1800	2100	27,29%	17,16%	10,13%	49%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	19,65%	23,31%	3,66%	18%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	213,8	237,6	261,4	18,33%	21,49%	3,16%	15%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	223,4	236,8	250,3	19,66%	21,60%	1,94%	9%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	30	40	50	22,09%	20,89%	1,20%	6%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	21,71%	21,07%	0,64%	3%
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	21,49%	21,49%	0,00%	0%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	21,49%	21,49%	0,00%	0%
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	21,49%	21,49%	0,00%	0%

O maior impacto na *taxa interna de retorno financeiro – TIRF*, tem origem no *input* do *custo de investimento e de instalação*, com 49%, seguida da *receita de autoconsumo* com 18%, da *quantidade de eletricidade consumida anualmente*, 15%, da *quantidade de eletricidade consumida*, 9%, do *custo de operacionalidade e manutenção*, 6% e da tarifa de uso da rede de BTN com 3%.

Gráfico 9.3 - Análise de sensibilidade, taxa interna de retorno financeira



Para o *valor atual líquido económico - VALE*, a Tabela 9.7 e Gráfico 9.4 resumem os resultados:

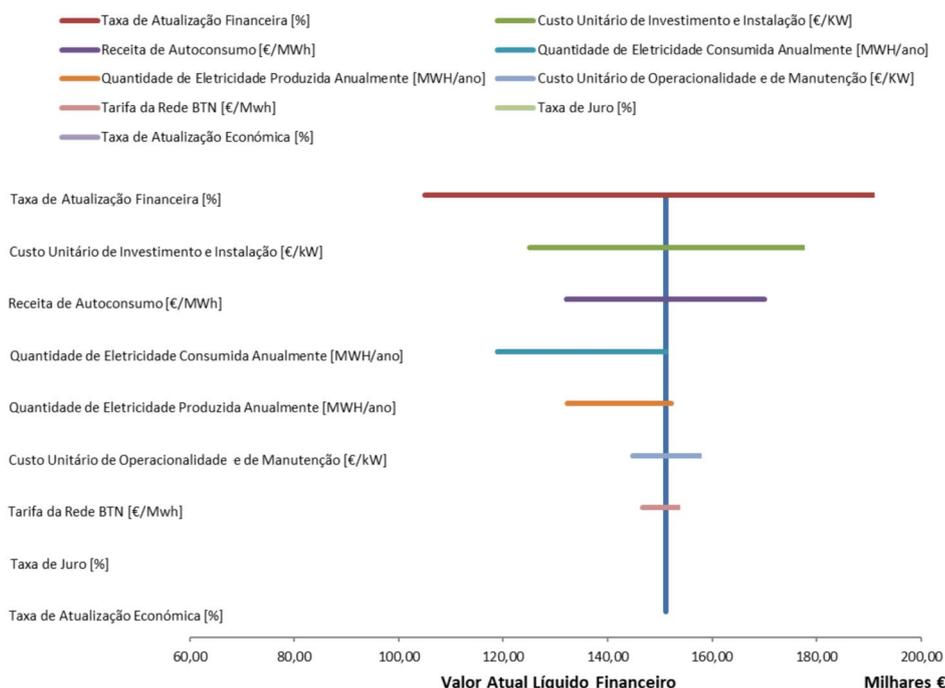
Tabela 9.7 – Valor atual líquido económico, resultados da análise de sensibilidade

Aerogerador de 60 kW de potência

Valor Atual Líquido Económico Expected Results 162 937,13 €							
Input variables:	Low value	Expected value	High value	Value if input set to the lowest likely value	Value if input set to the highest likely value	Impact	
						(Absolute)	(%)
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	202 759,97	116 292,12	86 467,85	36%
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	1500	1800	2100	188 027,25	137 847,02	50 180,23	21%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	144 635,01	181 239,26	36 604,25	15%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	213,8	237,6	261,4	131 747,36	162 937,13	31 189,78	13%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	223,4	236,8	250,3	143 993,13	164 800,34	20 807,21	9%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	30	40	50	168 260,62	157 613,65	10 646,97	4%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	165 076,34	158 658,72	6 417,63	3%
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	162 937,13	162 937,13	0,00	0%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	162 937,13	162 937,13	0,00	0%

O maior impacto é o da *taxa de atualização económica*, com 36%, secundada pelo *custo de investimento e de instalação* com 21%, seguindo-se por ordem decrescente de impacto as variáveis, *receita de autoconsumo* com 15%, *quantidade de eletricidade consumida anualmente* com 13%, *quantidade de eletricidade produzida anualmente* com 9%, *custo de operacionalidade e de manutenção* com 4% e a *tarifa da rede BTN* com 3%.

Gráfico 9.4 – Análise de sensibilidade, valor atual líquido económico



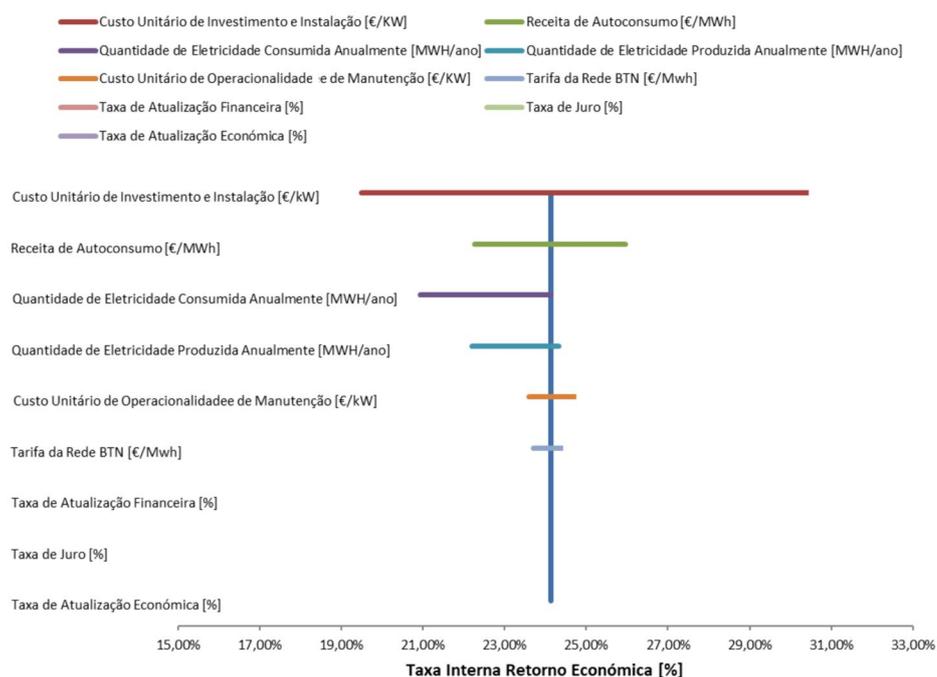
Quanto à *taxa interna de retorno económica – TIRE*, os resultados obtidos estão expressos na Tabela 9.8 e no Gráfico 9.5.

Tabela 9.8 – Taxa interna de retorno económica, resultados da análise de sensibilidade

Taxa Interna de Retorno Económica							
Expected Results							
24,13%							
Input variables:	Low value	Expected value	High value	Value if input set to the lowest likely value	Value if input set to the highest likely value	Impact	
						(Absolute)	(%)
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	1500	1800	2100	30,36%	19,50%	10,86%	50%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	22,26%	25,97%	3,71%	17%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	213,8	237,6	261,4	20,92%	24,13%	3,20%	15%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	223,4	236,8	250,3	22,19%	24,32%	2,12%	10%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	30	40	50	24,67%	23,59%	1,08%	5%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	24,34%	23,69%	0,65%	3%
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	24,13%	24,13%	0,00%	0%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	24,13%	24,13%	0,00%	0%
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	24,13%	24,13%	0,00%	0%

O *custo de investimento e de instalação* tem um impacto de 50% na *taxa interna de retorno económica* e, por ordem decrescente, os restantes impactos verificados são de 17% da *receita de autoconsumo*, 15% da *quantidade de eletricidade consumida anualmente*, 10% da *quantidade de eletricidade produzida anualmente*, 5% do *custo de operacionalidade e de manutenção* e de 3% da *tarifa da rede BTN*.

Gráfico 9.5 – Análise de sensibilidade, taxa interna de retorno económica



Procurou-se sintetizar a informação obtida na forma de tabela por aerogerador, permitindo assim comparar os *impactos* das variáveis de *input* nos *indicadores de desempenho*:

Nível 1 ≤ 10%	10 < Nível 2 ≤ 20%	20 < Nível 3 ≤ 30%	30 < Nível 4 ≤ 50%	Nível 5 > 50%
---------------	--------------------	--------------------	--------------------	---------------

Aerogerador de 35 kW de potência

Tabela 9.9 - Impacto das variáveis de *input* nos indicadores de desempenho

<i>Variáveis de Input</i>	VALF	TIRF	VALE	TIRE
Autocon_Receita	2	2	2	2
Inv_Cost	3	4	3	4
Oper_Cost	1	1	1	1
Val_Tarif_BTN	1	1	1	1
Quant_Elet_Prod	2	2	2	2
Quant_Elet_Cons	1	2	1	2
Inj_Tax				
Financial_Discount_Rate	4			
Social_Discount_Rate			4	

Aerogerador de 50 kW de potência

Tabela 9.10 - Impacto das variáveis de *input* nos indicadores de desempenho

<i>Variáveis de Input</i>	VALF	TIRF	VALE	TIRE
Autocon_Receita	2	2	2	2
Inv_Cost	3	4	3	4
Oper_Cost	1	1	1	1
Val_Tarif_BTN	1	1	1	1
Quant_Elet_Prod	2	2	2	2
Quant_Elet_Cons	2	2	2	2
Inj_Tax				
Financial_Discount_Rate	3			
Social_Discount_Rate			3	

Aerogerador de 60 kW de potência

Tabela 9.11 - Impacto das variáveis de *input* nos indicadores de desempenho

<i>Variáveis de Input</i>	VALF	TIRF	VALE	TIRE
Autocon_Receita	2	2	2	2
Inv_Cost	3	4	3	4
Oper_Cost	1	1	1	1
Val_Tarif_BTN	1	1	1	1
Quant_Elet_Prod	1	1	1	1
Quant_Elet_Cons	2	2	2	2
Inj_Tax				
Financial_Discount_Rate	4			
Social_Discount_Rate			4	

Destas tabelas, embora os impactos sejam diferentes nos três casos, é possível tirar algumas conclusões transversais aos três tipos de aerogeradores, a saber:

- Os três maiores impactos para o indicador de desempenho *valor atual líquido financeiro* – *VALF*, representando mais de 70% do impacto total, são, por ordem decrescente, o da *taxa de atualização financeira*, o do *custo de investimento* e de *instalação* e o da *receita de autoconsumo*;
- Os três maiores impactos para o indicador de desempenho *taxa interna de retorno financeira* – *TIRF*, representando mais de 75% do impacto total, são *custo de investimento* e de *instalação*, o da *receita de autoconsumo* e o da *quantidade de eletricidade produzida anualmente* para o aerogerador de 35kW e o da *quantidade de eletricidade consumida anualmente* para os aerogeradores de 50 e de 60kW de potência;
- Os três maiores impactos para o indicador de desempenho *valor atual líquido económico* – *VALE*, representando mais de 70% do impacto total, são por ordem decrescente, o da *taxa de atualização económica*, o do *custo de investimento* e de *instalação* e o da *receita de autoconsumo*, para os casos dos aerogeradores de 35 e de 60 kW de potência. Para o aerogerador de 50 kW os impactos das variáveis *taxas de atualização económica* e *custo de investimento* e de *instalação* são similares, sendo secundados pelo da *receita de autoconsumo*;
- Os três maiores impactos para o indicador de desempenho da *análise económica*, *taxa interna de retorno económica* – *TIRE*, representando mais de 75% do impacto total, são *custo de investimento* e de *instalação*, o da *receita de autoconsumo* e o da *quantidade de eletricidade produzida anualmente* para o aerogerador de 35kW e o da *quantidade de eletricidade consumida anualmente* para os aerogeradores de 50 e de 60kW de potência;
- Em qualquer das simulações, quer na análise financeira quer na análise económica, o *valor atual líquido* é sempre *positivo* e a *taxa interna de retorno* é sempre *superior à taxa de atualização*.

10. ANÁLISE DE CENÁRIOS

Pretende-se complementar a *análise dos impactos* das variáveis de *input* nos *indicadores de desempenho* e restantes variáveis de *output*, com uma *análise de cenários* em que se admitem duas situações *extremas* em torno do cenário *base*. Considera-se como *cenário base*, para cada aerogerador, o correspondente à utilização dos valores das variáveis de *input* utilizados na respetiva análise de custo-benefício. A *análise de cenários* vai permitir avaliar o efeito conjunto das variáveis de *input* nas de *output*, nas situações *extremas* anteriormente abordadas e comparar os resultados obtidos com os do *cenário base*.

Consideremos então, para cada aerogerador, como situações *extremas* de análise as que conduzem a (European Commission, 2008):

- Um *cenário pessimista* em que os valores assumidos pelas variáveis de *input* são os dos limites considerados na *análise de sensibilidade* e que correspondem à opção de maior custo, de menor receita e de menor produção.
- Um *cenário otimista* em que os valores de cada variável de *input* são os dos limites atrás referidos, mas que correspondem à opção de menor custo, de maior receita e de maior produção.
- Um *cenário base* em que as variáveis de *input* assumem os valores para os quais foi efetuada a análise de custo-benefício e determinados os *indicadores de desempenho*.

Aerogerador de 35 kW de potência

Tabela 10.1 - Análise de *cenários* para o aerogerador de 35kW de potência

Variáveis de <i>input</i>		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	Autocon_Receita	145,4	153,1	160,8
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	Inv_Cost	2100	1800	1500
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	Oper_Cost	50	40	30
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Prod	106	112,4	118,8
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Cons	103,7	115,2	126,7
Tarifa da Rede BTN [€/MWh]	Val_Tarif_BTN	19,8	18	17,1
Taxa de Atualização Financeira [%]	Financial_Discount_Rate	8,00%	5,00%	3,00%
Taxa de Atualização Económica [%]	Social_Discount_Rate	8,50%	5,50%	3,50%
Taxa de Juro [%]	Inj_Tax	8,00%	5,00%	2,00%
Variáveis de <i>output</i> - Indicadores de desempenho		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Valor Atual Líquido Financeiro [€]	FNPV	-4.364,14 €	52.039,34 €	112.119,68 €
Taxa Interna Retorno Financeira [%]	FIRR	7,04%	15,31%	24,82%
Valor Atual Líquido Económico [€]	ENPV	3.015,59 €	58.666,62 €	117.502,67 €
Taxa Interna Retorno Económica [%]	EIRR	9,18%	17,62%	27,53%
Cash Flow Acumulado [€]	CNET_CASHF	-7.647,91 €	75.203,83 €	145.697,21 €
Custo Nivelado de Produção [€/MWh]	LCOE	97,52	66,46	45,86

Dos resultados da Tabela 10.1 conclui-se que, para o *cenário pessimista*, a instalação do aerogerador de 35 kW não apresenta viabilidade financeira pois o *valor atual líquido financeiro* – VALF é negativo; o *cash flow acumulado* é negativo, sendo sintoma de falta de sustentabilidade financeira. Quanto aos indicadores económicos, embora positivos são baixos, situando-se o *valor atual líquido económico* nos 3.015,59 € e a *taxa interna de retorno económica* ligeiramente acima da *taxa de atualização social*.

Portanto, é possível concluir que os valores dos *indicadores de desempenho financeiros e económicos* não são favoráveis, para as condições de um *cenário pessimista* para o aerogerador de 35kW de potência.

Acresce que o valor do *custo nivelado de produção* – LCOE, de 97,52 €/MWh, refletindo apenas os custos de investimento e instalação e os custos de operação, se situa demasiado alto relativamente ao valor negociado para venda no Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL.

No *cenário base*, os indicadores de desempenho financeiros e económicos apresentam valores que asseguram uma viabilidade do modelo de estudo nessas condições; no *cenário otimista* os resultados obtidos para os indicadores são muito mais folgados.

Será também importante analisar os resultados obtidos na *análise de risco* para melhor se poderem avaliar todos os resultados obtidos da análise de custo-benefício efetuada para o aerogerador de 35 kW de potência.

Aerogerador de 50 kW de potência

Tabela 10.2 - Análise de cenários para o aerogerador de 50kW de potência

Variáveis de input		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	Autocon_Receita	145,4	153,1	160,8
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	Inv_Cost	2100	1800	1500
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	Oper_Cost	50	40	30
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Prod	124,6	132,1	139,6
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Cons	119,9	133,2	146,5
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	Val_Tarif_BTN	19,8	18	17,1
Taxa de Atualização Financeira [%]	Financial_Discount_Rate	8,00%	5,00%	3,00%
Taxa de Atualização Económica [%]	Social_Discount_Rate	8,50%	5,50%	3,50%
Taxa de Juro [%]	Inj_Tax	8,00%	5,00%	2,00%
Variáveis de output - Indicadores de desempenho		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Valor Atual Líquido Financeiro [€]	FNPV	-36.597,55 €	34.416,66 €	108.510,48 €
Taxa Interna Retorno Financeira [%]	FIRR	1,91%	10,08%	18,58%
Valor Atual Líquido Económico [€]	ENPV	-26.429,35 €	43.558,49 €	116.028,04 €
Taxa Interna Retorno Económica [%]	EIRR	3,99%	12,18%	20,93%
Cash Flow Acumulado [€]	CNET_CASHF	-64.135,13 €	49.736,70 €	143.227,53 €
Custo Nivelado de Produção [€/MWh]	LCOE	118,52	80,78	55,75

Pela Tabela 10.2 constata-se que, para a instalação do aerogerador de 50 kW de potência, no *cenário pessimista* os quatro indicadores de desempenho mostram que se está perante um cenário inviável, quer do ponto de vista financeiro quer económico. De facto, os *valores atuais líquidos, financeiro – VALF e económico – VALE* são negativos e, por outro lado, as *taxas internas de retorno financeira – TIRF e económica – TIRE*, embora positivas, apresentam valores significativamente mais baixos do que as *taxas de atualização financeira e social*, estipuladas para o cenário em questão.

Complementarmente aos resultados obtidos para os indicadores de desempenho, o valor do *cash flow acumulado* para o *cenário pessimista* é revelador da falta de sustentabilidade financeira, resultante de *cash flows* anuais sucessivamente negativos.

Os custos mais elevados de investimento e de instalação e um aumento apenas ligeiro da produção anual estimada, relativamente ao aerogerador de 35 kW de potência, explicam os piores resultados do aerogerador de 50kW, quando se comparam os resultados obtidos para ambos no correspondente *cenário pessimista*. São ainda o motivo do agravamento do *custo nivelado de produção – LCOE*, para 118,52 €/MWh.

Para o *cenário base* os valores dos indicadores de desempenho financeiros e económicos indiciam a viabilidade da instalação, a que acresce, complementarmente, a informação relativa à sustentabilidade financeira revelada pelo valor do *cash flow acumulado* sustentado em valores anuais sempre positivos ao longo do tempo de vida considerado, de 15 anos. Ainda a título complementar e para o *cenário base*, salienta-se o valor obtido para o *custo nivelado de produção - LCOE*, de 80,78 €/MWh, considerado elevado face ao valor negociado para venda no Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL.

Quanto ao *cenário otimista* é, tal como já acontecera para o aerogerador de 35 kW, propiciador de resultados excelentes para os *indicadores de desempenho* quer financeiros quer económicos, bem como para os outros *outputs* considerados a título complementar. É, naturalmente, o culminar do encontro dos mais baixos custos com as mais elevadas receitas, propiciando, assim, valores de difícil concretização. Aqui, também, há que aguardar pelos resultados da *análise de risco* para se poder efetuar uma avaliação global de todos os resultados obtidos.

A Tabela 10.3 mostra que, qualquer que seja o cenário considerado, a instalação do aerogerador de 60 kW, nas condições de autoconsumo previstas neste trabalho, propicia resultados para os indicadores de desempenho significativamente favoráveis. Tanto do ponto de vista financeiro como do económico, os respetivos *valores atuais líquidos* indiciam benefícios líquidos, mesmo no pior cenário. As *taxas de retorno, financeira e económica*, são largamente superiores aos valores estipulados para as respetivas *taxas de atualização*, seja qual for o cenário considerado.

Aerogerador de 60 kW de potência

Tabela 10.3 - Análise de cenários para o aerogerador de 60kW de potência

Variáveis de <i>input</i>		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	Autocon_Receita	145,4	153,1	160,8
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/kW]	Inv_Cost	2100	1800	1500
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/kW]	Oper_Cost	50	40	30
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Prod	106	112,4	118,8
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	Quant_Elet_Cons	103,7	115,2	126,7
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	Val_Tarif_BTN	19,8	18	17,1
Taxa de Atualização Financeira [%]	Financial_Discount_Rat	8,00%	5,00%	3,00%
Taxa de Atualização Económica [%]	Social_Discount_Rate	8,50%	5,50%	3,50%
Taxa de Juro [%]	Inj_Tax	8,00%	5,00%	2,00%
Variáveis de <i>output</i> - Indicadores de desempenho		Cenários		
		Pessimista	Base	Otimista
Valor Atual Líquido Financeiro [€]	FNPV	31.251,87 €	151.071,40 €	272.220,11 €
Taxa Interna Retorno Financeira [%]	FIRR	11,76%	21,49%	32,49%
Valor Atual Líquido Económico [€]	ENPV	44.736,17 €	162.937,13 €	281.715,15 €
Taxa Interna Retorno Económica [%]	EIRR	14,09%	24,13%	35,70%
Cash Flow Acumulado [€]	CNET_CASHF	54.767,12 €	218.318,46 €	350.305,33 €
Custo Nivelado de Produção [€/MWh]	LCOE	79,32	54,08	37,31

Em particular, o *cenário pessimista* apresenta resultados próximos dos conseguidos nos cenários *base* dos outros dois aerogeradores analisados, perspetivando benefícios financeiros e económicos apreciáveis. As taxas de retorno previstas são superiores às taxas de atualização consideradas neste cenário. Para além dos bons resultados previstos para os indicadores de desempenho e a título complementar, o *cenário pessimista* apresenta um valor positivo para o *cash flow acumulado*, suportado em resultados anuais positivos. Contudo o *custo nivelado de geração de eletricidade- LCOE*, de 79,32 €/MWh, está acima do valor negociado para venda no Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL.

11. ANÁLISE DE RISCO

Com a *análise de sensibilidade*, foi possível avaliar os impactos de cada variável de *input* nos *indicadores de desempenho*. Contudo, esta avaliação feita variável a variável, não permite uma análise dos seus efeitos conjuntos nem dos *riscos* decorrentes de eventuais erros do processo. A *análise de cenários*, embora considere o efeito conjunto das variáveis de *input* nos *indicadores de desempenho*, fá-lo, contudo, de forma determinística, normalmente para dois cenários *extremos*, em detrimento da avaliação de cenários mais próximos do cenário *base*.

A *análise de risco* pretende dar uma resposta mais consistente, complementando as dos resultados anteriormente obtidos, pela introdução do conceito de variação probabilística das variáveis de *input* e pelo recurso a métodos de *simulação* computacional para a obtenção de resultados dos indicadores de desempenho.

11.1 Caracterização probabilística das variáveis de *input*

Para efetuar a *análise de risco* foram consideradas as variáveis de *input* das análises efetuadas nos dois pontos anteriores, tendo-se mantido os limites, inferior e superior, de variação. Para cada variável foi definida uma distribuição de probabilidades que permita caracterizar o seu comportamento dentro dos limites estipulados. A análise foi efetuada com recurso ao módulo *Risk Analyzer - Add-ins*, para o *Microsoft Excel*.

Foi admitido que, para as variáveis de *input* cujos limites de variação apresentassem simetria relativamente ao valor base, a sua caracterização seria feita através de uma *distribuição normal*; nos casos em que não se verificasse simetria, seria utilizada uma *distribuição triangular*.

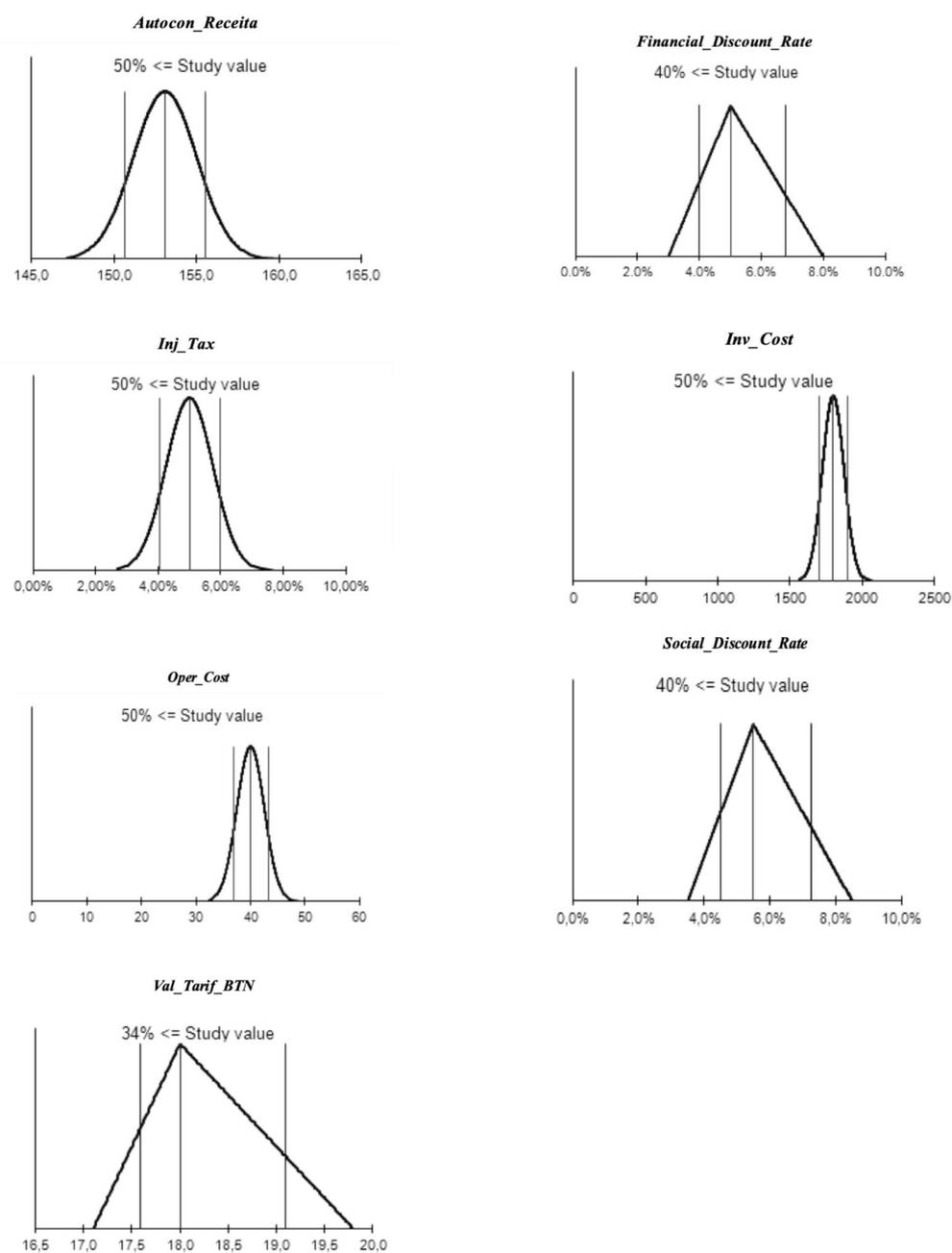
A opção por estas distribuições de probabilidades baseia-se na sua adequabilidade ao tipo de variáveis e de escala do modelo de estudo, bem como nas recomendações para estudos de análise de custo-benefício de projetos de investimento (European Commission, 2008).

Estruturou-se a informação relativa às variáveis de *input*, comuns aos três aerogeradores, de acordo com a Tabela 11.1 e diagramas de distribuição probabilística da Figura 11.1.

Tabela 11.1 - Variáveis de *input* comuns, limites de variação e distribuições probabilísticas

Variáveis de input	Valor base	Limite mínimo	Percentil 10/90	Valor mais provável	Percentil 90/10	Limite máximo	Distribuição Probabilidade
Autocon_Receita	153,1	145,4	150,6	153,1	155,6	160,8	Normal
Finacial_Discount_Rat	5,0%	3,0%	4,0%	5,3%	6,8%	8,0%	Triangular
Inj_Tax	5,00%	2,00%	4,04%	5,00%	5,96%	8,00%	Normal
Inv_Cost	1800	1500	1703,89	1800	1896,15	2100	Normal
Oper_Cost	40	30	37	40	43	50	Normal
Social_Discount_Rate	5,5%	3,5%	4,5%	5,8%	7,3%	8,5%	Triangular
Val_Tarif_BTN	18,0	17,1	17,6	18,3	19,1	19,8	Triangular

Figura 11.1 – Distribuições probabilísticas das variáveis comuns



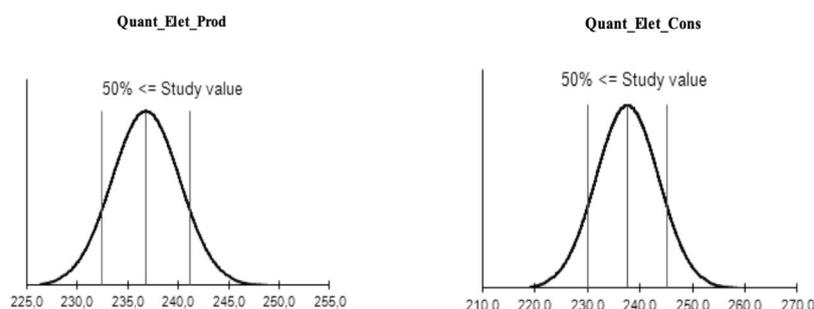
Relativamente às variáveis de *input* cujos valores *base* e limites dependem do tipo de aerogerador, a informação para o aerogerador de 60 kW de potência consta na Tabela 11.2 e Figura 11.2.

Tabela 11.2 - Variáveis de *input*, variação e distribuição probabilística

Aerogerador de 60 kW de potência

Variáveis de <i>input</i>	Valor base	Limite mínimo	Percentil 10/90	Valor mais provável	Percentil 90/10	Limite máximo	Distribuição Probabilidade
Quant_Elet_Prod	236,8	223,4	232,5	236,8	241,1	250,3	Normal
Quant_Elet_Cons	237,6	213,8	230,0	237,6	245,2	261,4	Normal

Figura 11.2 - Aerogerador de 60 kW, distribuições probabilísticas das variáveis de *input*



11.2 Comportamento probabilístico dos indicadores de desempenho

Escolhidas as variáveis de *input* e definidas as distribuições probabilísticas que caracterizam a sua variação, dentro dos limites estipulados, estão criadas as condições para se proceder às *simulações* que conduzem aos *valores mais prováveis* dos *indicadores de desempenho* bem como de outras variáveis de *output* que tenham sido, complementarmente, consideradas.

Considerou-se que se deveria efetuar o número de simulações necessárias para que a *convergência* de todos os resultados conduzisse a *variações inferiores a 1% entre simulações consecutivas*. Tal só foi conseguido para o número máximo de simulações possíveis do software utilizado, ou seja, *4.500 simulações*, para qualquer dos aerogeradores testados.

11.3 Avaliação dos resultados

Apresentam-se, nas páginas seguintes, os quadros com os resumos dos resultados obtidos e a avaliação feita dos mesmos, para cada aerogerador simulado.

Aerogerador de 35 kW de potência

A Tabela 11.3 mostra os resultados para as 4500 simulações efetuadas, em termos de *valor mais provável* para todas as variáveis de *output*, bem como para os respetivos valores de *desvio padrão*. Revela ainda os valores, mínimo e máximo, encontrados nas simulações efetuadas.

Tabela 11.3 – Aerogerador de 35 kW, resultados da análise de risco

Variáveis de *output*

Tabela de resultados ao fim das 4500 Simulações

		Valor mínimo	Valor máximo	Valor mais provável	Desvio padrão	Valor base
Indicadores de Desempenho	VALF [€]	19.220,32	77.065,03	48.779,79	9.134,79	52.039,34
	TIRF [%]	11,58%	21,38%	15,18%	1,21%	15,31%
	VALE [€]	28.981,20	84.899,79	55.414,18	9.241,83	58.666,62
	TIRE [%]	13,67%	24,07%	17,49%	1,27%	17,62%
	CNET_CASHF [€]	37.886,65	112.100,82	73.880,94	8.640,43	75.203,83
	LCOE [€/MWh]	56,2	86,1	67,9	4,6	66,5

Quanto aos *indicadores de desempenho*, os resultados obtidos permitem fazer os seguintes comentários:

Valor atual líquido financeiro – VALF:

- Relativamente ao seu valor *base*, de 52.039,34 €, 63,6% dos valores obtidos na simulação são iguais ou inferiores a este;
- O *valor mais provável (média)* é 48.779,79 € sendo inferior ao valor *base*;
- O *desvio padrão* é de 9.134,79 €.

Taxa interna de retorno financeiro – TIRF:

- Em relação ao valor *base*, 55% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores a este;
- O *valor mais provável (média)* é 15,18% sendo inferior ao valor *base*;
- O *desvio padrão* é de 1,21%.

Valor atual líquido económico – VALE:

- Relativamente ao seu valor *base*, de 58.666,62 €, 63,5% dos valores obtidos na simulação são inferiores ou iguais a este;
- O *valor mais provável (média)* é 55.414,18 € sendo inferior ao valor *base*;
- O *desvio padrão* é de 9.241,83 €.

Taxa interna de retorno económico – TIRE:

- Em relação ao valor *base*, 54,8% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores a este;
- O *valor mais provável (média)* é 17,49% sendo inferior ao valor *base*;

- O *desvio padrão* é de 1,27%.

Aerogerador de 50 kW de potência

A Tabela 11.4 mostra os resultados das simulações, em termos de *valor mais provável* para todas as variáveis de *output*, bem como para os respetivos valores de *desvio padrão*. Revela ainda os valores, mínimo e máximo, encontrados nas simulações efetuadas.

Tabela 11.4 – Aerogerador de 50 kW, resultados da análise de risco

		Valor mínimo	Valor máximo	Valor mais provável	Desvio padrão	Valor base
Indicadores de desempenho	VALF [€]	-2.483,05	66.003,09	30.429,82	10.878,31	34.416,66
	TIRF [%]	5,68%	13,82%	9,88%	1,11%	10,08%
	VALE [€]	4.060,58	77.667,50	39.503,80	10.798,73	43.558,49
	TIRE [%]	7,63%	16,12%	11,98%	1,15%	12,18%
	CNET_CASHF [€]	1.069,83	88.075,09	47.120,84	11.973,89	49.736,70
	LCOE [€/MWh]	66,1	105,2	82,3	5,7	80,8

Variáveis de *output*

Tabela de resultados ao fim das 4500 Simulações

À semelhança do efetuado para o aerogerador de 35 kW de potência, os resultados agora obtidos para os *indicadores de desempenho*, permitem tecer as seguintes considerações:

Valor atual líquido financeiro – VALF:

- Relativamente ao seu valor *base*, de 34.416,66 €, 63,6% dos valores obtidos na simulação são inferiores ou iguais a este;
- O *valor mais provável (média)* é 30.429,82 €, sendo inferior ao *base*;
- O *desvio padrão* é de 10.878,31 €.

Taxa interna de retorno financeiro – TIRF:

- Em relação ao valor *base*, 58,9% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores;
- O *valor mais provável (média)* é 9,88%, sendo inferior ao valor *base*;
- O *desvio padrão* é de 1,11%.

Valor atual líquido económico – VALE:

- Relativamente ao seu valor *base*, de 43.558,49 €, 65% dos valores obtidos na simulação são inferiores ou iguais a este;
- O *valor mais provável (média)* é 39.503,80 €, sendo inferior ao valor *base*;
- O *desvio padrão* é de 10.798,73 €.

Taxa interna de retorno económico – TIRE:

- Em relação ao valor *base* da TIRE, 58,2% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores;

- O valor mais provável (média) é 11,98%, sendo inferior ao valor base;
- O desvio padrão é de 1,15%.

Aerogerador de 60 kW de potência

A Tabela 11.5 mostra os resultados para as simulações efetuadas, em termos de *valor mais provável* para todas as variáveis de *output*, bem como para os respetivos valores de *desvio padrão*. Revela ainda os valores, mínimo e máximo, encontrados nas simulações efetuadas.

Tabela 11.5 – Aerogerador de 60kW, resultados da análise de risco

Variáveis de *output*

Tabela de resultados ao fim das 4500 Simulações

		Valor	Valor		Desvio	Valor base
Indicadores de desempenho	VALF [€]	85.777,01	210.918,72	142.368,82	19.754,38	151.071,40
	TIRF [%]	16,05%	26,66%	21,14%	1,42%	21,49%
	VALE [€]	98.890,98	216.273,83	154.470,66	19.799,52	162.937,13
	TIRE [%]	18,49%	29,68%	23,77%	1,51%	24,13%
	CNET_CASHF [€]	149.181,69	274.620,43	212.361,05	16.299,74	218.318,46
	LCOE [€/MWh]	45,1	68,1	55,1	3,7	54,1

Os resultados obtidos para os *indicadores de desempenho*, permitem efetuar os seguintes comentários:

Valor atual líquido financeiro – VALF:

- Relativamente ao seu valor base, de 151.071,40 €, 66,1% dos valores obtidos na simulação são inferiores ou iguais;
- O valor mais provável (média) é 142.368,82 €, sendo inferior ao valor base;
- O desvio padrão é de 19.754,38 €.

Taxa interna de retorno financeiro – TIRF:

- Em relação ao valor base da TIRF, 60,5% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores;
- O valor mais provável (média) é 21,14%, sendo inferior ao valor base;
- O desvio padrão é de 1,42%.
- Valor atual líquido económico – VALE:

Relativamente ao seu valor base, de 162.937,13 €, 65,5% dos valores obtidos na simulação são inferiores ou iguais a este;

- O valor mais provável (média) é 154.470,66 €, sendo inferior ao valor base;
- O desvio padrão é de 19.799,52 €.
- Taxa interna de retorno económico – TIRE:

Em relação ao valor base da TIRE, 60,2% dos resultados obtidos no total de simulações são iguais ou inferiores;

- O *valor mais provável (média)* é 23,77%, sendo inferior ao *valor base*;
- O *desvio padrão* é de 1,51%.

Completa-se, assim, a *análise de risco* efetuada aos três aerogeradores testados neste estudo. A avaliação dos resultados aconselha a que, numa ótica de assunção de risco mínimo, os *indicadores de desempenho*, bem como as duas variáveis de *output* complementares, devam ser quantificados pelo respetivo *valor mais provável*, em detrimento do *valor base* calculado a partir do modelo de estudo.

12. CONCLUSÕES

Decorreu em Paris, em 2015, a Conferência das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas - COP21, correspondendo à 21ª sessão da Conferência das Partes das Nações Unidas (UNFCCC) de 1992, relativa à Convenção-Quadro para as Alterações Climáticas e, simultaneamente, à 11ª sessão da Reunião das Partes do Protocolo de Quioto de 1997.

O principal objetivo da COP21 foi o de obter um acordo global, de carácter vinculativo, que permita evitar que, até 2100, haja um aumento da temperatura média global do planeta superior a 2º C.²⁶

Mais de 150 Chefes de Estado e de Governo confirmaram a sua presença²⁷. Este nível de participação foi revelador da importância assumida pela COP21 e do nível de consciência dos estados quanto às alterações climáticas já verificadas, bem como quanto às consequências futuras, ainda mais nefastas para o clima, resultantes da manutenção dos atuais níveis de emissões de gases causadores do efeito de estufa.

Ao assumir publicamente, à data, a sua quota de responsabilidade nas alterações climáticas, os Estados Unidos, como a maior economia mundial e um dos maiores emissores de gases causadores do efeito de estufa, considerava, como outros países presentes, ser necessário estabelecer, na COP21, um acordo que vinculasse coletivamente todos os países, alertando para o facto de que não iriam ser suficientes as metas que cada país se propunha, por si só, estabelecer. Gerou-se consenso quanto à necessidade de concretizar um acordo conjunto, de carácter vinculativo, tais as consequências nefastas que o planeta pode vir a enfrentar.

Com a publicação deste livro, pretende dar-se um pequeno contributo, à escala local, para um grave problema à escala global. É por isso uma pequena gota no oceano, mas acredita-se que a geração de eletricidade à escala local, ou descentralizada, com recurso a fontes de energia renovável, que nele se defende, possa vir a constituir um dos importantes contributos para a redução das emissões de gases causadores do efeito de estufa no nosso país.

A correta articulação destes sistemas de produção descentralizada com o sistema centralizado, permitirá uma melhor gestão das centrais térmicas em regime de *backup*, principalmente as centrais a gás. Em Portugal, o nível de incorporação de fontes renováveis no sistema centralizado (ou nacional) de geração de eletricidade é, atualmente, um dos mais elevados a nível europeu, fruto, essencialmente, da incorporação da energia hídrica, da energia eólica e da energia solar fotovoltaica. O crescimento verificado nos

²⁶ <http://www.apambiente.pt/>

²⁷ <http://www.cop21.gouv.fr/en/>

últimos anos pela instalação de parques eólicos e de centrais solares fotovoltaicas projetou o nosso país para que, em 2012, se tenha tornado o terceiro país europeu em geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, com uma taxa de 47,6% do valor do consumo, segundo o Eurostat (2014).

É credível a ideia de que a produção local de eletricidade pode, também, ser impulsionadora da mobilidade elétrica, tendo em consideração que, atualmente, a maioria dos agregados familiares possui mais do que um veículo. Veículos elétricos, com maior autonomia e sistemas de carregamento mais acessíveis e rápidos, estão a surgir no mercado. Por isso, novos incentivos poderão motivar a aquisição deste tipo de veículos como segundo veículo familiar, caso os preços de mercado se tornem mais competitivos.

Neste trabalho salientou-se que, de acordo com dados do Eurostat (2014), o nosso país mantém níveis de dependência energética 26% acima da média europeia e que, no sector dos transportes, a incorporação de energias renováveis é reduzida. Face aos compromissos que resultarão do COP21, estes números são indicativos de que há ainda um longo percurso a fazer para que Portugal, no sector dos transportes, reduza as emissões de gases causadoras do efeito de estufa.

A região do Algarve tem potencial para contribuir para que o nível de emissões desça significativamente no nosso país. Com efeito, de acordo com a DGEG (2014), o número de horas de produção equivalente de eletricidade dos parques eólicos instalados na região foi em média de 2.651 horas em 2014, o valor médio mais elevado a nível nacional, e o número de horas de produção equivalente para os parques solares fotovoltaicos foi, em média, de 1.684 horas, valor só suplantado pela região do Alentejo. Trata-se de um potencial de produção renovável de eletricidade que deverá ser valorizado e considerado como estratégico para o desenvolvimento da região do Algarve. É importante que esta possa fornecer aos seus residentes e visitantes energia elétrica cada vez mais renovável, usufruindo, também, dessa imagem na promoção da oferta turística da região.

A par dos investimentos que venham a ser realizados em parques eólicos e solar fotovoltaicos, é importante promover a geração de eletricidade de forma descentralizada, recordando-se aqui os quatro princípios fundamentais de Hicks *et al.* (2014) “4D’s – Decarbonising, Decentralising, Democratising, Demonstrating”, abordados no capítulo 4. Há um longo caminho a percorrer na produção descentralizada de eletricidade, cujo desenvolvimento deverá ser articulado com o sistema centralizado. Recordar-se aqui a representação esquemática dos três níveis de descentralização (Kelly & Pollitt, 2011) feita no capítulo 4, o nível de *microgeração ou microscale*, o nível de *comunidade energética* e finalmente o de *sistemas locais de produção ou misoscale*.

Sendo o nível descentralizado da *microgeração* aquele que, basicamente, se encontra implementado no sector residencial e por iniciativa individual, acredita-se que será através dos níveis das *comunidades energéticas* e dos *sistemas locais de produção* de iniciativa municipal, que a produção descentralizada de eletricidade poderá ganhar escala. Sa-

bendo-se que, tanto as *comunidades energéticas* como os *sistemas locais de geração de eletricidade*, assentam na tomada de consciência coletiva dos benefícios socioeconómicos que a implementação destes sistemas podem proporcionar à sociedade local, dando ainda um contributo significativo para a preservação ambiental, revela-se decisivo o papel desempenhado pelos órgãos de poder local na sensibilização dos seus residentes. Realça-se, também, o interesse estratégico que a gestão da produção descentralizada de eletricidade, e também a sua distribuição, pode vir a ter para os órgãos de poder local, à semelhança de outros recursos cuja gestão é já assumida, como é o caso do abastecimento de água, isto para além das receitas que podem resultar dessa atribuição.

O modelo estudado neste trabalho baseia-se em dados de vento obtidos na proximidade da Aldeia de Pedralva, situada a Norte de Vila do Bispo, na Costa Vicentina da região do Algarve. Com este modelo pretende-se mostrar a viabilidade de implementação de sistemas descentralizados de geração de eletricidade, ao nível da formação de pequenas comunidades energéticas locais, recorrendo à instalação de aerogeradores de pequena ou média dimensão.

Os dados de vento foram registados no parque eólico da Lagoa Funda, tendo sido objeto de tratamento estatístico e processo de correlação com dados registados na estação meteorológica de Sagres, de acordo com o método *measure, correlate and predict*. A série prevista por esta metodologia foi simulada no local previsto de instalação do aerogerador, em função da orografia espelhada no modelo digital de terreno. Esta simulação permitiu gerar as condições de escoamento dos ventos locais ficando, assim, criadas as condições para o cálculo da previsão anual de geração de eletricidade para cada aerogerador considerado no estudo.

Foram simulados três modelos de aerogeradores, com potências nominais de 35 kW, 50 kW e 60 kW, para as especificações técnicas indicadas pelos fabricantes, com torres de 30 m de altura. Obtiveram-se estimativas de produção de 127,7 a 130,2 MWh/ano para o aerogerador de 35 kW de potência nominal, de 150,1 a 150,8 MWh/ano para o aerogerador de 50 kW e de 269,1 a 278,1 MWh/ano para o aerogerador de 60 kW.

Procedeu-se à análise de custo-benefício do modelo de estudo, seguindo a metodologia proposta pela Comissão Europeia, ou seja, estruturar o estudo em quadros de análise financeira e económica, o que foi realizado para cada aerogerador considerado. Foi ainda assumido que a geração de eletricidade prevista anualmente para cada aerogerador é totalmente destinada ao autoconsumo da comunidade, não havendo lugar a venda, ao sistema central, de um eventual excedente. Nesse pressuposto, foi criada a variável *consumo anual médio por habitação*, estimado em 3,6 MWh/ano (World Energy Council, 2013), a partir do qual se determinou o *número equivalente de habitações*, igual a 32 para o aerogerador de 35 kW, 37 para o aerogerador de 50 kW e 66 para o de 60 kW de potência.

Na análise financeira efetuada para os três modelos de aerogerador simulados na vertente tecnológica, foram considerados os seguintes valores para as variáveis financeiras: taxa de atualização financeira de 5%; custo de investimento de 1.800 €/kW; custo anual operacional e de manutenção de 40 €/kW; taxa de juro de 5% /ano para um prazo de financiamento de 15 anos, coincidente com o tempo de vida útil do equipamento; tarifa de uso da rede de distribuição em BTN de 18 €/MWh; receita correspondente à poupança em autoconsumo de 153,1 €/MWh.

Tendo em consideração o *número equivalente de habitações* determinado para cada aerogerador, o indicador *valor atual líquido financeiro* deu resultados positivos de 52.039 € para o aerogerador de 35 kW de potência, 34.416 € para o 50 kW e 151.071 € para o de 60 kW. Para a *taxa interna de retorno financeira*, os resultados foram de 15,31%, 10,08% e 21,49%, respetivamente, valores estes significativamente acima do da *taxa de atualização financeira*.

Quanto à sustentabilidade financeira, as simulações efetuadas para os três aerogeradores deram *cash-flows anuais* sempre positivos ao longo do tempo de vida útil considerado, constatando-se que apenas para o aerogerador de 50 kW o *cash flow acumulado* tem um valor inferior, de 49.736 €, ao valor previsto para o investimento, de 90.000 €. Para o aerogerador de 35 kW obteve-se um *cash flow acumulado* de 75.203 € para um investimento previsto de 63.000 €, enquanto o aerogerador de 60 kW apresenta um *cash flow acumulado* de 218.318 € para um investimento de 111.240 €.

Na análise económica, procedeu-se à correção dos valores da análise financeira, através da atribuição de fatores de conversão. Foram considerados os benefícios monetários da redução das emissões de CO₂-equiv traduzidos numa redução de custos de 40,57 €/tCO₂.

Para uma taxa de atualização social de 5,5%, as simulações efetuadas para os três aerogeradores referentes à análise económica do modelo, tendo em consideração o *número equivalente de habitações* para cada um, deram para o indicador *valor atual líquido económico* um resultado positivo de 58.666 € para o aerogerador de 35 kW de potência, 43.558 € para o 50 kW e 162.937 € para o de 60 kW. Para a *taxa interna de retorno económica*, os resultados foram de 17,62%, 12,18% e 24,13%, respetivamente, valores estes significativamente acima do da *taxa de atualização económica*.

Da análise imediata a estes resultados conclui-se que, para os aerogeradores considerados no estudo, se verifica que os indicadores de desempenho financeiros e económicos escolhidos apresentam valores favoráveis à implementação dos projetos, com base na produção prevista anualmente e no número equivalente de habitações para cada um.

Foram ainda consideradas externalidades positivas: maior consciencialização para a eficiência energética e racionalidade na utilização da energia elétrica, através do pensamento comunitário; incentivo para assumir a distribuição de eletricidade pela comu-

nidade; maior sensibilização para a sustentabilidade ambiental; incentivo à mobilidade elétrica; melhor promoção do turismo local e das atividades de lazer associadas à sustentabilidade energética; reforço sociocultural do espírito de comunidade local; fixação de emprego e de atividades locais ligadas ao pequeno comércio.

Como condicionantes negativas ao sucesso dos projetos apontam-se: ausência ou fraca sensibilidade dos agentes locais (municípios e freguesias) para as formas de produção descentralizada de eletricidade, principalmente de nível comunitário e de sistema local, bem como da distribuição local de eletricidade; ausência de regulamentação adequada, ao nível dos agentes locais, para a implementação de projetos, de carácter comunitário, para a produção e distribuição de energia para autoconsumo.

Procedeu-se a uma *análise de sensibilidade*, procurando avaliar os impactos das principais variáveis nos indicadores de desempenho financeiro e económico, tendo-se tirado as seguintes conclusões transversais aos três aerogeradores simulados:

- Os três maiores impactos para o *valor atual líquido financeiro*, representando em conjunto mais de 70% do impacto total, são, por ordem decrescente, o da taxa de atualização financeira, o do custo de investimento e de instalação e o da receita de autoconsumo;
- Os três maiores impactos para a *taxa interna de retorno financeira*, representando em conjunto mais de 75% do impacto total, são o custo de investimento e de instalação, o da receita de autoconsumo e o da quantidade de eletricidade produzida anualmente para o aerogerador de 35 kW e o da quantidade de eletricidade consumida anualmente para os aerogeradores de 50 e de 60 kW de potência;
- Os três maiores impactos para o *valor atual líquido económico*, representando em conjunto mais de 70% do impacto total, são por ordem decrescente, o da taxa de atualização económica, o do custo de investimento e de instalação e o da receita de autoconsumo, para os aerogeradores de 35 e de 60 kW de potência. Para o aerogerador de 50 kW os impactos das variáveis taxa de atualização económica e custo de investimento e de instalação são idênticos, sendo secundados pelo da receita de autoconsumo;
- Os três maiores impactos para a taxa interna de retorno económica, representando mais de 75% do impacto total, são por ordem decrescente, o custo de investimento e de instalação, o da receita de autoconsumo e o da quantidade de eletricidade produzida anualmente para o aerogerador de 35 kW e o da quantidade de eletricidade consumida anualmente para os aerogeradores de 50 e de 60 kW de potência.

Considerou-se pertinente complementar a análise de sensibilidade efetuada com uma *análise de cenários* em que foram admitidos dois *cenários extremos*, para além do *cenário base*, que corresponde ao da análise de custo-benefício efetuada. Foram considerados os seguintes três cenários:

- Um *cenário pessimista* em que os valores assumidos pelas variáveis de *input* que correspondem à opção de maior custo, de menor receita e de menor produção;
- Um *cenário otimista* em que os valores de cada variável de *input* correspondem à opção de menor custo, de maior receita e de maior produção;
- Um *cenário base* em que as variáveis de *input* assumem os valores para os quais foi efetuada a análise de custo-benefício e determinados os indicadores de desempenho.

Dos resultados obtidos podem-se retirar as seguintes conclusões:

- Para o aerogerador de 35 kW, o *cenário pessimista* não apresenta viabilidade financeira apresentando o *valor atual líquido financeiro* negativo; o *cash flow acumulado* é negativo, sendo sintoma de falta de sustentabilidade financeira. Quanto aos indicadores económicos, o *valor atual líquido económico* é muito baixo e a *taxa interna de retorno económica* ligeiramente acima da *taxa de atualização social*, em meio ponto percentual. Apresentando, no *cenário base*, os indicadores de desempenho financeiros e económicos valores que asseguram uma viabilidade do modelo de estudo, no *cenário otimista* os resultados obtidos para os indicadores são muito mais folgados;
- Quanto ao aerogerador de 50 kW, no *cenário pessimista* os quatro indicadores de desempenho mostram que se está perante um cenário inviável, quer do ponto de vista financeiro quer económico. De facto, os *valores atuais líquidos, financeiro e económico* apresentam valores negativos. O valor do *cash flow acumulado* para o *cenário pessimista*, é revelador da falta de sustentabilidade financeira, sendo o resultado de *cash flows* anuais sucessivamente negativos. Para o *cenário base*, os valores dos indicadores de desempenho financeiros e económicos indiciam a viabilidade da instalação, a que acresce, complementarmente, a informação relativa à sustentabilidade financeira revelada pelo valor do *cash flow acumulado* sustentado em valores anuais sempre positivos ao longo do tempo de vida considerado, de 15 anos. Quanto ao *cenário otimista*, apresenta resultados excelentes para os *indicadores de desempenho* quer financeiros quer económicos, bem como boa sustentabilidade financeira revelada pelo valor do *cash flow acumulado*;
- Relativamente ao aerogerador de 60 kW, qualquer que seja o cenário considerado, esta instalação propicia resultados para os *indicadores de desempenho* significativamente favoráveis em qualquer dos cenários. Salienta-se que o *cenário pessimista* apresenta resultados próximos dos conseguidos nos cenários *base* dos outros dois aerogeradores analisados, perspetivando benefícios financeiros e económicos apreciáveis.

Concluída a análise de cenários, procedeu-se a uma *análise de risco*, tendo sido consideradas as variáveis da análise de sensibilidade e mantido os limites, inferior e superior, de variação dos mesmos. Para cada variável foi definida uma distribuição de probabilidade que permitisse caracterizar o seu comportamento dentro dos limites estipulados.

Foi admitido que, nas variáveis em que os limites de variação apresentassem simetria relativamente ao valor base, a sua caracterização fosse feita através de uma *distribuição normal* e nos casos em que não se verificasse simetria, fosse utilizada uma *distribuição triangular*. Considerou-se ainda que se deveria efetuar o número de simulações necessárias para que a *convergência* de todos os resultados conduzisse a *variações inferiores a 1% entre simulações consecutivas*, o que aconteceu para 4.500 simulações, em qualquer dos aerogeradores testados.

Considerando que face à análise de risco efetuada os valores mais realistas para os indicadores de desempenho devem ser os *valores mais prováveis* obtidos em resultado das simulações efetuadas, estes são demonstrativos de que os aerogeradores considerados no estudo apresentam resultados favoráveis à implementação dos projetos, com base na produção prevista anualmente e no número de habitações equivalente.

É, no entanto, a instalação do aerogerador de 60 kW de potência que se traduz na opção que apresenta melhores resultados para os indicadores financeiros e económicos considerados, sendo também a que corresponde ao mais baixo custo nivelado de geração de eletricidade, prevendo-se que garanta um consumo global equivalente a 66 habitações, na base de um consumo médio anual de 3,6 MWh.

Para além das conclusões já referidas e apesar das limitações assumidas no desenvolvimento deste modelo de estudo, acredita-se que os resultados alcançados podem contribuir para que este nível de produção descentralizada de eletricidade, o das *comunidades locais energeticamente sustentáveis* com recurso a fontes de energia renováveis, possa tornar-se uma realidade na região do Algarve.

Apesar das conclusões apresentadas, não se considera que este trabalho tenha finalizado, mas apenas que possa ter concretizado uma etapa de um objetivo mais lato. De facto, ao dar o seu contributo para que se possam desenvolver na região projetos comunitários energeticamente sustentáveis de geração de eletricidade, espera-se também poder sensibilizar e envolver as freguesias, os municípios e demais decisores da região do Algarve, para que possam agir como seus promotores.

O Algarve proporciona condições excecionais para a geração de eletricidade a partir do vento e do sol, com um número de horas anuais para produção eólica dos mais elevados do país, na Costa Vicentina, e com uma radiação solar média diária para produção solar fotovoltaica com valores elevados em toda a região. Por isso acredita-se que as *comunidades energéticas sustentáveis* podem promover um desenvolvimento económico e social mais equilibrado entre o interior e o litoral da região do Algarve e contribuir ativamente para a concretização de um novo desafio, o da mobilidade elétrica.

BIBLIOGRAFIA

- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research* 57, 195-204.
- Agência Portuguesa do Ambiente (2015). *Guia para a Avaliação de Impactes Ambientais de Parques Eólicos*. Lisboa.
- Almeida, R., Castronuovo, E., & Peças Lopes, J. (2006). Optimum Generation Control in Wind Parks when carrying out System Operator Requests. In *IEEE Trans. Power Systems* (pp. vol. 21, nº 2, pp.718-725). IEEE.
- Arrow, K., Dasgupta, P., Goulder, L., Daily, G., Ehrlich, P., Heal, G., . . . Walker, B. (2004). Are We Consuming Too Much? *Journal of Economic Perspectives*, 147-172.
- Asian Development Bank (2013). *Cost-benefit analysis for development: A practical guide*. Mandaluyong City, Philippines:: ADB - Asian Development Bank.
- Boardman, A., Greenberg, D., Vining, A., & Weimer, D. (2014). *Cost-Benefit Analysis, Concepts and Practice*. Pearson.
- Boccard, N. (2009, April 10). Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Elsevier*, pp. 2679-2688.
- Borenstein, S. (2012). The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. *Journal of Economic Perspectives*, 67-92, Volume 26, Number 1.
- Bottasso, C. L., & Croce, A. (2009). *Power Curve Tracking with Tip Speed Constraint usin LQR Regulators*. Milano, Italy: Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale, Politecnico di Milano.
- Bouffard, F., & Kirschen, D. S. (2008). Centralised and distributed electricity systems. *Energy Policy* 36, 4504-4508.
- Carlisle, N., Elling, J., & Penney, T. (2008). *A Renewable Energy Community: Key Elements*. NREL/TP-540-42774.
- Castro, R. (2009). *Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Introdução à Energia Eólica*. Lisboa: Instituto Superior Técnico - DEEC/Área Científica de Energia.
- Comissão Europeia (2003). *Manual de Análise de Custos e Benefícios dos Projetos de Investimento - Fundos Estruturais- FEDER, Fundo de Coesão, ISPA*. Bruxelas: Comissão Europeia.
- Commission for Environmental Cooperation (2010). *Guide to Developing a Community Renewable Energy Project in North America*. Montreal, Canada: Communications Department of the CEC Secretariat.
- Crawford, R. H. (2009). Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2653-2660.
- CRIA (2008). *Plano Regional de Inovação do Algarve*. Faro: Universidade do Algarve - Centro Regional de Inovação do Algarve.
- DGSS (2013). *Código dos Regimes Contributivos do Sistema Previdencial de Segurança Social*. Lisboa: Direção Geral de Segurança Social.
- Direção-Geral de Energia e Geologia (2019). *Renováveis, Estatísticas Rápidas*. Lisboa: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- Direção-Geral de Energia e Geologia (2013). *Balço Energético Sintético*. Lisboa: Ministério da Economia.
- Dóci, G., & Vasileiadou, E. (2015). "Let's do it our selves" Individual motivations for investing in renewables at community level. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41-50.

- Dolan, S. L., & Heath, G. A. (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power, Systematic Review and Harmonization. *Journal of Industrial Ecology*, Volume 16, Number S136.
- Eales, R., Smith, S., Twigger-Ross, C., Sheate, W., Özdemiroglu, E., Fry, C., . . . Foan, C. (2005). Emerging approaches to integrated appraisal in the UK, *Impact Assessment and Project Appraisal*, 23:2, 113-123,. *Tandfonline*, 23:2, 113-123,.
- ECOFYS (2014). *Subsidies and costs of EU energy*. Brussels: European Commission.
- Edenhofer, O., Hirth, L., Knopf, B., Pahle, M., Schlömer, S., Schmid, E., & Ueckerdt, F. (2013). On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, Volume 40, Supplement 1, December 2013, ISSN 0140-9883, S12-S23.
- EEA (2014). *Energy support measures and their impact on innovation in the renewable energy sector in Europe - European Environment Agency*. Denmark: European Union Publications Office.
- EIA (2014). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*. United States: EIA - US Energy Information Agency.
- El-Khattam, W., & Salama, M. M. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research* 71, 119-128.
- ERSE (2014). *Evolução Tarifária por Entidade Regulada*. Lisboa: ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos .
- Estanqueiro, A. (2010). INTECH Open Science. Retrieved 2014, from <http://www.intechopen.com/books/wind-power/the-future-energy-mix-paradigm-how-to-embed-large-amounts-of-wind-generation-while-preserving-the-ro>
- Estanqueiro, A., Castro, R., Flores, P., Ricardo, J., Medeiros, P., Rodrigues, R., & Lopes, J. (2007, October 24). *How to Prepare a Power System for 15% Wind Energy Penetration: the Portuguese Case study*. Retrieved 2014, from www.interscience.wiley.com: www.interscience.wiley.com
- EURELECTRIC “Preservation of Resources” Working Group’s. (July 2003). *Efficiency in Electricity Generation*. Brussels: Copyright © Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, VGB.
- European Commission (2013). *Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*. Brussels: European Union - Environment.
- European Commission (2008). *Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects*. Brussels: European Commission.
- European Commission (2008). *Second Strategic Energy Review, Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport*. Brussels: Commission of the European Communities.
- European Commission (2013a). *Commission Staff Working Document, Technology Assessment, Energy Technologies and Innovation*. Brussels: European Commission.
- European Commission (2013b). *EVALSED Sourcebook: Method and Techniques*. Brussels: European Commission.
- European Commission (2014,May). *EUROSTAT*. Retrieved from EUROSTAT: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- European Commission (2014b). *EU energy in figures - Statistical PocketBook*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Commission, Directorate-General Regional Policy (2006). *The New Programming Period 2007-2013 - Guidance on the Methodology for carrying out Cost_Benefit Analysis*. Brussels: European Commission.
- European Investment Bank (March 2013). *The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB*. Luxembourg: EIB.
- Eurostat (2019). *Energy Balance Sheets*. Luxembourg: European Union.

- EWEA (2009a). *Wind Energy - The Facts, Part I - Technology*. Brussels: EWEA- European Wind Energy Association.
- EWEA (2009b). *Wind Energy - The Facts, Part III - The Economics of Wind Power*. Brussels: EWEA - European Wind Energy Association.
- Fillion, N., MacDonald, B., & Magill, A. (2011, April 27). Power Output vs. Turbine Blade Pitch Angle. p. Group 3.
- Florio, M., & Vignetti, S. (2006). *Cost-benefit analysis of infrastructure projects in an enlarged European Union: an incentive_oriented approach*. Milano: Spinger.
- Furfari, S. (2010). O Mundo e a Energia. Desafios geopolíticos 1. As chaves para a compreensão. Vigo: Eixo Atlântico do Noroeste Peninsular.
- Garnaut, R. (2008). *The Garnaut Climate Change Review*. Cambridge University Press.
- Golding, E. (1976). *The Generation of Electricity by Wind Power*. New York: Halsted Press.
- Gollier, C., & Weitzman, M. L. (2010). How should the distant future be discounted when discount rates are uncertain? *Economics Letters*, 350–353.
- Hicks, J., Ison, N., Gilding, J., & Mey, F. (2014). *Community-owned renewable energy: a how to guide*. Sydney: Community Power Agency.
- Hirth, L. (2012). *Integration Costs and the Value of Wind Power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources*. Berlin: Potsdam-Institute for Climate Impact Research & Vattenfall GmbH.
- Holttinen, H., & Hirvonen, R. (2005). Power System Requirements for Wind Power. In *Wind Power in Power Systems* (pp. 143-165). England: T. Ackermann, John Wiley and Sons, Ltd.
- Huang, I. B., Keisler, J., & Linkov, I. (2011). Multi-criteria decision analysis in environmental sciences: Ten years of applications and trends. *Science of the Total Environment*, 3578–3594.
- IEA, International Energy Agency (2013). *Key World Energy Statistics*. Paris, France: OECD/IEA.
- INE / DGEG (2011). *Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico em 2010*. Lisboa: Estatísticas Oficiais.
- INEGI e APREN (2014, Agosto 26). *Energias Endógenas de Portugal*. Retrieved from E2P: <http://e2p.inegi.up.pt/>
- International Energy Agency (2018). *Key World Energy Statistics*.
- IRENA (2012a). *Renewable Power Generation Costs*. United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2012b). Wind Power. In IRENA, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series* (pp. Volume I: Power Sector, Issue 5/5, pages 18-33). Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, International Renewable Energy Agency.
- Jadallah, D. A., Mahmood, D. Y., & Abdulqader, Z. A. (2014). Optimal Performance of Horizontal Axis Wind Turbine for Low Speed Regime. *International Journal of Multidisciplinary and Current Research*, Vol. 2.
- Johnson, G. L. (2001, December 10). *Wind Energy Systems*. New York, United States: Manhattan, KS.
- Joskow, P. L. (2011). *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*. American Economic Review: Papers & Proceedings 2011, 100:3, 238–241.
- Jouini, E., Marin, J.-M., & Napp, C. (2010). Discounting and divergence of opinion. *Journal of Economic Theory*, 830–859.
- Kabir, M., Rooke, B., Dassanayake, G. D., & Fleck, B. A. (2012). Comparative life cycle energy, emission, and economic analysis of 100 kW nameplate wind power generation. *Renewable Energy*, 133-141.
- Karlynn, C., & Schwabe, P. (2009). *Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financing Input Variables, Technical Report NREL/TP-6A2-46671*. 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393: NREL - National Renewable Energy Laboratory.

- Kelly, S., & Pollitt, M. (2011). *The Local Dimension of Energy*. Cambridge: Cambridge Working Paper in Economics.
- Lambert, T., & Grue, A. (2012). The Matrix Time Series Method For MCP . *AWEA Windpower 2012*. Alanta, USA.
- Lantz, E. (2008). *Economic Development Benefits from Wind Power in Nebraska: A Report for the Nebraska Energy Office*. USA-Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Lantz, E., & Tegen, S. (2009). *Economic Development Impacts of Community Wind Projects: A Review and Empirical Evaluation*. Chicago: National Renewable Energy Laboratory.
- Lantz, E., Hand, M., & Wiser, R. (2012). The Past and Future Cost of Wind Energy. *World Renewable Energy Forum* (pp. NREL/CP-6A20-54526). Denver, Colorado: NREL.
- Lazard (2012). *Levelized Cost of Energy Analysis - Version 6.0*. USA: Lazard.
- Lazard (2014). *Levelized Cost of Energy Analysis - Version 8.0*. USA: Lazard.
- Lazard (2018). *Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0*. USA: Lazard.
- Leite da Silva, A., Manso, L., Sales, W., Resende, L., Aguiar, M., Matos, M., . . . Miranda, V. (2007). Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources. In *European Transactions on Electrical Power* (pp. Vol.17 Issue 4, pages 387 to 400). John Wiley and Sons.
- Lenzen, M., & Munksgaard, J. (2002). Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines—review and applications. *Renewable Energy*, 339-362.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). Aerodynamics of Wind Turbines. In *Wind Energy Explained, Theory Design and Application* (pp. 91-153). Chippenham, Wiltshire, Great Britain: John Wiley and Sons, Ltd, Publication.
- Marcantonini, C., & Ellerman, A. D. (February 2013). *The cost of Abating CO2 Emissions by Renewable Energy Incentives in Germany*. European University Institute, Italy: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research - CEEPR WP 2013-05.
- Matevosyan, J., Ackermann, T., & Bolik, S. M. (2005). Technical Regulations for the Interconnection of Wind Farms to the Power System . In *Wind Power in Power Systems* (pp. 115-140). England: T. Ackermann, John Wiley and Sons, Ltd.
- Meeus, L., von der Fehr, N.-H. M., Azevedo, I., He, X., Olmos, L., & Glachant, J.-M. (2013). *Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package*. European University Institute, Firenze - Italy: Annika Zorn.
- Mott MacDonald (2011). *Costs of low-carbon generation technologies*. London: Mott MacDonald, Prince House.
- Müller, W., Wille, V., Reumann-Schwichtenberg, J., Friedrich, R., & Arnold, S. (2011). *SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME THEME FP7-ENV-2007-1 Area 6.4.2.2. Sustainable development indicators WP5: Modelling of environmental and social sustainability indicators; D 5.1: Final report: Suitable indicators and indicator values for selected scenarios*. University of Stuttgart; University of Bath.
- Nordhaus, W. D. (2007). A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change. *Journal of Economic Literature*, 686-702.
- Nugent, D., & Sovacool, B. K. (2014). Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy*, 229-244.
- Ochieng, P. O., Manyonge, A. W., & Oduor, A. O. (2014). Mathematical analysis of tip speed ratio of a wind turbine and its effects on power coefficient. *International Journal of Mathematics and Soft Computing*, 61-66.
- Partidario, M. (2012). *Strategic Environmental Assessment Better Practice Guide - Methodological Guidance for Strategic Thinking in SEA*. Lisbon: Agência Portuguesa do Ambiente e Redes Energéticas Nacionais.

- Partidario, M. R. (2007). *Guia de Boas Práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - Orientações Metodológicas*. Amadora: Agência Portuguesa do Ambiente.
- Partidário, M. R. (2012). *Strategic Environmental Assessment Better Practice Guide - methodological guidance for strategic thinking in SEA*. Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente e Redes Energéticas Nacionais, SA.
- Pearce, D., Atkinson, G., & Mourato, S. (2006). *Cost-Benefit Analysis and the Environment, Recent Developments*. OECD PUBLISHING - ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy* 33, 787–798.
- Pordata (2014, Outubro 20). <https://www.pordata.pt/Subtema/Portugal/Energia-90>. Retrieved from Pordata - Base de Dados de Portugal Contemporâneo: <https://www.pordata.pt>
- Quinet, A., Baumstark, L., Célestin-Urbain, J., Pouliquen, H., Auverlot, D., & Raynard, C. (2008). *La valeur tutélaire du Carbone*. Paris: Centre d'Analyse Stratégique - AWS Édition.
- Ragheb, A., & Ragheb, M. (2010). Wind Turbine Gearbox Technologies. *Proceedings of the 1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC10)*. Amman, Jordan.
- Ragheb, M. (2014, 3 11). Optimal Rotor Tip Speed Ratio.
- Ragheb, M., & Ragheb, A. M. (2011). Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Tip Speed Ratio. In D. R. Carriveau, *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power* (pp. 19-38). Urbana-Champaign, Illinois, USA: Dr. Rupp Carriveau (Ed.), ISBN: 978-953-307-508-2, InTech.
- Rensselar, J. V. (2010, June). *Tribology & Lubrication Technology - The elephant*. Retrieved from www.stle.org.
- Rockwell Automation, Inc. (2014). *Arena user's guide*. USA: PUBLICATION ARENA-UM001F-EN-P.
- Rodrigues, M. (Abril 2013). *Análise custo-benefício - Principais questões sobre a elaboração da ACB e do cálculo do défice de financiamento*. Lisboa: Comissão Europeia.
- Rogers, A. L., Rogers, J. W., & Manwell, J. F. (2005). Comparison of the performance of four measure_correlate -predict algorithms. *Journal of wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 243-264.
- Ruggiero, S., Onkila, T., & Kuittinen, V. (2014). Realizing the social acceptance of community renewable energy: A process-outcome analysis of stakeholder influence. *Energy Research & Social Science*, 53-63.
- Scarborough, H. (2010). Decomposing the social discount rate. *Australian Agricultural and Resource Economics Society 2010 Conference (54th)* (p. 17). Adelaide: AgEcon.
- Schubel, P. J., & Crossley, R. J. (2012). Wind Turbine Blade Design. *Energies*, 3425-3449.
- Sequeira, C. (2012). *Título da Dissertação: A análise de vibrações como ferramenta para a melhoria da manutenção em aerogeradores*. Lisboa: Universidade Nova.
- Sheng, S., McDade, M., & Errichello, R. (2011). Wind Turbine Gearbox Failure Modes - A Brief. *ASME/STYL 2011 International Joint Tribology Conference*. Los Angeles, California: NREL/PR-5000-53084.
- Shepherd, A., Allen, P., Harper, P., Ison, N., & Hicks, J. (2012). *The Home Energy Handbook - A guide to saving and generating energy in your home and community*. Machynlleth, Powys, UK: Centre for Alternative Technology.
- Söder, L., & Ackermann, T. (2005). Wind power in Power Systems: An Introduction. In *Wind Power in Power Systems* (pp. 25-50). England: T. Ackermann, John Wiley and Sons, Ltd.
- Spackman, M. (2006). Social Discount Rates For The European Union: An Overview. *Fifth Milan European Economy Workshop*. Milan.
- Steinberger-Wilckens, R. (2005). Hydrogen as a Means of Transporting and Balancing Wind Power Production. In *Wind Power in Power Systems* (pp. 505-519). England: T. Ackermann, John Wiley and Sons, Ltd.

- Stern, N. (2007). *The Economics of Climate Change*. Cambridge University Press.
- Sucena Paiva, J., Ferreira de Jesus, J., Castro, R., Correia, P., Ricardo, J., Reis Rodrigues, A., . . . Esteves, B. (2005). Transient stability study of the Portuguese transmission network with a high share of wind power. *Proceedings of the XI ERIAC CIGRÉ – Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*. Paraguay.
- Tegen, S., Lantz, E., Hand, M., Maples, B., Smith, A., & Schwabe, P. (2013). *2011 Cost of Wind Energy Review*. Springfield, USA: NREL.
- Troen, & Petersen, E. L. (1989). *European Wind Atlas*. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory for the Commission of the European Communities.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Gunnar, L., & Ottmar, E. (2012). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Proceedings of the 12th IAEE European Conference*. Venice.
- Varun, Bhat, I. K., & Ravi, P. (2008). LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1067–1073.
- Walker, G., & Devine-Wright, P. (2008). Community renewable energy: What should it mean? *Energy Policy*, 497-500.
- Weitzman, M. L. (2007). A Review of The Stern Review on the. *Journal of Economic Literature Economics of Climate Change*, 703–724.
- Wiser, R., Lantz, E., Bolinger, M., & Hand, M. (February 2012). *Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects*. United States: NREL, National Renewable Energy Laboratory.
- World Energy Council (2013). *World Energy Resources 2013 Survey*. England: World Energy Council.
- World Energy Council (2019). *World Energy Resources - 2016 Survey* England: World Energy Council..

