



Comunidades Energéticas Sustentáveis: Estudo de Implementação de uma Comunidade Eólica no Algarve

FRANCISCO JOÃO MAGALHÃES CALHAU

Tese de Doutoramento em Gestão da Inovação e do Território

**Trabalho efectuado sob a orientação de:
PROFESSOR DOUTOR JOÃO GOMES GUERREIRO
PROFESSOR DOUTOR PEDRO PINTASSILGO**

**FARO
2015**

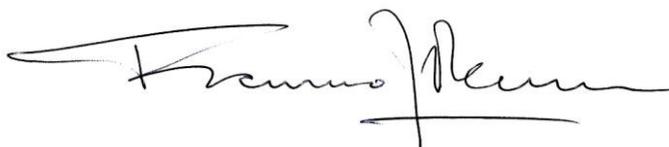
Comunidades Energéticas Sustentáveis: Estudo de Implementação de uma Comunidade Eólica no Algarve

Doutoramento em Gestão da Inovação e do Território

Declaração de Autoria do Trabalho

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

Francisco João Magalhães Calhau



.....
(assinatura)

Direitos de cópia ou Copyright

© **Copyright:** Francisco João Magalhães Calhau.

A Universidade do Algarve tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicitar este trabalho através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, de o divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Agradeço o apoio dado e o incentivo transmitido, desde o início deste trabalho, pelo Professor Doutor João Pinto Guerreiro. A sua orientação e a motivação inculcada, foram essenciais para que se concretizasse esta tese.

Agradeço ao Professor Doutor Pedro Pintassilgo o apoio e disponibilidade permanentemente manifestados, tendo sempre conduzido os trabalhos inerentes à orientação com o espírito de apoio de um colega. A sua orientação foi, também, essencial para a prossecução deste trabalho.

Agradeço a ajuda e apoio da minha colega, Doutora Cláudia Dias Sequeira, a quem devo os dados disponibilizados pela Iberwind relativos ao parque eólico da Lagoa Funda.

Agradeço a Tom Lambert, enquanto CEO da Mistaya Engineering, a disponibilização gratuita, por um período de três meses, do software Windographer, na versão Professional, tendo possibilitado concretizar a análise e tratamento dos dados de vento, assim como a aplicação do método MCP (Measure, Correlate and Predict).

Agradeço à Engenheira Sara Madeira o seu apoio e os esclarecimentos prestados sobre Sistemas de Informação Geográfica.

Dedicatória

À minha família; em particular à minha mulher pelo apoio dado, pela sua presença e partilha dos momentos difíceis da elaboração deste trabalho.

RESUMO

Esta tese aborda o tema da produção de eletricidade com recurso à energia eólica, realçando-se o seu contributo para a redução das emissões de dióxido de carbono e demais gases causadores do efeito de estufa.

O principal objetivo deste trabalho foi o de estudar a implementação de uma unidade de produção 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 produção de eletricidade de forma descentralizada, em particular através da energia eólica. Nesse sentido, incentiva-se a constituição de sistemas locais de produção 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 produção 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, da região do Algarve.

ABSTRACT

This thesis 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 wind energy unit that might produce electricity to supply the own consumption of a small local community in the Algarve region and evaluate its financial and economic feasibility. At the same time, the study might contribute to the increased 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 to 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 Measure-Correlate-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 was conducted a cost-benefit analysis, determining 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 and evaluated their effects on the performance indicators.

Based on the empirical study, it can be concluded that the three simulated options are both financial and economical 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, in the Algarve region.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Enquadramento e objetivos do trabalho	1
1.2 Estrutura da tese	5
2. FONTES DE ENERGIA E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	16
2.1 Principais fontes de energia	16
2.2 Energias renováveis e produção de eletricidade	24
2.3 Portugal no contexto Europeu	29
2.4 Energias renováveis e produção de eletricidade em Portugal.....	39
2.5 Energias renováveis no Algarve	41
3. ENERGIA EÓLICA E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	49
3.1 Energia do vento	50
3.2 Fatores de influência num regime de ventos.....	56
3.2.1 Influência da pressão atmosférica e da densidade do ar	56
3.2.2 Influência da altitude.....	58
3.2.3 Influência da turbulência.....	60
3.3 Tratamento estatístico de um regime de ventos	61
3.4 Cálculo da energia elétrica produzida por um aerogerador	63
3.5 Cálculo do coeficiente de potência	66
3.6 Intermitência e seu efeito na rede elétrica.....	71
4. COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS	73
4.1 Conceito de comunidade energética local.....	73
4.2 A energia eólica nas comunidades energéticas	88
5. AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE PRODUÇÃO EÓLICA DE ELETRICID	95
5.1 Técnicas de avaliação de projetos de investimento	95
5.1.1 Avaliação ambiental estratégica.....	95
5.1.2 Avaliação de impacte ambiental	97
5.1.3 Análise de Custo-Eficácia.....	99
5.1.4 Análise Multicritério	101
5.1.5 Análise do Ciclo de Vida	103
5.2 Análise de Custo-Benefício nos projetos de prod eólica de eletricidade....	106
5.2.1 Descrição, objetivos e opções alternativas ao projeto.....	109
5.2.2 Análise de viabilidade do projeto.....	109

5.2.3	Análise Financeira.....	110
5.2.3.1	Indicadores e principais componentes da estrutura financeira	110
5.2.3.2	Taxa de atualização financeira.....	112
5.2.3.3	Metodologia de análise	113
5.2.3.4	Retorno financeiro do investimento.....	114
5.2.3.5	Sustentabilidade e viabilidade financeira do investimento	115
5.2.4	Análise Económica	115
5.2.4.1	Indicadores e principais componentes da estrutura económica	115
5.2.4.2	Correção dos valores de mercado	116
5.2.4.3	Monetização de impactos não comercializáveis.....	118
5.2.4.4	Taxa atualização social	118
5.3	Análise de sensibilidade e de risco	122
5.4	Custo nivelado de eletricidade	125
6.	PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR ENERGIA EÓLICA	133
6.1.	Modelo comunitário de produção - descrição genérica do modelo	133
6.2	Vertente tecnológica	134
6.2.1	Principais variáveis	134
6.2.2	Aerogeradores de pequena e média potência.....	143
6.2.3	Caracterização geográfica	144
6.2.4	Tratamento de dados do vento	146
6.2.5	Seleção do aerogerador e suas características técnicas	148
6.2.6	Previsão da produção de energia elétrica.....	150
6.2.7	Caracterização de consumos da comunidade local	150
6.3	Vertente económica.....	151
6.3.1	Variáveis financeiras e económicas do estudo.....	152
6.3.2	Custos de investimento	153
6.3.3	Custos operacionais.....	157
6.3.4	Enquadramento legal, incentivos e receitas	159
7.	CASO DE ESTUDO NA COSTA VICENTINA	170
7.1	Vertente tecnológica do modelo	173
7.1.1	Dados da estação meteorológica de Sagres.....	175
7.1.2	Dados de vento do parque eólico da Iberwind na Lagoa Funda	178
7.1.3	Correlação de dados de vento de Sagres e Lagoa Funda	182
7.1.4	Constituição do modelo digital do terreno	190
7.1.5	Previsão do escoamento do vento e das velocidades médias por perfis ..	192

7.1.6 Cálculo da previsão da produção anual de eletricidade	195
7.2. Análise de Custo-Benefício	199
7.2.1. Análise Financeira.....	202
7.2.1.1 Custos de Investimento	203
7.2.1.2 Despesas e receitas de exploração	204
7.2.1.3 Fontes de financiamento	206
7.2.1.4 Taxa de atualização financeira.....	207
7.2.1.5 Indicadores de desempenho financeiros	208
7.2.1.6 Viabilidade financeira do projeto.....	211
7.2.2. Análise económica	213
7.2.2.1. Correção dos valores de mercado, fatores de conversão	213
7.2.2.2. Custos das emissões de gases nocivos ao ambiente.....	214
7.2.2.3. Taxa de atualização económica	217
7.2.2.4. Indicadores de desempenho económico.....	217
7.3. Análise de Sensibilidade	221
7.3.1. Avaliação de impactos nos indicadores de desempenho	221
7.4 Análise de cenários	232
7.5 Análise de risco	236
7.5.1 Caracterização probabilística das variáveis de input	237
7.5.2. Comportamento probabilístico dos indicadores de desempenho.....	240
7.5.3 Avaliação dos resultados.....	241
8. CONCLUSÕES	246
BIBLIOGRAFIA	255
APÊNDICE I	263
APÊNDICE II	265
APÊNDICE III	269
APÊNDICE IV	274
APÊNDICE V	284

GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Produção Mundial de Eletricidade por Fonte de Energia.....	17
Gráfico 2.2 - Repartição por Fonte de Energia da Produção de Eletricidade.....	17
Gráfico 2.3 - Energia primária total fornecida por tipo de fonte	19
Gráfico 2.4 - Capacidade Hídrica Instalada.....	24
Gráfico 2.5 - Produção Hídrica.....	25
Gráfico 2.6 - Energia Eólica – 10 Mais em Potência Instalada	26
Gráfico 2.7 - Energia Eólica – 10 Mais em Produção de Eletricidade	26
Gráfico 2.8 – Energia Eólica – 10 Mais em Eficiência	27
Gráfico 2.9 - Energia Solar Fotovoltaica – 10 Mais em Potência Instalada.....	28
Gráfico 2.10 - Energia Solar Fotovoltaica – 10 Mais em Produção de Eletricidade	28
Gráfico 2.11 - Energia Solar Fotovoltaica – 10 Mais em Eficiência.....	29
Gráfico 2.12 - Intensidade Energética na União Europeia	30
Gráfico 2.13 - Produtividade Energética na União Europeia	31
Gráfico 2.14 - Dependência Energética na União Europeia	31
Gráfico 2.15 - Evolução da Dependência Energética Nacional.....	32
Gráfico 2.16 - Parcela de Energias Renováveis no Consumo Final na UE.....	33
Gráfico 2.17- Eletricidade Gerada por Fontes Renováveis na UE	34
Gráfico 2.18 -Energias Renováveis no Setor dos Transportes na UE	35
Gráfico 2.19 - Consumo de Eletricidade por Setor de Atividade	36
Gráfico 2.20 - Consumo de Eletricidade per Capita.....	36
Gráfico 2.21 - Preços de Eletricidade para o Setor Residencial	37
Gráfico 2.22 - Preços de Eletricidade para Médias Empresas do Setor Industrial	38
Gráfico 2.23 - Produção Instalada por Fonte de Energia Renovável.....	39
Gráfico 2.24 - Produção Anual por Fonte de Energia Renovável	40
Gráfico 2.25 - Energia Fotovoltaica na Micro e Minigeração de Eletricidade.....	41
Gráfico 2.26 - Potência Instalada de Energias Renováveis por Distrito	43
Gráfico 2.27 - Potência Instalada de Energias Renováveis no Algarve	43
Gráfico 2.28 - Potência instalada de Energia Fotovoltaica por Região	44
Gráfico 2.29 - Produção de Eletricidade por Energia Fotovoltaica e por Região	45
Gráfico 2.30 - Potência Eólica instalada por Região	46
Gráfico 2.31 - Produção Eólica de Eletricidade por Região.....	46
Gráfico 3.1 - Variação da Pressão Atmosférica com a Altitude.....	57
Gráfico 3.2 - Distribuição de Frequência de Velocidade do Vento.....	61
Gráfico 3.3 - Influência dos Parâmetros da Função de Weibull.....	62
Gráfico 3.4 - Influência dos Parâmetros da Função de Weibull.....	62
Gráfico 3.5 - Influência dos Parâmetros da Função de Weibull.....	63
Gráfico 3.6 - Densidade de Potência Disponível.....	65
Gráfico 3.7 - Distribuição Relativa Anual de Velocidades do Vento.....	67
Gráfico 3.8 - Curva Característica de um Aerogerador	67
Gráfico 3.9 - Distribuição Relativa da Produção Anual de Eletricidade	69
Gráfico 3.10 - Distribuição Relativa Anual de Valores de Coeficiente de Potência	69
Gráfico 3.11 - Energia Eólica em Portugal	71
Gráfico 4.1 - Westmill Wind Speed and Power Output Graph	93

Gráfico 5.1 - Publicações com AMC por Tema	103
Gráfico 6.1 - Evolução do Custo das Turbinas Eólicas	155
Gráfico 6.2 - Cenários de Evolução dos Custos de Investimento das Turbinas	156
Gráfico 6.3 - Evolução dos Custos de Investimento na Península Ibérica	156
Gráfico 6.4 - Evolução do Preço Médio Diário no Mercado Ibérico de Eletricidade ..	163
Gráfico 6.5 –Evolução do Valor da Tarifa de Referência	166
Gráfico 7.1 - Dados de velocidade e Direção dos Ventos em Sagres (IPMA)	174
Gráfico 7.2 - Histograma das Velocidades Médias em Sagres.....	176
Gráfico 7.3 - Médias Diárias de Velocidade em Sagres entre 2008 e 2012	176
Gráfico 7.4 - Médias Diárias de Velocidade e de Densidade de Potência.....	177
Gráfico 7.5 - Médias Mensais de Velocidade em Sagres	177
Gráfico 7.6 - Distribuição dos Ventos em Sagres.....	178
Gráfico 7.7 – Histogramas dos Ventos a 40m e a 80 m na Lagoa Funda.....	179
Gráfico 7.8 - Médias Diárias de Velocidade na Lagoa Funda.....	180
Gráfico 7.9 - Médias Diárias de Velocidade e Densidade de Potência	181
Gráfico 7.11 - Distribuição dos ventos a 40m e a 80m na Lagoa Funda.....	182
Gráfico 7.12 – Comparação das séries de dados de Sagres e da Lagoa Funda	182
Gráfico 7.14 - Perfil Diário de Velocidades de Sagres e da Lagoa Funda	183
Gráfico 7.15 - Perfil Mensal de Velocidades de Sagres e da Lagoa Funda.....	184
Gráfico 7.16 - Direções Médias dos Ventos de Sagres e da Lagoa Funda.....	184
Gráfico 7.17 - Histograma das Velocidades Médias e Distribuição Weibull	188
Gráfico 7.18 - Médias Diárias de Velocidade e Densidade Potência por Mês	189
Gráfico 7.19 - Direções dos ventos. Registos de Frequências.....	190
Gráfico 7.20 – Curvas Características dos Aerogeradores Testados	196
Gráfico 7.21 – Pormenor das Curvas Características dos Aerogeradores Testados.....	196
Gráfico 7.22 - Preços de Eletricidade no Setor Residencial em Portugal e UE	222
Gráfico 7.23 – Análise de Sensibilidade, Valor Atual Líquido Financeiro.....	226
Gráfico 7.24 - Análise de Sensibilidade, Taxa Interna de Retorno Financeira	227
Gráfico 7.25 – Análise de Sensibilidade, Valor Atual Líquido Económico.....	228
Gráfico 7.26 – Análise de Sensibilidade, Taxa Interna de Retorno Económica.....	229

TABELAS

Tabela 2.1 - Carvão – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência	20
Tabela 2.2 - Petróleo – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência	21
Tabela 2.3 - Gás Natural – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência.....	22
Tabela 2.4 - Nuclear – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência	23
Tabela 2.5 - Energia Fotovoltaica – Número de Horas de Produção Equivalente	45
Tabela 2.6 - Energia Eólica – Número de Horas de Produção Equivalente	47
Tabela 3.2 - Potencial de Produção Anual de Eletricidade.....	68
Tabela 3.3 - Estudos de Desvios de Valores de Coeficientes de Potência	70
Tabela 4.1 - Tecnologias na Produção Descentralizada	78
Tabela 4.3 - Fontes de Energia Renovável e Organização das CRE	83
Tabela 4.4 - Stakeholders, Níveis de Atuação, Influência e Resultados	84
Tabela 5.1 - EIA e AAE – o que está em causa?	99
Tabela 5.3 - Redução Efetiva de Emissões dos Aerogeradores de 850 Kw e 3MW	105
Tabela 5.4 - Fator de Atualização a_t de uma Taxa d e Período de n	111
Tabela 5.5 – Valores de Referência Temporal de Projetos por Setores de Atividade..	111
Tabela 5.6 - Estimativa de Taxas Anuais de Retorno Financeiro.....	113
Tabela 5.7 - Estrutura de Fluxos na Análise Financeira	114
Tabela 5.8 - Estimativas de Taxas de Atualização Social	120
Tabela 5.9 - Taxas de Atualização Social de Alguns Países da EU,	121
Tabela 5.10 - Custos de Investimento, Operacionais e de Manutenção por Energia ...	126
Tabela 5.11 - Dados Gerais por Fonte de Energia.....	127
Tabela 5.12 - Cenários para Custos Nivelados de Eletricidade por Fonte de Energia .	128
Tabela 5.13 - Custos Nivelados de Produção de Energia.....	132
Tabela 6.1 – Influência do Coeficiente de Velocidade Periférica	139
Tabela 6.2 – Relação entre Coef: Velocidade Periférica e Coef. Potência.....	139
Tabela 6.3 - Relação entre o N° de Polos e Velocidade Rotação do Aerogerador	141
Tabela 6.4 - Classificação dos Aerogeradores de Baixa Potência.....	143
Tabela 6.5 - Aplicações de Sistemas Eólicos de Baixa Potência.....	143
Tabela 6.6 - Principais Características dos Aerogeradores Testados	149
Tabela 6.7 - Desagregação dos Custos de Instalação	153
Tabela 6.8 - Desagregação dos Custos do Equipamento	154
Tabela 6.9 - Projeção dos Custos de Investimento	155
Tabela 6.10 - Custos Operacionais Fixos e Variáveis	158
Tabela 6.11 – Unidades de Produção previstas no Decreto-Lei 153/2014.....	166
Tabela 6.12 – Medidas de Apoio na Europa por Fonte de Energia.....	169
Tabela 7.1 - Resultados obtidos pelo Método MCP por algoritmo testado.....	187
Tabela 7.2 - Erros Observados.....	187
Tabela 7.3 - Características dos Aerogeradores Testados e Produção Anual.....	197
Tabela 7.4 – Produção Anual Prevista por Simulação no WindSim	197
Tabela 7.5 - Principais Parâmetros para a Análise de Custo-Benefício	201
Tabela 7.6 - Principais Expressões Analíticas	202
Tabela 7.7 – Custos de Investimento dos Aerogeradores Testados.....	204
Tabela 7.8 – Custos Operacionais dos Aerogeradores Testados	205

Tabela 7.9 – Receitas Operacionais dos Aerogeradores Testados.....	206
Tabela 7.10 – Encargos de Financiamento dos Aerogeradores Testados.....	207
Tabela 7.11 - Fatores de Atualização para Taxa 5% e Período de 15 anos	208
Tabela 7.12 – Indicadores Financeiros, Resultados Obtidos	209
Tabela 7.13 - Rácio Valor Atual Líquido Financeiro / Habitação Equivalente.....	211
Tabela 7.14 – Sustentabilidade Financeira, Resultados Obtidos	212
Tabela 7.15 - Fatores Específicos de Conversão	213
Tabela 7.16 – Custo de Emissões tnCO ₂]	215
Tabela 7.17 – Custo CO ₂ em 2014, Recomendação de Quinet.....	215
Tabela 7.18 - Valores Nacionais dos Custos de Emissões de CO ₂	215
Tabela 7.19 – Indicadores Económicos, Resultados Obtidos.....	218
Tabela 7.20 - Rácio Valor Atual Líquido Económico / Habitação Equivalente.....	219
Tabela 7.21 - Taxas de Atualização Social em Países da OCDE	224
Tabela 7.22 - Variáveis de <i>Input</i> Comuns e Limites de Variação	224
Tabela 7.23 – Variáveis de <i>Input</i> e Limites de Variação por Aerogerador	225
Tabela 7.24 - Variáveis de <i>Output</i>	225
Tabela 7.25 – Valor Atual Líquido Financeiro, Análise de Sensibilidade	226
Tabela 7.26 – Taxa Interna de Retorno Financeira, Análise de Sensibilidade	227
Tabela 7.27 – Valor Atual Líquido Económico, Análise de Sensibilidade	228
Tabela 7.28 – Taxa Interna de Retorno Económica, Análise de Sensibilidade	229
Tabela 7.29 - Impacto das Variáveis de <i>Input</i> nos Indicadores de Desempenho	230
Tabela 7.30 - Impacto das Variáveis de <i>Input</i> nos Indicadores de Desempenho	230
Tabela 7.31 - Impacto das Variáveis de <i>Input</i> nos Indicadores de Desempenho	231
Tabela 7.32 - Análise de <i>Cenários</i> para o Aerogerador de 35KW de Potência.....	233
Tabela 7.33 - Análise de <i>Cenários</i> para o Aerogerador de 50KW de Potência.....	234
Tabela 7.34 - Análise de <i>Cenários</i> para o Aerogerador de 60KW de Potência.....	235
Tabela 7.35 - Variáveis de <i>Input</i> Comuns, Limites de Variação e Distribuições Prob	237
Tabela 7.36 – Variáveis de <i>Input</i> , Variação e Distribuição Probabilística	239
Tabela 7.37 - Variáveis de <i>Input</i> , Variação e Distribuição Probabilística.....	239
Tabela 7.38 - Variáveis de <i>Input</i> , Variação e Distribuição Probabilística.....	240
Tabela 7.39 – Aerogerador de 35 KW, Resultados da Análise de Risco	241
Tabela 7.40 – Aerogerador de 50 KW, Resultados da Análise de Risco	242
Tabela 7.41 – Aerogerador de 60KW, Resultados da Análise de Risco	244
Tabela IV.1 - Emissões de um Parque Eólico e de Centrais de Energia Fóssil.....	279
Tabela IV.2 - Redução de Custos de Emissões de CO ₂ por Fonte Renovável.....	283

FIGURAS

Figura 3.1 - Imagem Meteorológica do Atlântico e da Europa	51
Figura 3.2 - Interactive Mapping System - SWERA	52
Figura 3.3 - European Wind Atlas Onshore and Offshore - RisØ	53
Figura 3.4 - Mapas NEPS_LNEG	54
Figura 3.5 - Atlas Eólico LNEG	54
Figura 3.6 (a) - Atlas Eólico LNEG – Velocidades Médias na Costa Vicentina.....	55
Figura 3.6 (b) - Atlas Eólico LNEG – NEPS na Costa Vicentina	56
Figura 4.1 - Comunidade Energética por Fonte Renovável - Criação e Resultados	74
Figura 4.4 -Benefícios e Motivações Resultantes das <i>CORE</i>	86
Figura 4.5 – Comunidade Energética em Feldheim	89
Figura 4.6 - Horshader Community Development, Scotland	90
Figura 4.7 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited	92
Figura 4.8 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited	93
Figura 4.9 - Energy4all Limited Community Ownership, GB	94
Figura 5.1 - Diferença entre EIA e AEA	98
Figura 5.2 – Esquema de Submissão à AIA de Projetos de Parques Eólicos	100
Figura 5.3 - Estrutura Básica da Análise Financeira	113
Figura 5.4 - Etapas e Conceitos da Análise Económica	116
Figura 5.5 - Função Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal	123
Figura 5.6 - Função Densidade de Probabilidade da Distribuição Triangular.....	124
Figura 6.1 – Representação Esquemática da <i>Nacelle</i> de um Aerogerador	134
Figura 6.2 – Componentes de um Aerogerador	135
Figura 6.3 – Solicitações Aerodinâmicas nas Pás.....	136
Figura 6.4 – Esforços Axiais nas Pás –Representação Esquemática	137
Figura 6.5 – Perfil de uma Pá – Forças de Sustentação e de Arrasto	137
Figura 6.6 – Representação Esquemática do Trem de Velocidades do Aerogerador...	140
Figura 6.7 - Gerador Multipolar Síncrono	142
Figura 6.8 - Cobertura Temática de Coordenadas Locais	144
Figura 6.9 - Modelo Digital de Terreno com Localização do Aerogerador	145
Figura 6.10 - Representação Tridimensional do Modelo Digital de Terreno	145
Figura 6.11 - Estimativa do Valor de Produção Anual de Eletricidade.....	147
Figura 6.12 - Dados de um Aerogerador de 100 KW de Potência Nominal	149
Figura 7.1 - Imagem de Satélite obtida do Google Earth	172
Figura 7.2 - Fluxograma da Componente Tecnológica	173
Figura 7.3 - Informação da Correlação entre a Série de Referência e a Série Alvo	185
Figura 7.4 - Ampliação da Figura 7.3	186
Figura 7.5 - Constituição de um “ <i>Mosaico</i> ” Georreferenciado.....	190
Figura 7.6 - Representação da “ <i>Shapefile</i> ” de Pontos Georreferenciados	191
Figura 7.7 - Imagens do Modelo Digital do Terreno	192
Figura 7.8 - Dados das Velocidades e Direções do Vento obtidas no WindSim.....	194
Figura 7.9 - Perfil Bidimensional das Velocidades Médias a 30m do Solo	195
Figura 7.10 – Repartição por Tecnologia da Energia Fornecida pela EDP em 2013 ...	216

Figura 7.11 – Distribuições Probabilísticas das Variáveis Comuns	238
Figura 7.12 – Aerogerador de 35 KW, Distribuições Probabilísticas das Variáveis....	239
Figura 7.13 - Aerogerador de 50 KW, Distribuições Probabilísticas das Variáveis ..	239
Figura 7.14 - Aerogerador de 60 KW, Distribuições Probabilísticas das Variáveis	240
Figura AII.1 - Caudal Mássico de Ar em Direção ao Rotor de um Aerogerador	265
Figura AIII.1 - Variação do Coeficiente de Potência com a Relação TSR	272
Figura AIII.2 – Representação Esquemática das Forças de Sustentação e de Arrasto	273
Figura AIII.3 - Representação Esquemática dos Ângulos de Ataque e de Inclinação .	273
Figura IV.1 – Representação Esquemática do Sistema <i>LCOE</i>	276
Figura IV.2 – Acréscimo de Custos de Integração das Renováveis no Sistema Geral.	277
Figura IV.3 - Acréscimo de Custos de Integração das Eólicas no Sistema Geral	278

1. INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento e objetivos do trabalho

Um dos maiores desafios que a Humanidade atualmente enfrenta é o de garantir o fornecimento de energia, à escala global, de forma a satisfazer o consumo dos países desenvolvidos e o crescimento dos países em vias de desenvolvimento garantindo, 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 deverá, 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, p6),

...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 (2013), a China, em 2011, com a maior capacidade instalada em energia eólica a nível mundial, 62.364 MW, era o segundo produtor de eletricidade com 73.200 GWh. Os Estados Unidos com uma capacidade instalada de 46.919 MW, eram, em 2011, o primeiro produtor mundial de eletricidade, com 120.177 GWh.

Em resultado de uma opção estratégica de aposta na instalação de parques eólicos, a partir de 2005, Portugal atinge lugares cimeiros na produção de eletricidade, ocupando,

em 2011, o 9º lugar com uma produção de 9.162 GWh, correspondente a uma potência instalada de 4.336 MW.

A gestão de forma sustentável do consumo de energia, do consumo de água e a procura crescente de bens alimentares, em particular dos cereais, representam 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. O trabalho que se pretende realizar centra-se na análise do potencial que as energias renováveis, em particular a eólica e a fotovoltaica (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 realizados por empresas geograficamente externas à região, em resultado de processos de licenciamento de âmbito nacional.

A instalação de sistemas eólicos de produção de eletricidade de cariz comunitário e local (*Wind Communities*) pode ter impacto na economia local e regional, essencialmente resultante 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; por último, 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 sociocultural, 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 temos que encarar, futuramente, a geografia espacial e as novas formas de ordenamento do território, que se propõem abordar com este trabalho.

Por outro lado, a atual crise económica e os elevados níveis de desemprego registados nas diferentes atividades e profissões, ao afetar especialmente os jovens dotados de formação média e superior, não só tem engrossado o contingente de emigrantes que procuram alternativas e oportunidades de realização profissional fora do país, como tem criado níveis de insatisfação, e mesmo de desilusão, quanto às expectativas geradas em torno das grandes urbes.

Contrariando este cenário, 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 setor agrícola. Estes jovens rurais, qualificados social, cultural e educacionalmente, se devidamente apoiados e incentivados, podem vir a constituir 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 este trabalho pretende-se avaliar a possibilidade de dar maior autonomia aos pequenos aglomerados urbanos do interior do Algarve, na perspetiva de produção 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 produção de eletricidade, de forma sustentável, para consumo próprio.

Tem-se a convicção de que o surgimento deste tipo de comunidades possa, 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.

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

A viabilidade do projeto pressupõe, naturalmente, a existência de locais, na proximidade do aglomerado urbano em causa, em que seja possível instalar os equipamentos de produção 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-se, para tal, selecionado 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, tendo-se obtido as respetivas previsões de produção anual de eletricidade.

Com base nas previsões da produção de eletricidade, foi possível concretizar o principal objetivo deste trabalho, que consistiu em avaliar a viabilidade financeira e económica da implementação de uma comunidade local energeticamente sustentável, na região do Algarve, utilizando a energia eólica em pequena escala.

1.2 Estrutura da tese

Este trabalho divide-se em duas partes, integrando a primeira cinco capítulos em que se pretende contextualizar e fundamentar teoricamente o estudo levado a cabo e descrito na segunda parte.

Na primeira parte, capítulo dois, aborda-se a 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, continuem a ser as fontes de energia fóssil a manter a hegemonia, principalmente no setor dos transportes (World Energy Council, 2013).

Na produção de eletricidade, salienta-se a forte quebra da componente de produção a partir do petróleo, de 20,9% em 1971 para apenas 4,8% em 2011, bem como a manutenção do carvão como a principal fonte primária para este setor, com um peso de 41,3%. Realça-se, ainda, o aumento da produção com base no gás natural, crescendo de 13,3% para 21,9% 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 crescer de 11 para 16%.

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

Ainda no capítulo dois, relativamente aos indicadores *intensidade energética* [$Kg_{pe}/1000€$], *produtividade energética* [$Kg_{pe}/1000€$] e *dependência energética* [%] (Eurostat, 2014a), é feita a comparação dos valores nacionais com os da média europeia, sendo de realçar negativamente que, apesar da evolução positiva registada a partir de 2005, Portugal ainda apresentava, em 2012, uma dependência do exterior de cerca de 79,5% do seu consumo, valor significativamente superior aos 53,4% 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 47,6% do consumo nacional de eletricidade, em 2012, já era garantido por produção renovável, valor muito acima dos 23,5% da média europeia, enquanto que no setor dos transportes a incorporação de 0,4% de energia renovável representava um valor praticamente residual, muito abaixo dos 5,1% da média europeia, valor este já por si baixo.

Dá-se expressão ao forte crescimento verificado a nível nacional, entre 2005 e 2014, na potência instalada de energia eólica, representando já 42% da potência instalada em fontes de energia renovável, com 4.808 MW e produção de 12.502 GWh de eletricidade, praticamente a par dos 43% de potência das grandes hídricas existentes, com 4.877 MW e produção de 14.103 GWh (Direção Geral de Energia e Geologia, 2014).

Quanto à energia solar fotovoltaica, salienta-se o facto de representar a quase totalidade da capacidade instalada no setor residencial e de pequena produção, atingindo 210 GWh de produção em 2014, para além dos parques de grande dimensão existentes, gerando 557 GWh de eletricidade.

Para finalizar o capítulo dois, analisam-se alguns dados relativos à penetração das fontes de energia renovável na região do Algarve. Sublinha-se o potencial de produção 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 Agosto de 2013 e Julho de 2014, o valor mais elevado a nível nacional em termos de *nº de horas de produção equivalente*, com 2.651 horas. No mesmo período, em termos de produção fotovoltaica de eletricidade, a região apresentava o segundo melhor valor a nível nacional com 1.684 *horas de produção equivalente*, valor este só superado pela região alentejana com 2.027 horas (Direção Geral de Energia e Geologia, 2014). 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.

O capítulo três, inteiramente dedicado à produção de eletricidade através da energia eólica, foca-se em 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. Neste contexto foram realçadas fontes de dados de vento, destacando-se o *Global Atlas for Renewable Energy* da autoria da IRENA- International Renewable Energy Agency; o *Interactive Mapping System* da SWERA-Solar and Wind Energy Resource Assessment; o *European Wind Atlas* do Risø National Laboratory, bem como o *Atlas Eólico* nacional disponibilizado pelo LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

Ainda no capítulo três é descrito, sucintamente, o tratamento estatístico de um regime de ventos a partir do registo do número de ocorrências de cada velocidade média horária relativamente ao número total de horas do intervalo de tempo em análise e da sua representação em termos de distribuição de frequências, sendo destacada a distribuição de Weibull como a mais adequada para este tratamento estatístico. Abordam-se ainda os conceitos de *potência disponível*, *densidade de potência disponível*, bem como o de *potência máxima*, limitada pelo *coeficiente de Betz* a um valor limite de 59,3% da potência disponível. Explica-se o conceito de *coeficiente ou fator de potência*, como sendo a relação da potência mecânica extraída pelo aerogerador face à potência disponível (Johnson, 2001) (Castro, 2009).

O capítulo quatro é dedicado às *comunidades energéticas sustentáveis*, associando este conceito à produção para consumo local de eletricidade, a partir de fontes de energia renováveis. Seguindo a definição conceptual da NREL - National Renewable Energy Laboratory, enumeram-se as cinco componentes essenciais para que uma comunidade energética possa ser considerada *Renewable Energy Community* (Carlisle, Elling, & Penney, 2008). 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 perspetivas de abordagem segundo Walker e 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 produção de eletricidade (Bouffard & Kirschen, 2008). Características como a *finalidade*, a *localização*, a *potência instalada*, a *área de fornecimento*, a *tecnologia*, o *impacte ambiental*, o *modo de funcionamento*, o *regime de propriedade* e o *grau de penetração* são tidas em consideração na classificação dos

sistemas descentralizados de produção de eletricidade (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001).

Uma das classificações de sistemas descentralizados de produção de eletricidade a que é dado destaque, ainda no capítulo quatro, é a de Kelly e Pollitt (2011), em que são considerados três níveis: o nível residencial ou de *micro-scale*; as *comunidades energéticas* ou sistemas urbanos locais organizados, por exemplo, em cooperativas; os *sistemas locais*, geralmente dependentes do poder local ou regional. É ainda referido o estudo recente de Dóci e Vasileiadou (2015) baseado nos resultados obtidos em entrevistas realizadas em 2 comunidades na Holanda e 2 na Alemanha, sobre razões fundamentais que podem motivar os residentes de comunidades em geral, levando-os a constituir *REC – Renewable Energy Communities*. É também referido o estudo de Ruggiero *et al* (2014), sobre a influência dos diversos *stakeholders* aos níveis *macro*, *inter* e *intracomunitário* no desenvolvimento das comunidades de energias renováveis.

Dá-se ainda destaque à designação *CORE – Community Owned Renewable Energy*, (Hicks, Ison, Gilding, & Mey, 2014), como projetos que assentam em *4D's*, ou seja quatro princípios fundamentais: *Decarbonising, Decentralising, Democratising, Demonstrating*. Refere-se ainda que estes autores, citando Shepherd, Allan; Allen, Paul; Harper, Peter; Ison, Nicky; Hicks, Jarra (2012), consideram as motivações, para a constituição deste tipo de comunidades, integradas em cinco grandes áreas temáticas: *Social, Ambiental, Tecnológica, Política e Económica*. Por último, o capítulo quatro integra ainda vários exemplos, em diferentes países, de comunidades energéticas que utilizam a energia eólica para a produção e consumo de eletricidade.

No capítulo cinco 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*; a *Análise Multicritério*; a *ACE – Análise de Custo-Eficácia* 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.

Relativamente à *Análise de Custo-Eficácia*, salienta-se que o seu objetivo é o de avaliar a eficácia de um projeto, sendo uma técnica mais adequada para avaliar alternativas que possam otimizar benefícios, mas não adequada para tomadas de decisão em relação a um projeto considerado isoladamente. Ou seja, é uma técnica útil para efetuar comparações entre alternativas do mesmo âmbito, não devendo contudo ser utilizada na comparação de projetos com objetivos diferentes ou na análise de um projeto com múltiplos objetivos (European Commission, 2013a).

A *Análise de Multicritério*, segundo o guia *EVALSED – Evaluation of Socio-Economic Development* (European Commission, 2013a), apresentando semelhanças com técnicas adotadas no campo do desenvolvimento organizacional ou gestão de sistemas de informação, é normalmente utilizada na análise de situações de conflito, para formular recomendações ou proporcionar orientações de natureza operacional. Pearce, David; Atkinson, Giles; Mourato, Susana (2006) apontam semelhanças entre a *Análise Multicritério* e a de *Custo-Eficácia*. É referido ainda que, Huang, Ivy B.; Keisler, Jeffrey; Linkov, Igor (2011), na revisão de literatura que efetuaram, entre 2000 e 2009, concluíram ser a análise de decisão multicritério uma metodologia de abordagem e de apoio à decisão utilizada em projetos de investimento de vários setores de atividade, sendo um dos mais referidos o da avaliação energética.

Refere ainda o capítulo cinco, sobre a *Análise do Ciclo de Vida*, que 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 considerar 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.

Uma das aplicações mais importantes da *Análise do Ciclo de Vida* é na 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, Bhat, & Ravi, 2008).

Ainda no capítulo cinco, merecem realce os estudos relativos às quantidades de emissões de gases nocivos ao ambiente realizados em aerogeradores, por Kabir, Md Ruhul; Rooke, Braden; Dassanayake, G. D. Malinga; Fleck, Brian A. (2012) e Crawford (2009). Dá-se também destaque ao estudo de Nugent, Daniel; Sovacool, Benjamin K. (2014), com base em 41 publicações sobre a aplicação desta técnica de avaliação a sistemas de produção de eletricidade a partir de energia eólica e de solar fotovoltaica, tendo concluído 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.

O capítulo cinco analisa com maior detalhe *ACB - Análise de Custo-Benefício*, comparando-a a outras técnicas abordadas. Cita-se Boardman, Anthony; Greenberg, David; Vining, Aidan; Weimer, David (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, no capítulo cinco, se sublinha que a avaliação de projetos de investimento para a produção 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 líquido* 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 o capítulo cinco, entendeu-se ser pertinente incluir o tema do *custo nivelado de produção 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 produção 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 produção de eletricidade. São ainda abordados outros estudos sobre este tema, dando-se destaque aos estudos de Mott MacDonald (2011), Wisser, Ryan; Lantz, Eric; Bolinger, Mark; Hand, Maureen (2012) e mais recentemente de Lazard (2014).

O capítulo seis mostra como foi estruturado o modelo comunitário de produção 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.

Mostram-se as quatro classes de classificação dos aerogeradores de baixa ou pequena potência efetuada pela EWEA(2009a), até 100KW de potência como já referido, 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 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 (2013), 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, S.; Lantz, Eric; Hand, Maureen; Maples, B.; Smith, A.; Schwabe, Paul (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.

O capítulo seis termina com o enquadramento legal da produção 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 existem dois conceitos centrais: o de *Unidade de Produção para Autoconsumo – UPAC*, e o de *Unidade de Pequena Produção – UPP*.

Este capítulo mostra 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.

Com o capítulo sete inicia-se a segunda parte deste trabalho, relativa, exclusivamente, ao caso de estudo na Costa Vicentina, em que, através do modelo desenvolvido, se pretende avaliar a possibilidade de implementação de sistemas de produção 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 no capítulo anterior, o capítulo sete começa por mostrar 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 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 PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

2.1 Principais fontes de energia

Consideram-se fontes de energia formas de energia disponíveis resultantes de recursos naturais e que, após processos de transformação, basicamente mecânicos 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:

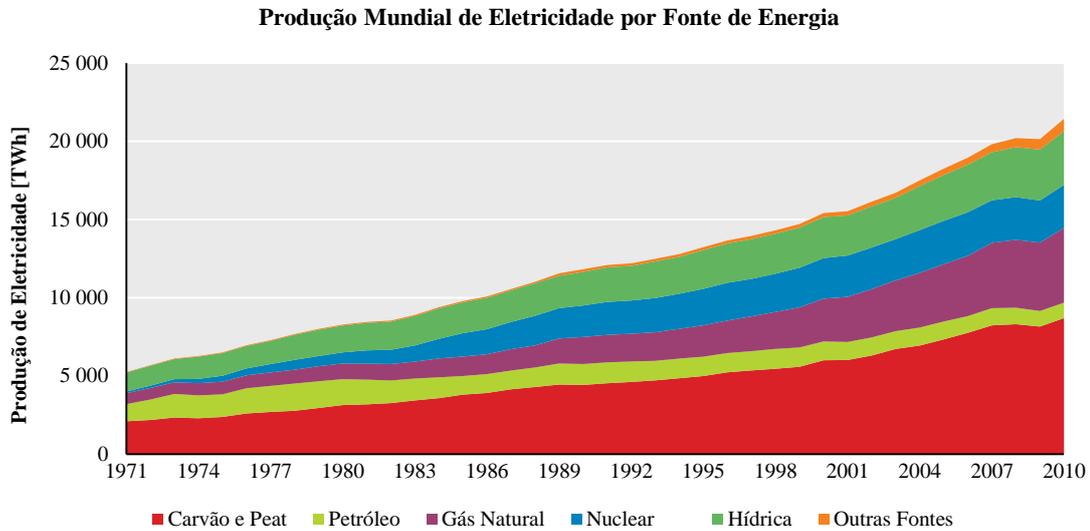
- *“a produção de calor ou de frio, também conhecido como utilização estacionária (quer seja para as necessidades da indústria ou para uso doméstico ou terciários para aquecimento ou água quente), essa produção utiliza quase exclusivamente combustíveis fósseis ou a biomassa (madeira);*
- *o transporte, 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 produção 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 fuel óleo, 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 produção de eletricidade de algumas energias fósseis (carvão e petróleo) tem sofrido uma redução significativa na última década, principalmente na Europa, Estados Unidos, Canadá, Austrália. Na China e na maioria dos países asiáticos e africanos, a produção 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 1971 e 2010.

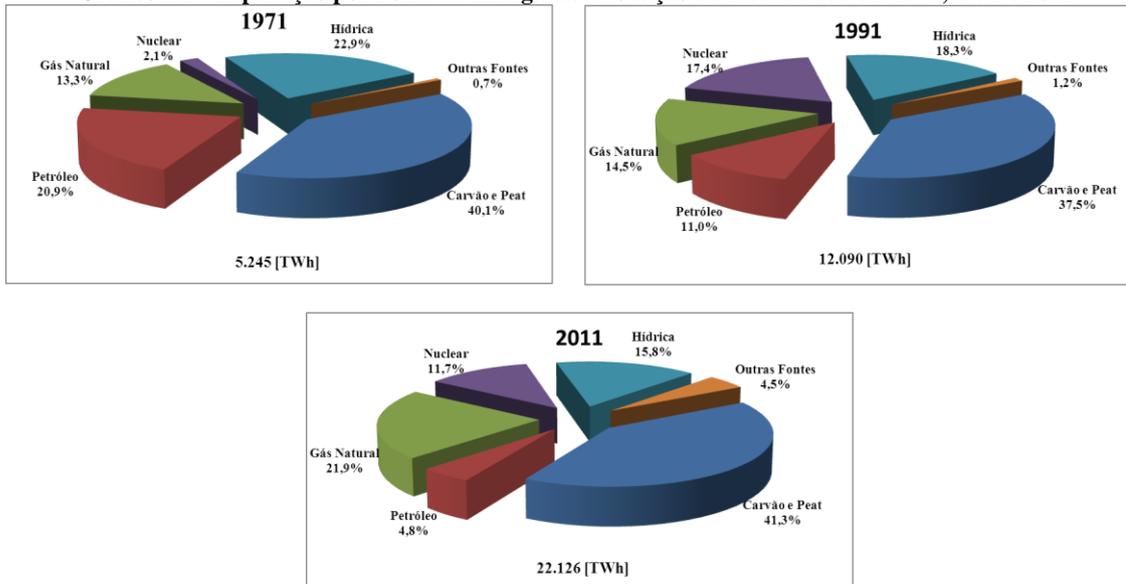
Gráfico 2.1 – Produção Mundial de Eletricidade por Fonte de Energia



Adaptado de: OECD (2014)

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 perspectivas futuras, na produção 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-se a evolução em termos percentuais, por fonte de energia, para 1971, 1991 e 2011.

Gráfico 2.2 - Repartição por Fonte de Energia da Produção de Eletricidade em 1971, 1991 e 2011



Adaptado de World Energy Statistics, OECD/IEA (2013)

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 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 produção de eletricidade, com menos restrições, no que respeita às emissões de CO₂, do que as verificadas nos países mais desenvolvidos.

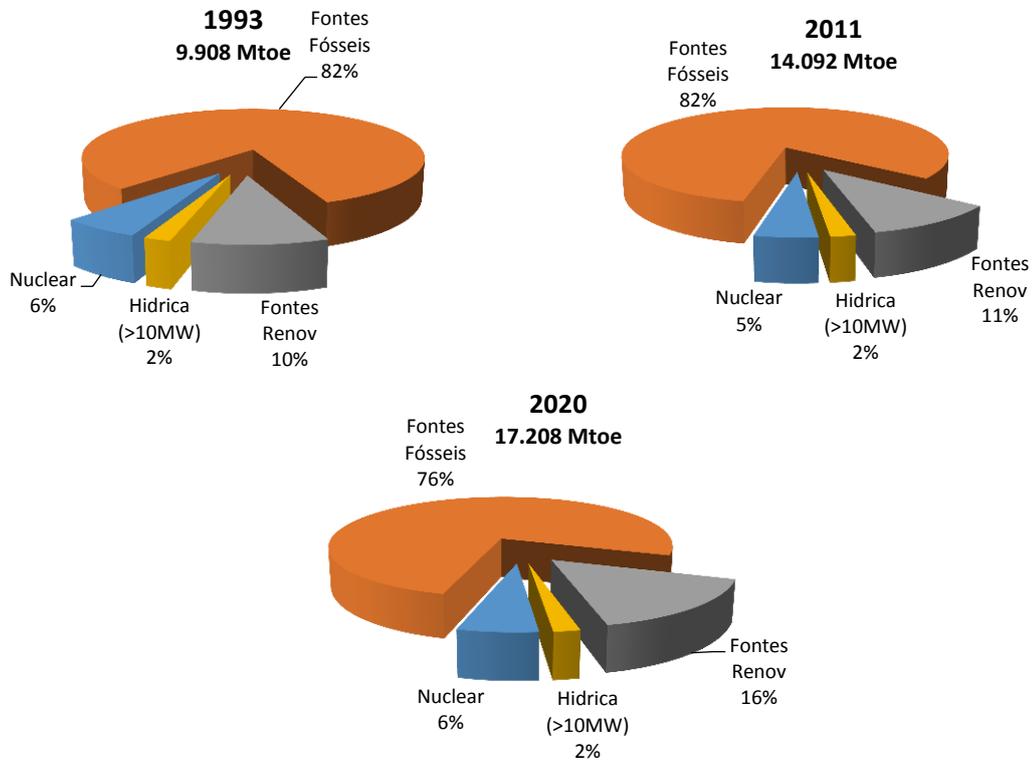
A energia nuclear mantém-se como uma fonte estável na produção de eletricidade, não havendo contudo sinais de evolução crescente, dado não se prever a construção, em número significativo, de novas centrais, fruto dos acidentes em reatores verificados nas últimas duas décadas, com destaque para a explosão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

A crescente aposta na produção de energia com recurso a fontes renováveis não terá atingido um patamar mais elevado devido à recente crise económica e financeira que assolou e continua a condicionar o crescimento económico dos países mais desenvolvidos e em vias de desenvolvimento. Apesar disso, embora se tenha registado um abrandamento, 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 14.092 para 17.208 milhões de toneladas de petróleo equivalente em 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 Resources Survey (2013)

A evolução demográfica entretanto registada, com um crescimento da população mundial nas últimas duas décadas de 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 é 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.

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, fonte de energia primária (World Energy Council, 2013).

Tabela 2.1 - Carvão – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência

CARVÃO						
10 Maiores Reservas		10 Maiores Produtores de Energia			10 Mais Eficientes	
País	Reservas [Mt]	País	Produção [Mt]	Eficiência [%]	País	Eficiência [%]
	(milhões toneladas)		(milhões toneladas)			
	2011		2011		2011	
Estados Unidos	237.296	China	3.384	34,7%	Japão	44,2%
Rússia	157.010	Estados Unidos	1.092	36,0%	Áustria	42,8%
China	114.500	Índia	516	27,0%	Holanda	42,5%
Austrália	76.400	Austrália	398	33,1%	México	40,4%
Índia	60.600	Indonésia	353	31,3%	Israel	40,0%
Alemanha	40.548	Rússia	327	29,7%	Canadá	39,8%
Ucrânia	33.873	África Sul	251	34,3%	Dinamarca	38,4%
Cazaquistão	33.600	Alemanha	189	36,9%	Crácia	38,4%
África Sul	30.156	Cazaquistão	125	31,8%	Hong-Kong	37,7%
Indonésia	28.017	Colômbia	86	n.a.	Alemanha	36,9%
					Portugal (15º lugar)	36,2%

Adaptado de World Energy Resources (2013)

De acordo com as previsões sintetizadas na Tabela 2.1, estima-se existirem 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.

Considerando como medida de eficiência de uma central térmica a carvão o rácio entre a quantidade de eletricidade produzida e a quantidade de carvão consumida, constata-se que os três países mais eficientes, Japão, Áustria e Holanda, não integram a lista dos dez maiores utilizadores de centrais a carvão. Portugal ocupa o 15º lugar com 36,2% de eficiência média das suas centrais a carvão.

Tabela 2.2 - Petróleo – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência

PETRÓLEO								
10 Maiores Reservas			10 Maiores Produtores de Energia				10 Mais Eficientes	
País	Reservas		País	Produção Energia		Eficiência	País	Eficiência
	[milhões toneladas]	[milhões barris]		[milhares toneladas]	[milhões barris]			
2011			2011				10 Melhores	
Arábia Saudita	36.201	265.400	Arábia Saudita	525.800	3.854.114	31,9%	Noruega	50,1%
Venezuela	28.780	211.000	Rússia	509.000	3.730.970	28,0%	Luxemburgo	46,1%
Irão	20.624	151.200	Estados Unidos	352.300	2.582.359	39,1%	Espanha	45,8%
Iraque	15.686	115.000	Irão	205.800	1.508.514	37,5%	Japão	45,6%
Kwait	13.845	101.500	China	203.600	1.492.388	34,6%	Irlanda	44,5%
Emiratos Árabes	13.340	97.800	Venezuela	154.800	1.134.684	n.a	Holanda	44,4%
Rússia	8.184	60.000	Emiratos Árabes	138.400	1.014.472	n.a	Nova Zelândia	44,3%
Libia	6.424	47.100	Kwait	134.300	984.419	30,6%	Reino Unido	43,5%
Nigéria	5.074	37.200	Iraque	134.200	983.686	n.a	Tunisia	43,3%
Estados Unidos	4.215	30.900	México	126.958	930.604	42,5%	Bélgica	43,1%
							Portugal (17º lugar)	40,8%

Adaptado de World Energy Resources (2013)

Na Tabela 2.2, relativamente ao petróleo perspetivam-se reservas globais que permitem 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 a primeira, a Rússia, os Estados Unidos e o Irão os maiores produtores de energia com recurso ao petróleo. Tal como com as centrais a carvão, também com o petróleo se constata que os maiores produtores não são os que apresentam melhor eficiência. A Noruega, o Luxemburgo e a Espanha

ocupam os lugares cimeiros. Portugal, com uma eficiência média de 40,8%, ocupa o 17º lugar deste ranking.

Na Tabela 2.3, a Rússia, o Irão, o Qatar e o Turquemenistão 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 possuam reservas significativas.

Tabela 2.3 - Gás Natural – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência

Gás Natural						
10 Maiores Reservas		10 Maiores Produtores de Energia			10 Mais Eficientes	
País	Reservas [bcm]	País	Produção [bcm]	Eficiência	País	Eficiência
	(bilhões metros cúbicos)		(bilhões metros cúbicos)			
	2011		2011		10 Melhores	
Rússia	47.750	Rússia	670	27,9%	Spain	56,2%
Irão	33.790	Estados Unidos	649	47,2%	United Kingdom	53,4%
Turkmenistão	25.213	Canadá	189	n.a.	Austria	52,2%
Qatar	25.200	Irão	150	40,1%	Belgium	51,1%
Arábia Saudita	8.028	Qatar	117	40,7%	Ireland	50,7%
Estados Unidos	7.716	Noruega	103	n.a.	Turkey	49,3%
Emiratos Árabes	6.089	China	103	n.a.	New Zealand	49,1%
Venezuela	5.524	Arábia Saudita	99	31,6%	Netherlands	48,6%
Nigéria	5.110	Indonésia	86	39,8%	Luxembourg	48,4%
Argélia	4.502	Argélia	85	39,2%	South Korea	48,3%
					Portugal (12º lugar)	47,6%

Adaptado de World Energy Resources (2013)

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).

À semelhança do verificado com o carvão e o petróleo, também no gás natural se regista o facto dos países mais eficientes na produção de energia não integrarem os lugares cimeiros quer na produção, quer no volume de reservas. A Espanha, o Reino Unido e a Áustria são os países mais eficientes, ocupando o nosso país o 12º lugar com 47,6%.

Quanto à energia nuclear, na Tabela 2.4 apresentam-se os valores relativos à capacidade instalada em MW e à produção de eletricidade em GWh, nos países com maior número de centrais nucleares. Considerando como rendimento médio o rácio entre a quantidade

de eletricidade produzida anualmente e a produção máxima possível face à capacidade instalada, pode-se constatar que em 2011, os Estados Unidos, detentores da maior capacidade instalada, atingem um valor de produção de eletricidade correspondente a 92,2% do possível face à capacidade instalada, enquanto, por ordem decrescente de capacidade instalada, a França obtém 75,1%, o Japão 48,9%, a Rússia 59,0% e a República da Coreia 54,3%.

O valor obtido pelo Japão está naturalmente influenciado pelo sismo e *tsunami* ocorridos nesse ano e pelas consequências na central nuclear localizada na região mais afetada. De facto, tendo em consideração que em 1993 o Japão já detinha, praticamente, a capacidade instalada de 2011, o rendimento médio obtido esse ano era já de 73,8% (World Energy Council, 2013). Estes valores, induzem a que se possa concluir que o tipo de matéria-prima processada, a inovação tecnológica ao nível dos equipamentos e dos processos, bem como a melhoria dos procedimentos de manutenção e conservação aplicados face ao tempo de vida útil das centrais em causa, possam estar na origem das diferenças verificadas na Rússia e na República da Coreia, relativamente aos valores dos Estados Unidos e França, bem como do Japão (em 1993).

Tabela 2.4 - Nuclear – 10 Mais em Reservas, Produção e Eficiência

Nuclear						
10 Maiores Capacidade Instalada		10 Maiores Produção de Eletricidade			10 Mais Eficientes	
País	Potência instalada MW	País	Produção GWh	Eficiência %	País	Eficiência %
2011		2011				
Estados Unidos	98.903	Estados Unidos	799.000	92,2%	Alemanha	96,5%
França	63.160	França	368.000	66,5%	Estados Unidos	92,2%
Japão	48.960	Japão	163.000	38,0%	Canadá	85,6%
Rússia	23.643	Rússia	153.000	73,9%	Suécia	74,1%
Rep. Coreia	20.718	Alemanha	102.000	56,2%	Rússia	73,9%
China	13.816	Rep Coreia	99.000	81,8%	Ucrânia	67,9%
Ucrânia	13.107	Canadá	90.000	78,4%	França	66,5%
Alemanha	12.068	Ucrânia	78.000	73,8%	China	57,8%
Canadá	12.009	China	70.000	66,5%	Rep Coreia	54,5%
Suécia	9.395	Suécia	61.000	74,1%	Japão	38,0%

Adaptado de World Energy Resources (2013)

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.

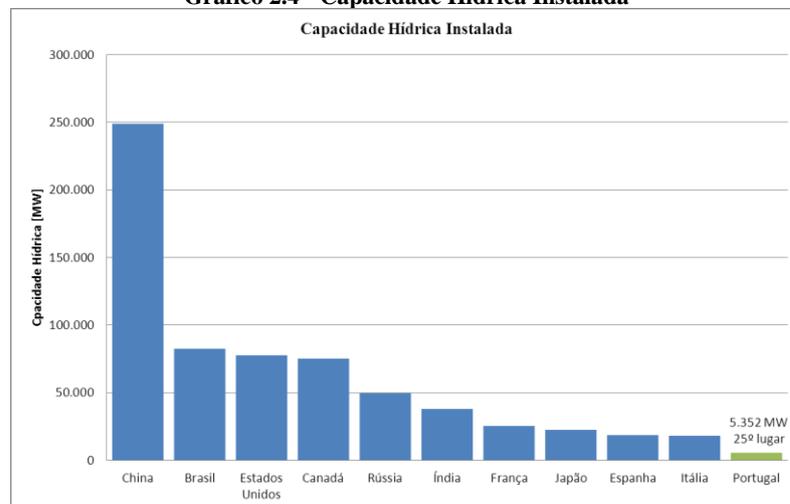
2.2 Energias renováveis e produção de eletricidade

Quanto à produção 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.

Considerando-se como fator de rendimento médio para cada fonte de energia renovável o rácio entre a eletricidade produzida anualmente por essa fonte e a produção máxima possível para a potência instalada, resumem-se, nos gráficos seguintes, dados considerados de interesse neste trabalho, relativos às principais fontes renováveis.

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 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).

Gráfico 2.4 - Capacidade Hídrica Instalada

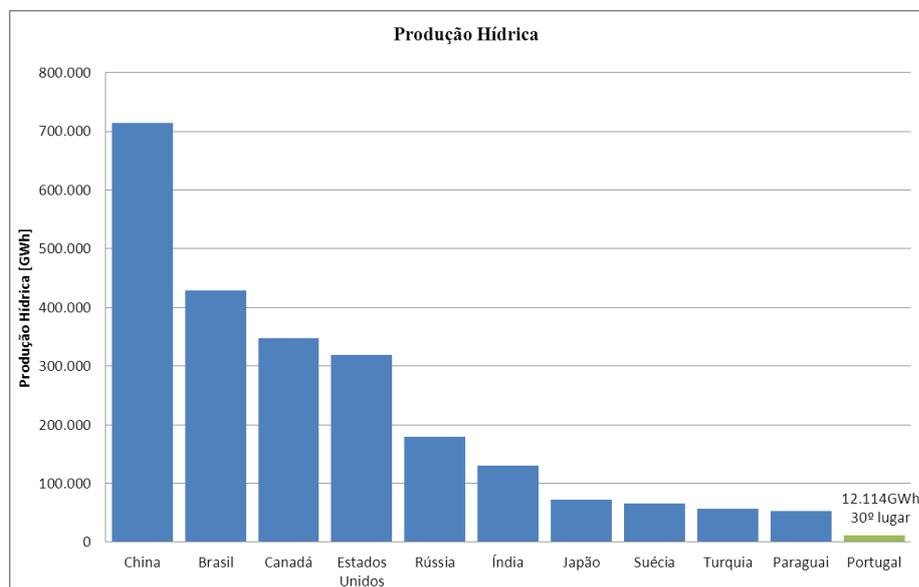


Adaptado com base em dados do World Energy Resources Survey (2013)

Quanto às capacidades instaladas em 2011, e por ordem decrescente dos cinco principais produtores (Gráfico 2.5), a China produz eletricidade com um fator de rendimento médio das suas barragens de 35,3%, o Brasil com 59,3%, os Estados Unidos com 39,5%, o Canadá com 52,9% e a Rússia com 41,3%. Estas diferenças verificadas em eficiência média por país, estarão certamente mais dependentes das condições climáticas médias de cada região, do que propriamente das diferenças tecnológicas que possam existir, dado tratar-se de uma fonte de produção fiável e de processos

simples. Neste quadro, Portugal ocupa o 30º lugar com uma produção de 12.114 GWh e uma eficiência média de 25,8%.

Gráfico 2.5 - Produção Hídrica



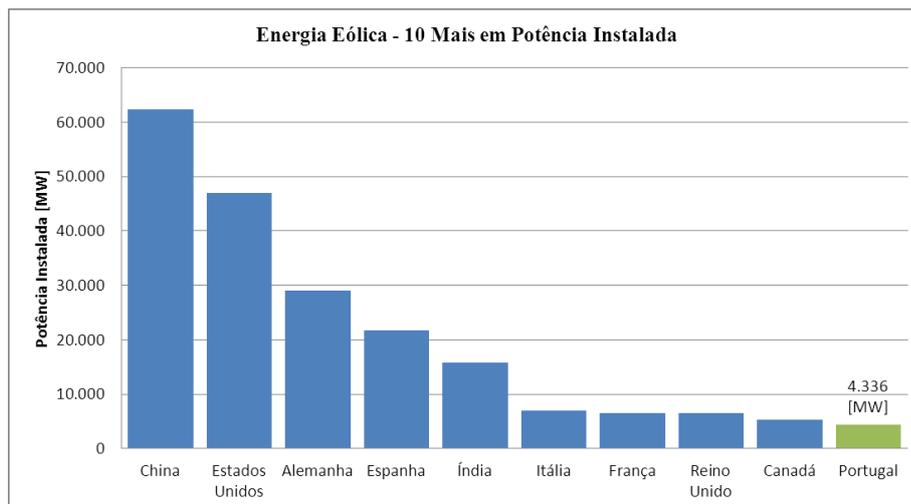
Adaptado com base em dados do World Energy Resources Survey (2013)

Relativamente à energia eólica, os equipamentos utilizados baseiam-se numa tecnologia simples, de fácil e rápida instalação, principalmente *onshore*. Tal como outras fontes não renováveis, o principal fator negativo é do carácter intermitente da produção de energia, criando constrangimentos complexos na gestão das redes de transporte e fornecimento de eletricidade, bem como a atual dependência da subsidiarização do seu custo (World Energy Council, 2013).

Nos Gráficos 2.6 a 2.8 destacam-se os valores da potência instalada, da produção de eletricidade e do fator de eficiência dos países que ocupam os dez primeiros lugares em cada situação, em 2011.

Considerando como fator de rendimento anual, médio, o quociente entre o valor da eletricidade produzida e o produto da potência instalada pelo número total de horas anuais, Portugal apresentava, em 2011, o terceiro melhor fator de rendimento, com 24,1%, sendo apenas superado pelo Canadá e pelos Estados Unidos. Este valor tem por base a boa localização geográfica do nosso país, com condições extremamente favoráveis da costa atlântica para a produção eólica, com intensidades de vento que influenciam, inclusivamente, as zonas montanhosas situadas no interior do país.

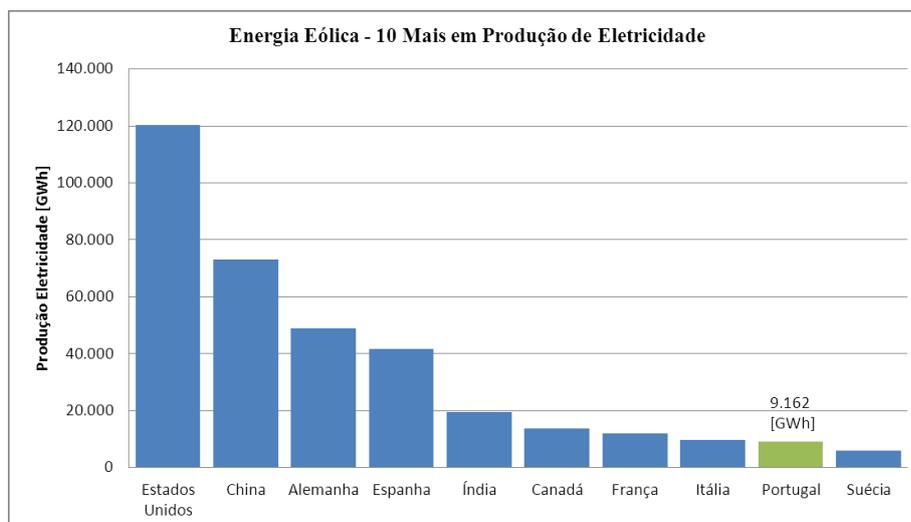
Gráfico 2.6 - Energia Eólica – 10 Mais em Potência Instalada



Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

Fruto de uma aposta na instalação de parques eólicos, principalmente a partir de 2005, Portugal, com 9.162 GWh, atinge lugares cimeiros na produção de eletricidade a partir desta fonte de energia, como se pode observar no Gráfico 2.7

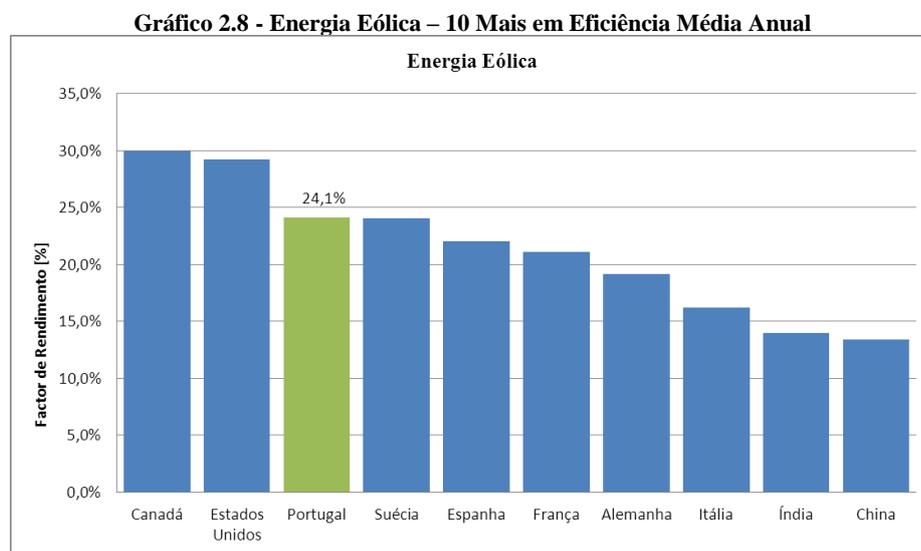
Gráfico 2.7 - Energia Eólica – 10 Mais em Produção de Eletricidade



Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

A China, em 2011, com a maior capacidade instalada, 62.364 MW, era o segundo produtor de eletricidade com recurso à energia eólica, 73.200 GWh, com um fator de eficiência médio, dos seus parques eólicos, de 13,4%, conforme Gráfico 2.8. Os Estados Unidos com uma capacidade instalada de 46.919 MW, eram em 2011 o primeiro produtor mundial de eletricidade, com 120.177 GWh e o 2º melhor fator de eficiência médio anual, de 29,2%. Fruto de uma aposta na instalação de parques eólicos, principalmente a partir de 2005, Portugal atinge lugares cimeiros na produção de

eletricidade a partir desta fonte de energia, com uma produção de 9.162 GWh de eletricidade em 2011, como se pode observar no Gráfico 2.7 e o 3º melhor fator de eficiência médio anual, de 24,1%.



Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

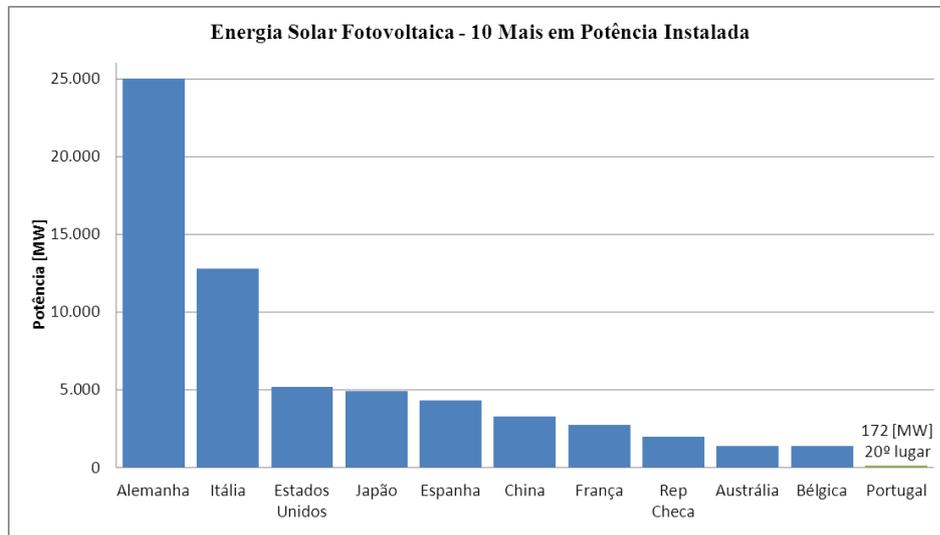
Relativamente à fonte de energia solar fotovoltaica, são de realçar como aspetos positivos a fiabilidade das instalações (nos sistemas fixos), a fácil instalação e desmontagem, bem como o facto de poder ser uma boa solução para produção de eletricidade em locais remotos. Como aspetos negativos destacam-se a característica intermitente da produção de eletricidade, com os consequentes efeitos negativos nas redes de distribuição e transporte de eletricidade, bem como a toxicidade associada alguns dos materiais que atualmente constituem os painéis de algumas tecnologias utilizadas.

Nos Gráficos 2.9 a 2.11 sintetiza-se a informação relativa aos principais produtores de eletricidade, a partir da energia solar fotovoltaica, e respetivas capacidades instaladas (World Energy Council, 2013).

Em 2011, a Alemanha com a maior capacidade instalada, 25.039 MW, era a principal produtora de eletricidade em energia fotovoltaica com 19.340 GWh; a Itália, ocupava a segunda posição com 12.773 MW de capacidade e 10.730 GWh de produção de eletricidade; os Estados Unidos em terceiro lugar produziram 5.260 GWh de eletricidade com 5.171 MW de potência instalada; o Japão produziu 5.160 GWh com uma potência instalada de 4.914 MW; em quinto lugar, com 4.332 MW de potência

instalada, a Espanha obtinha o terceiro lugar, com uma produção de eletricidade de 7.386 GWh. Dos dados disponíveis para 2011, desconhecia-se o valor da produção de eletricidade da China, da Austrália e da Bélgica.

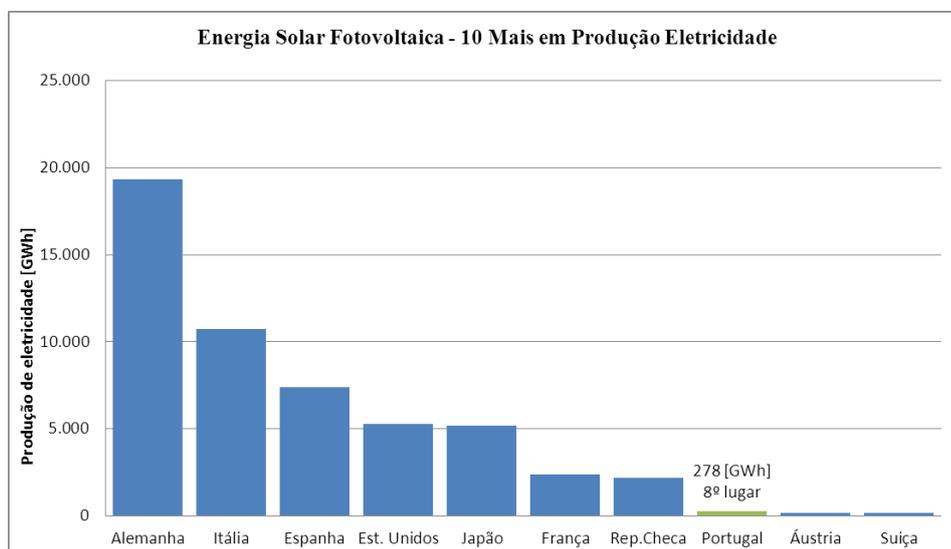
Gráfico 2.9 - Energia Solar Fotovoltaica – 10 Mais em Potência Instalada



Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

Portugal, com uma potência instalada de 172 MW obtinha uma produção de eletricidade de 278 GWh.

Gráfico 2.10 - Energia Solar Fotovoltaica – 10 Mais em Produção de Eletricidade

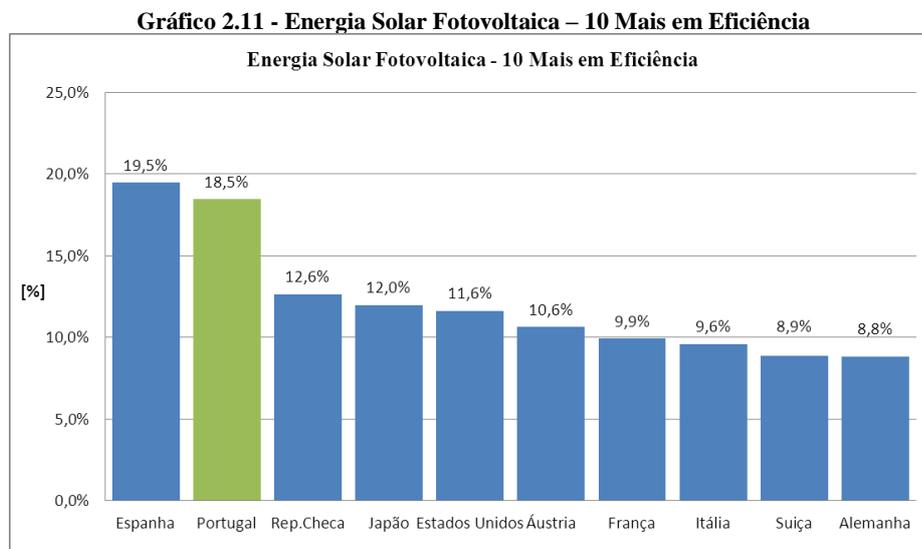


Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

Considerando-se que para o conceito de fator de rendimento médio anual em energia fotovoltaica contribui, essencialmente, o rendimento global dos sistemas fotovoltaicos instalados, função dos índices de radiação, das horas de exposição solar e das tecnologias utilizadas, (em que os índices de radiação e as horas de exposição solar,

assumem um papel preponderante), os valores que se destacam, de entre os países com potência instalada superior a 100MW e produção superior a 100GWh, são precisamente os de Espanha, com o valor 19,5% e em 2º lugar Portugal com 18,5%. Para este resultado muito contribuem os elevados valores de radiação solar, de 2000 a 2200 KWh/m2, em toda a zona centro e sul da península.

Dos gráficos anteriores ressaltam os fracos investimentos registados até à data, a nível nacional, no solar fotovoltaico, apesar das condições excecionais que, principalmente as regiões centro e sul do país oferecem, conforme referido no parágrafo anterior.

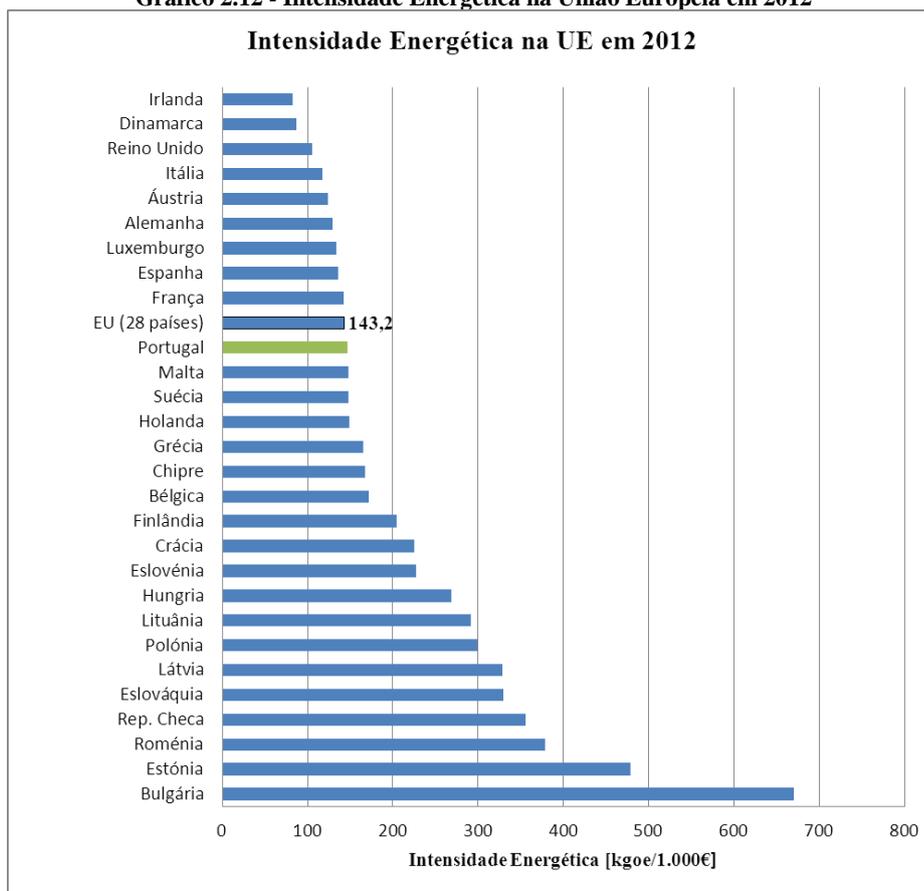


Adaptado com base em dados do World Energy Resources, Survey (2013)

2.3 Portugal no contexto Europeu

De acordo com o Eurostat (2014), designa-se por indicador de intensidade energética de uma economia, medido em kg de petróleo equivalente por 1000 euros, o quociente 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 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 2.12 estão representados os valores da intensidade energética por país, em 2012. Comparando com os países do Sul da Europa, Portugal apresentava um consumo de 146,5 Kgpe por cada 1.000€ de PIB, enquanto a Espanha consumia 136,4 Kgpe, a França 142,9 Kgpe, a Itália 117,3 Kgpe e a Grécia 165,7 Kgpe, para uma média europeia de 143,2 Kgpe.

Gráfico 2.12 - Intensidade Energética na União Europeia em 2012



Adaptado de dados do Eurostat (2014)

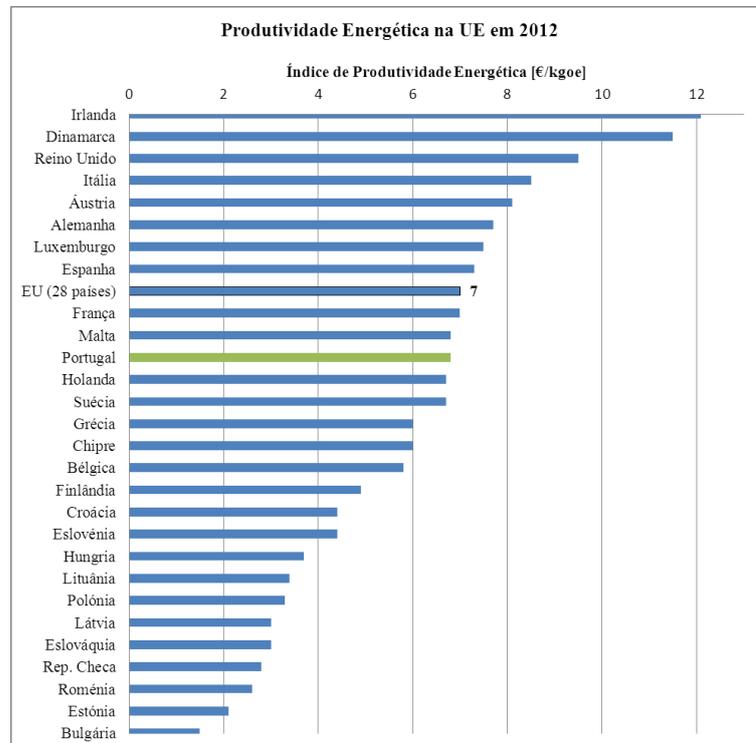
Dado que as transações comerciais com Espanha tem um peso relevante na nossa economia, tornar-se-á necessário melhorar a nossa eficiência energética, dando assim um contributo positivo para melhorar a nossa competitividade.

Definindo produtividade energética como o quociente entre o produto interno bruto (PIB) e o consumo interno bruto de energia, medido em [€/Kgpe], na página seguinte o Gráfico 2.13, na página seguinte, apresenta os valores deste indicador para os países da União Europeia. Portugal, com um índice de produtividade energética de 6,8, encontra-se ligeiramente abaixo do índice médio da Comunidade, em 11º lugar.

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 2.14, na página seguinte, permite-nos afirmar que, em 2012, Portugal apresentava uma dependência energética do exterior de 79,5%, face às suas necessidades, enquanto a média europeia se situava nos 53,4%. A Dinamarca é o único país da União Europeia que em 2012 não apresentava dependência do exterior,

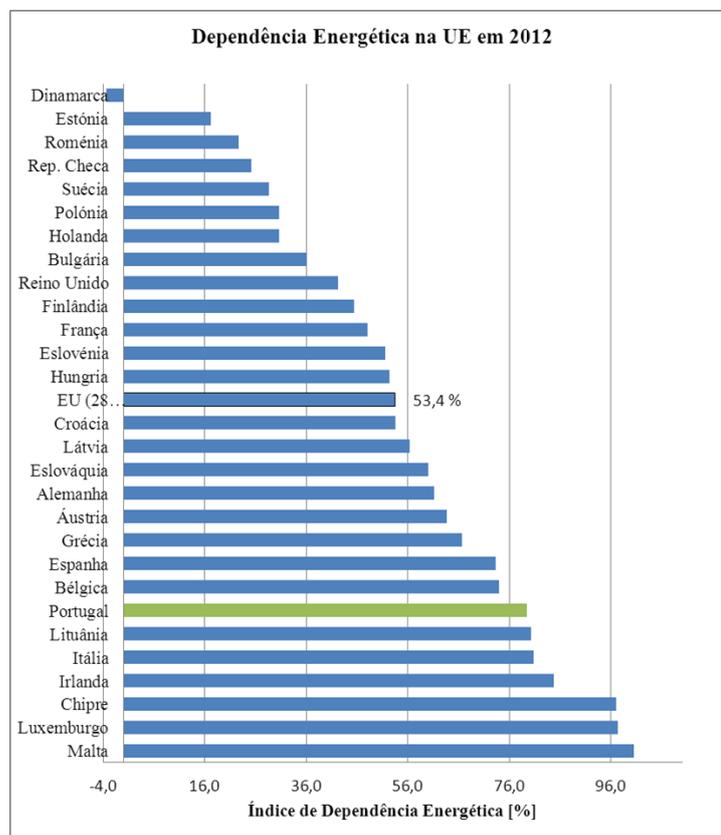
enquanto Portugal apresentava um dos piores resultados, sendo o 7º país da união europeia mais dependente do exterior.

Gráfico 2.13 - Produtividade Energética na União Europeia em 2012



Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Gráfico 2.14 - Dependência Energética na União Europeia em 2012

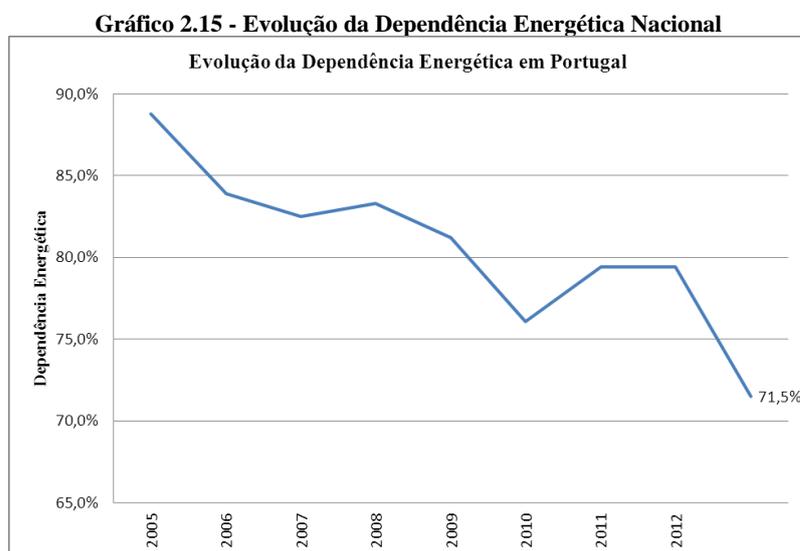


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Tendo em consideração dados da Direção Geral de Energia e Geologia (2013) relativos ao Balanço Energético Nacional, mostra-se no Gráfico 2.15 a evolução nacional deste indicador entre 2005 e 2013. Regista-se a queda acentuada do valor registado em 2012, 79,4%, para 71,5% em 2013, graças ao contributo da produção nacional, com um aumento de 21% neste último ano relativamente ao ano anterior, em particular através dos aumentos das produções hídrica e eólica, permitindo assim a redução das importações de carvão e gás natural.

A dependência energética é calculada a partir da seguinte expressão (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2013, p. 12):

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



Adaptado de dados do Balanço Energético Sintético da DGEG (2014)

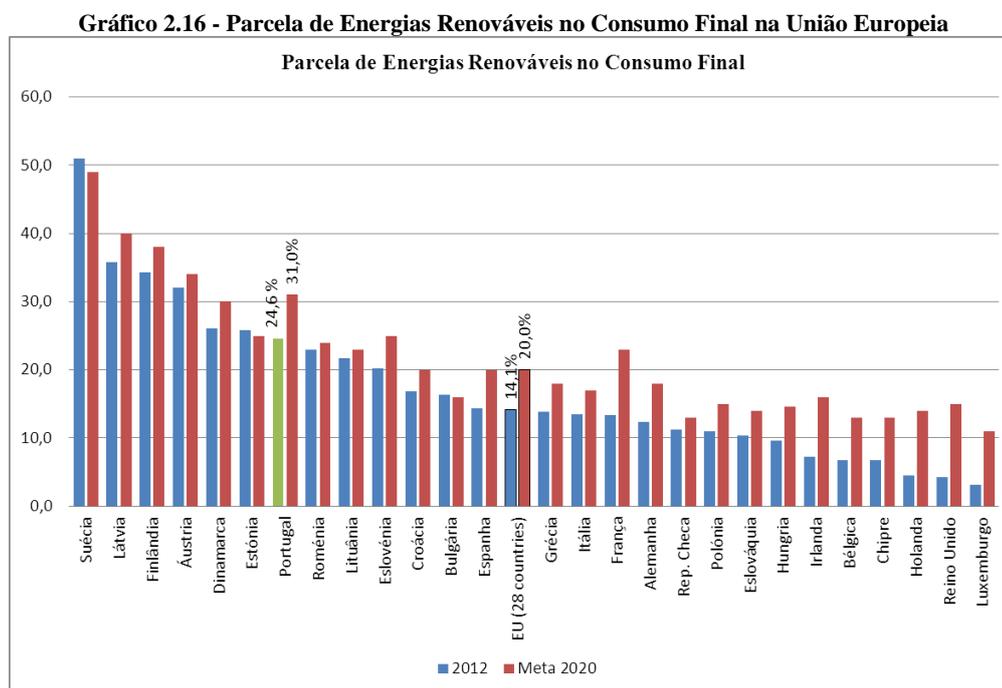
Face aos valores dos indicadores apresentados, interessa aqui realçar a contribuição que as fontes de energia renovável podem, e estão a dar, para que possamos ainda melhorar. Se a nível de incorporação na produção de eletricidade nos podemos considerar colocados no pelotão da frente dos países europeus, a contribuição destas fontes de energia no sector dos transportes é muito baixa, revelando-se este ser 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 (diesel 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 – banca) 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, bem como as metas da Comunidade Europeia para 2020, verifica-se que a taxa nacional de incorporação de fontes de energia renovável em 2012, se situa em 24,6%, perto da meta de 31%, estabelecida para 2020 no nosso país, conforme Gráfico 2.16.

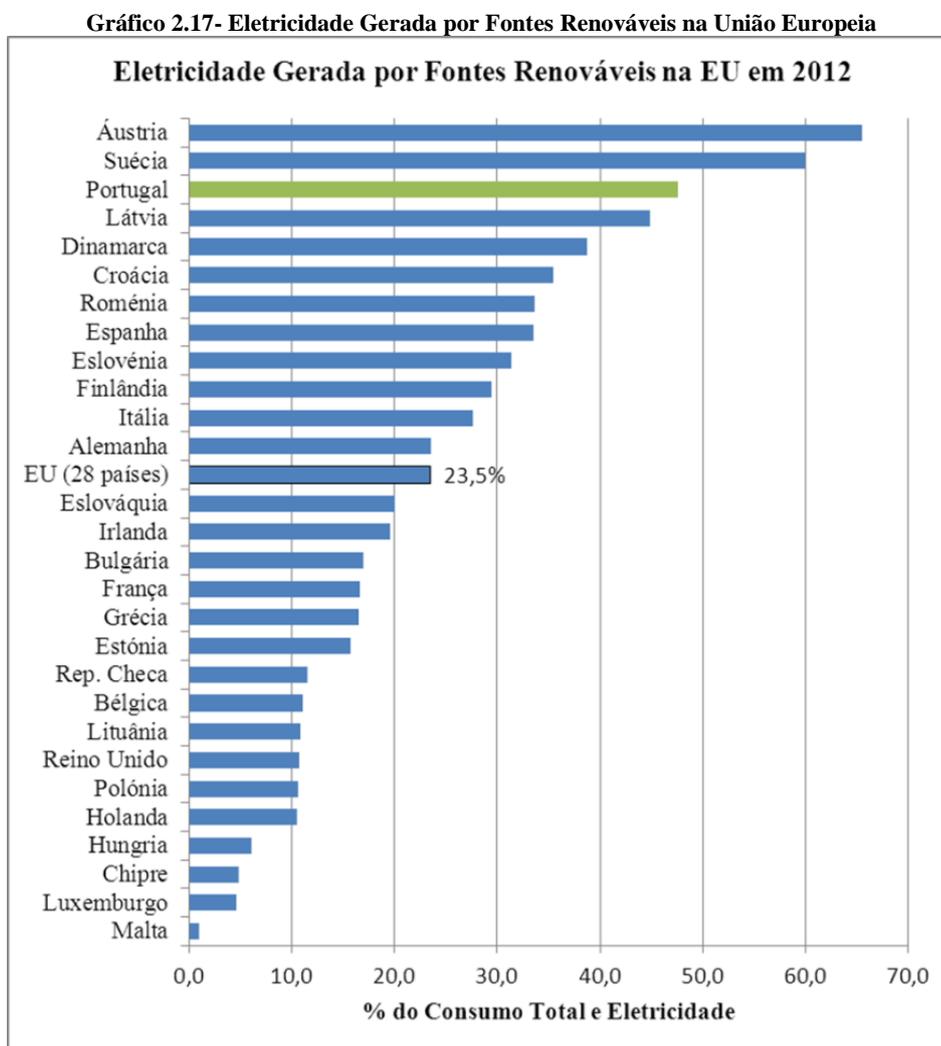


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Se, por um lado, Portugal integra o grupo de países em que a incorporação de energias renováveis no consumo interno é das mais elevadas, apresenta ainda uma diferença para o objetivo de 31%, a atingir em 2020. Para este facto contribui certamente a crise económica que o nosso país atravessa e a implementação das medidas restritivas

impostas pelo memorando de entendimento assinado em 2010 com o FMI, a EU e o BCE. Levanta-se também a dúvida quanto à possibilidade, ou não, do objetivo definido para o nosso país poder ser demasiado ambicioso, quando o comparamos com os definidos para os restantes países da europa central e do sul.

No Gráfico 2.17 podemos observar que na taxa de produção de eletricidade através de fontes renováveis, Portugal com 47,6% ocupava, em 2012, a 3ª posição, significativamente acima da média europeia de 23,5%. Este indicador mede a contribuição da eletricidade produzida por fontes renováveis face ao consumo bruto. Para o bom resultado nacional da taxa de produção de eletricidade por fontes de energia renovável, contribuíram essencialmente a produção hídrica e a eólica.

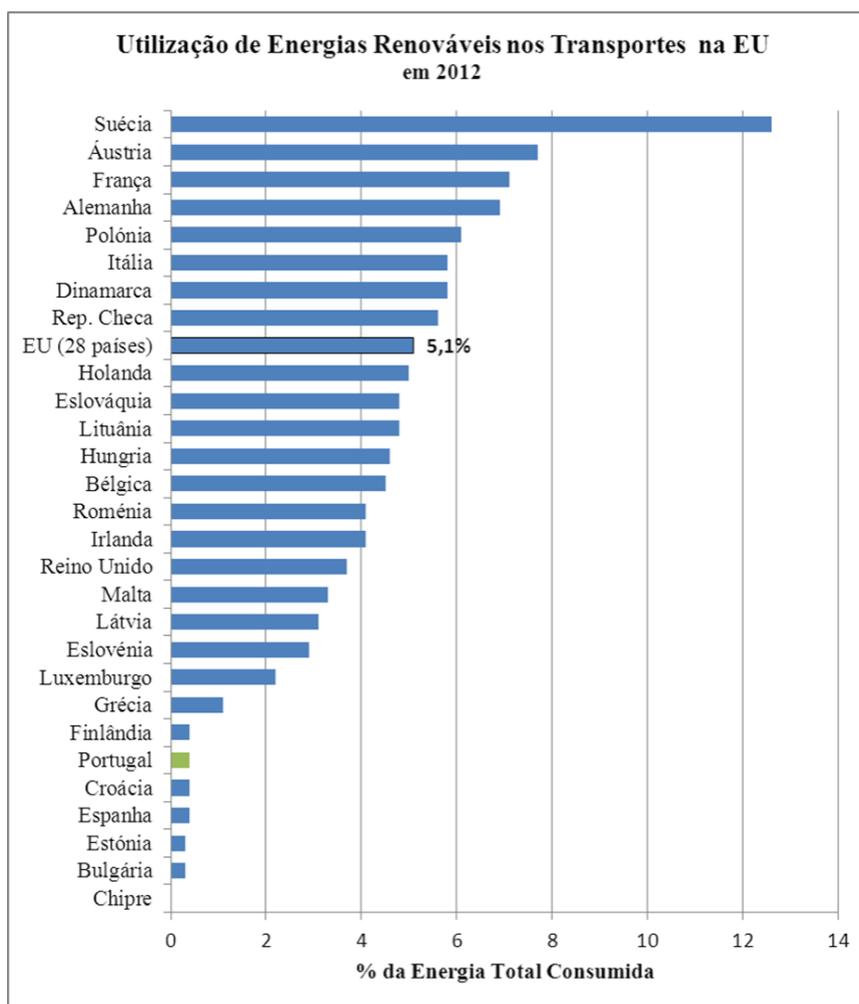


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Quanto à utilização de energias renováveis no sector dos transportes, o Gráfico 2.18, mostra que, em geral, a taxa de utilização de energias renováveis é pouco significativa,

apresentando o nosso país um valor extremamente reduzido, como já anteriormente se tinha referido neste trabalho. De facto, para uma média europeia de 5,1% de incorporação de energias renováveis no sector dos transportes, Portugal apresenta um valor de apenas 0,4%. Face a este valor de incorporação tão reduzido, abre-se naturalmente, neste sector, uma janela de oportunidade para que haja um efetivo incentivo à utilização de veículos elétricos, de veículos com motores híbridos, bem como a utilização em maior escala de biodiesel.

Gráfico 2.18 - Utilização das Energias Renováveis no Setor dos Transportes na União Europeia

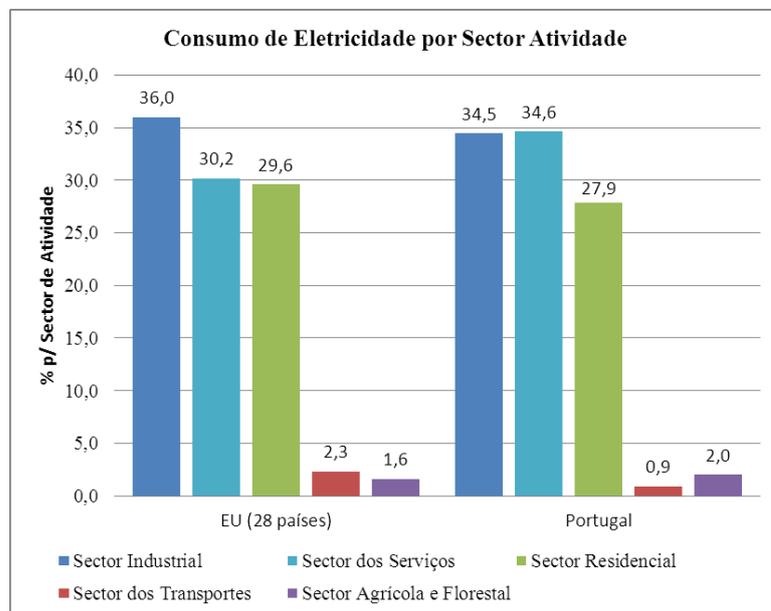


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Os transportes urbanos e o transporte ferroviário poderão 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 sector dos transportes tem no consumo final de energia do país. Em 2012, o sector dos transportes representava 40% do consumo total nacional de energia, enquanto na média europeia se situava nos 31,8%.

O Gráfico 2.19 compara os consumos nacionais de eletricidade por sector de atividade, em 2012, com os da média comunitária. Realça-se o peso do sector dos serviços nos valores nacionais, bem como o fraco peso do sector dos transportes, quando comparado com o já por si baixo valor médio comunitário.

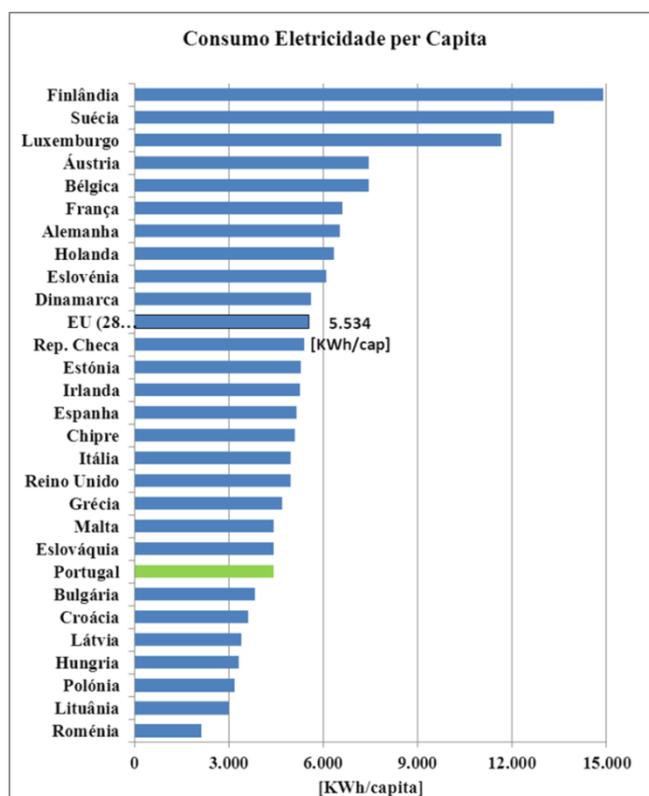
Gráfico 2.19 - Consumo de Eletricidade por Setor de Atividade



Adaptado de dados do Eurostat (2014)

No Gráfico 2.20 mostram-se os consumos de eletricidade per capita em 2012.

Gráfico 2.20 - Consumo de Eletricidade per Capita

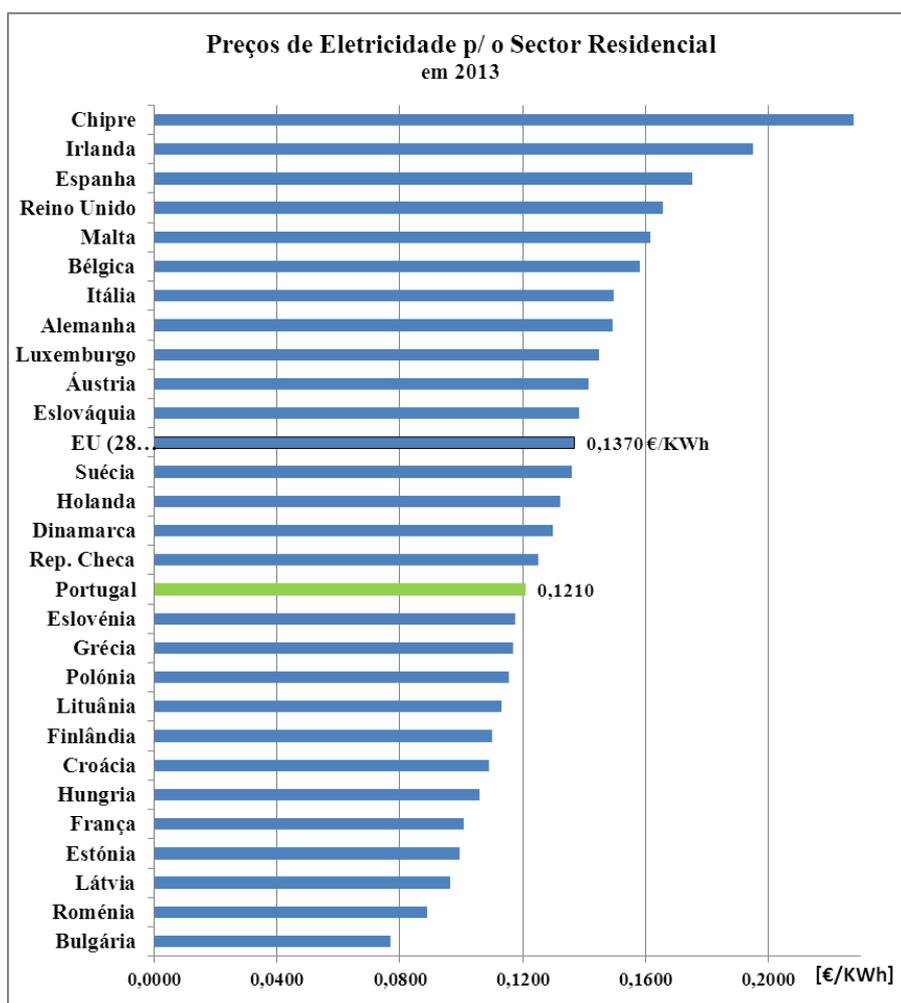


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

Do Gráfico 2.20 ressalta o facto do consumo *per capita* nacional ser o mais baixo dos designados países da Europa Ocidental.

Para concluir esta breve análise comparativa de vários indicadores, entre Portugal e os países que constituem a Europa a 28 países, mostram-se, nos Gráficos 2.21 e 2.22, 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 2.000 MWh/ano).

Gráfico 2.21 - Preços de Eletricidade para o Setor Residencial

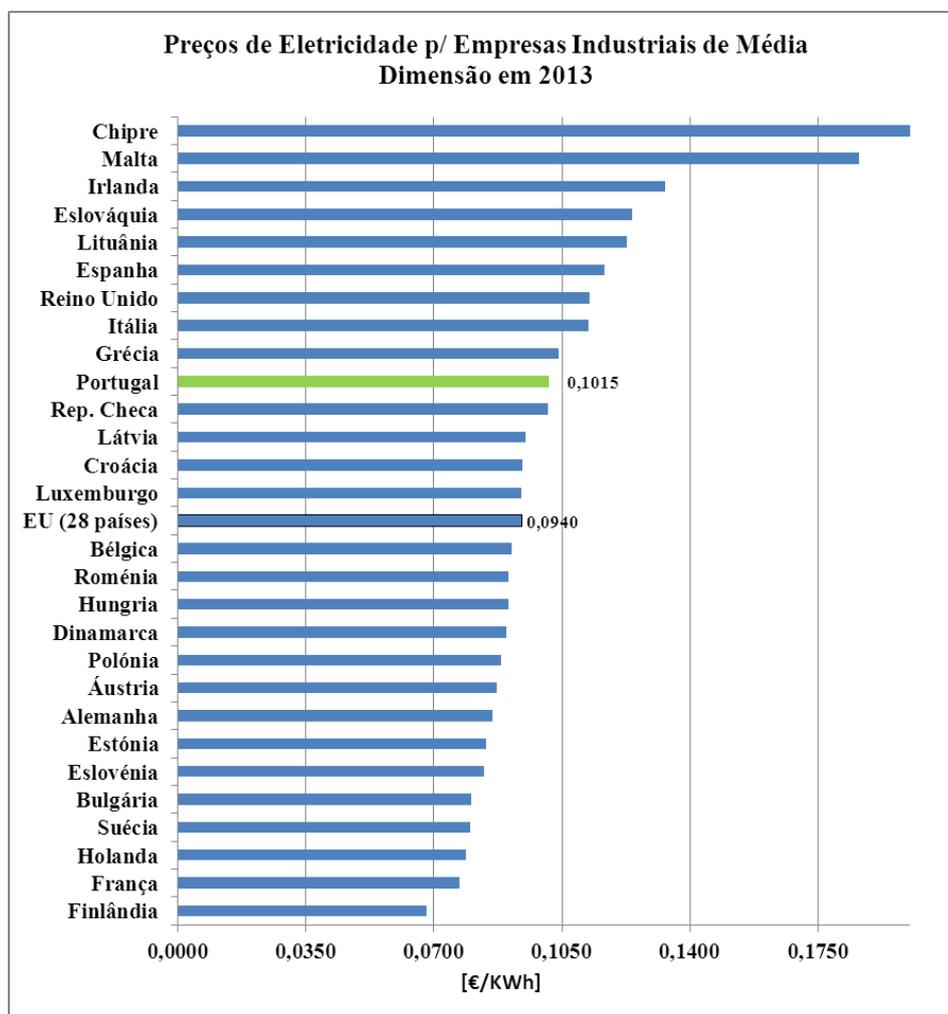


Adaptado de dados do Eurostat (2014)

No sector residencial de escalão intermédio, o consumidor português pagou em média, em 2013, o valor de 0.121 €/KWh, enquanto a média europeia se situava nos 0,137 €/KWh. Apesar dos aumentos significativos do custo de eletricidade nos últimos anos, a realidade é que o seu valor se situa abaixo do custo de muitos países da europa ocidental, constatando-se que no sul apenas a Grécia com 0,117 €/KWh tem custo inferior ao do nosso país.

Já no custo para o sector industrial, para as empresas de média dimensão, a realidade é bem diferente, uma vez que, em 2013, o custo médio a nível nacional foi de 0.102 €/KWh, acima do valor médio europeu, de 0.094 €/KWh, conforme dados representados no Gráfico 2.22.

Gráfico 2.22 - Preços de Eletricidade p/ Médias Empresas do Setor Industrial



Adaptado de dados do Eurostat (2014)

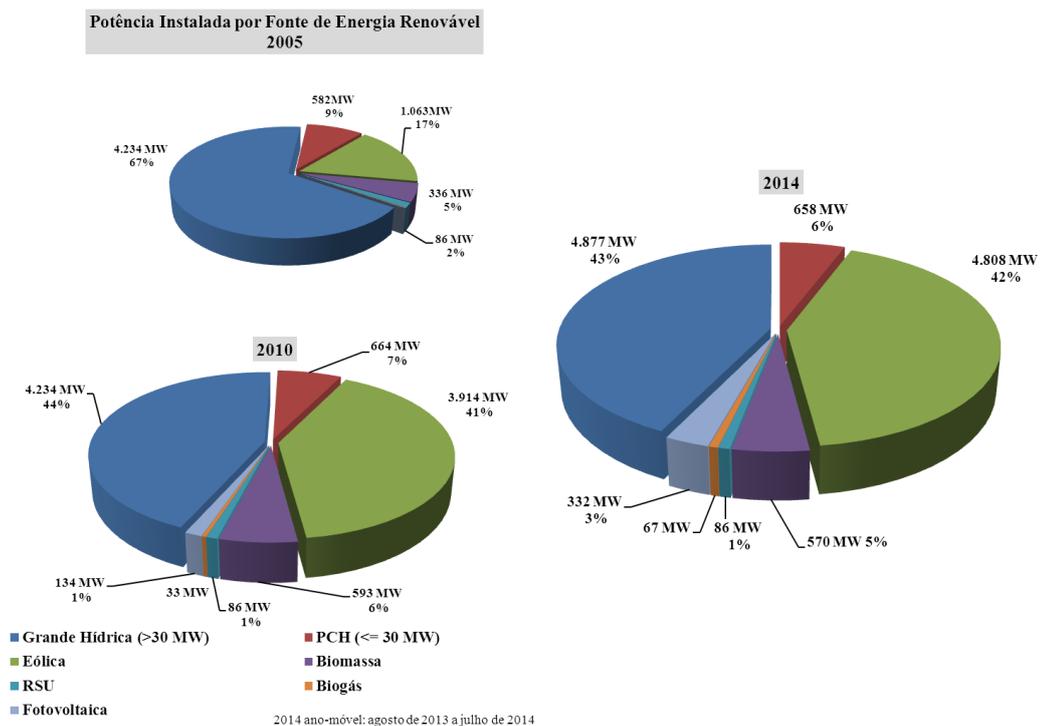
Comparando os dois últimos Gráficos, constatamos que alguns países, do centro e norte da Europa, apesar de apresentarem custos residenciais significativamente superiores aos do nosso país, têm uma política de preços extremamente incentivadora para as empresas do sector industrial. Com efeito, países como a Alemanha, a Holanda, a Bélgica, 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 produção de eletricidade em Portugal

A capacidade instalada de produção de eletricidade em Portugal evoluiu de 10.908 MW, em 2000, para 19.752 MW, em 2012 (European Commission, 2014), com um mix neste último ano de 9.360 MW de capacidade a partir de centrais térmicas, 5.717 MW de centrais hidroelétricas, 4.412 MW a partir de parques eólicos e 238 MW de capacidade instalada em solar fotovoltaica (European Commission, 2014b).

No Gráfico 2.23 apresenta-se a evolução da capacidade instalada nas fontes de energia renovável, verificando-se que na última década se registou, a nível nacional, um crescimento significativo de investimentos na produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável, suportado essencialmente nos investimentos que têm sido feitos em parques eólicos.

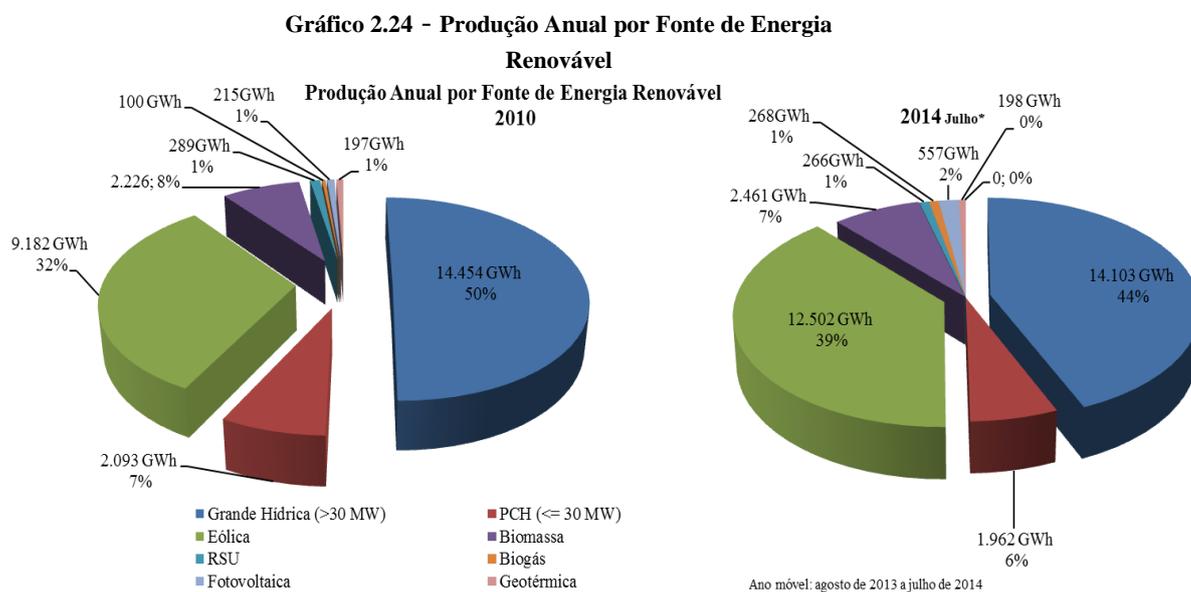
Gráfico 2.23 - Produção Instalada por Fonte de Energia Renovável



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

Com efeito, dos 1.063 MW de fonte eólica instalados em 2005 passou-se para 4.808 MW em Junho de 2014. Apesar das condições economicamente adversas que o nosso país atravessa, a potência instalada de fonte eólica cresceu 22,8%. Crescimento também significativo foi o registado, em igual período, pelo solar fotovoltaico, atingindo 147,8%, ao passar de 134 para 332 MW de potência instalada em 2014. É previsível esperar um crescimento futuro acentuado nesta fonte de energia.

No Gráfico 2.24 representa-se a evolução da produção nacional de energia elétrica por fonte de energia renovável, nos anos de 2010 a 2014.



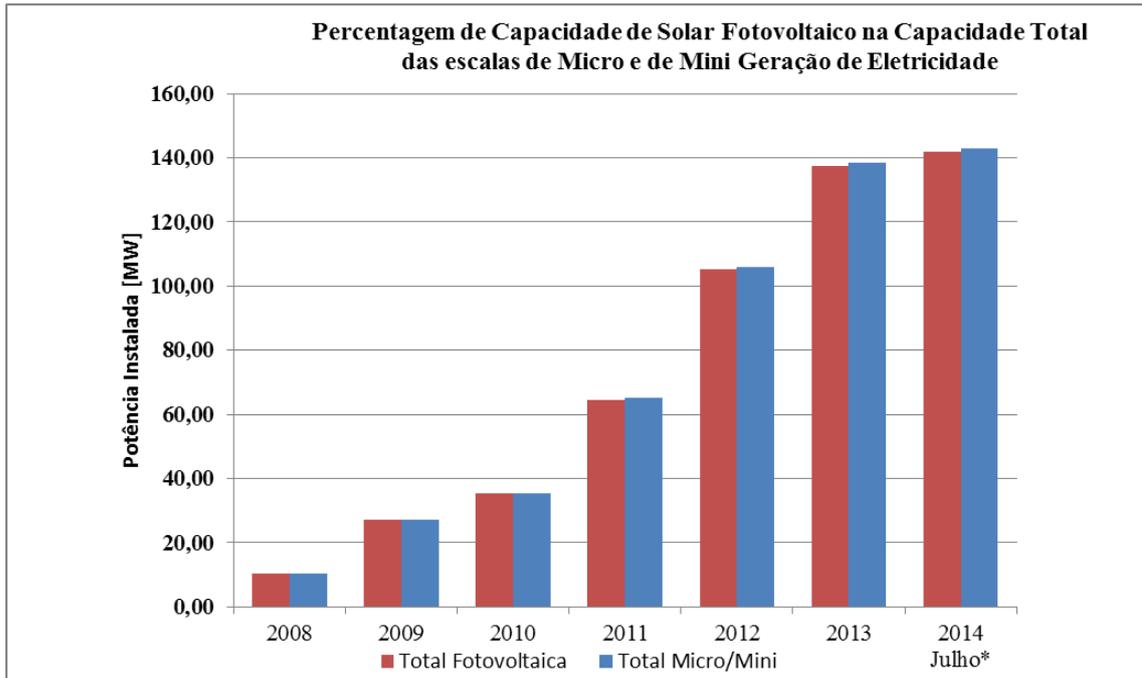
Adaptado de dados da Direção Geral de Energia e Geologia (2014)

No *mix* energético de fontes renováveis em 2014, relativamente a 2010, sobressai o crescimento da produção de eletricidade da fonte eólica, de 9.182 GWh em 2010 para 12.502 GWh previstos para 2014, representando atualmente cerca de 39% do mix de produção das fontes renováveis.

Apesar da pouca expressão do atual valor de produção de eletricidade através do solar fotovoltaico, 557 GWh, o seu crescimento tem sido acentuado, comparativamente aos 215 GWh obtidos em 2010. Por outro lado, os números relativos ao solar fotovoltaico não tiveram em consideração a potência instalada e a produção de eletricidade obtida a partir dos pequenos produtores privados (escala de minigeração), bem como como das instalações existentes a nível residencial (escala de microgeração).

No Gráfico 2.25, na página seguinte, mostra-se a evolução da capacidade existente às escalas de mini e de microgeração, constatando-se que atualmente estão instalados 142,8 MW, considerando os dois sectores em conjunto, sendo praticamente a totalidade em solar fotovoltaico (142,05 MW).

Gráfico 2.25 - Parcela de Energia Fotovoltaica nos Setores de Micro e Minigeração de Eletricidade



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

Com esta capacidade instalada, o segmento residencial contribui, em 2014, com uma produção de eletricidade de cerca de 150 GWh e o de pequenos produtores de eletricidade com 72 GWh. A produção de eletricidade obtida pelo solar fotovoltaico representa, assim, a quase totalidade dos valores referidos, atingindo cerca de 219 GWh.

Face ao que acaba de ser referido, ao valor da produção nacional de eletricidade através do solar fotovoltaico, de 557 GWh, obtido a partir de centrais de dimensão apreciável, deverá ser acrescentado o valor de 219 GWh, resultando desse facto que o valor total de produção nacional por fonte solar fotovoltaica se situa atualmente em 776 GWh.

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.”*

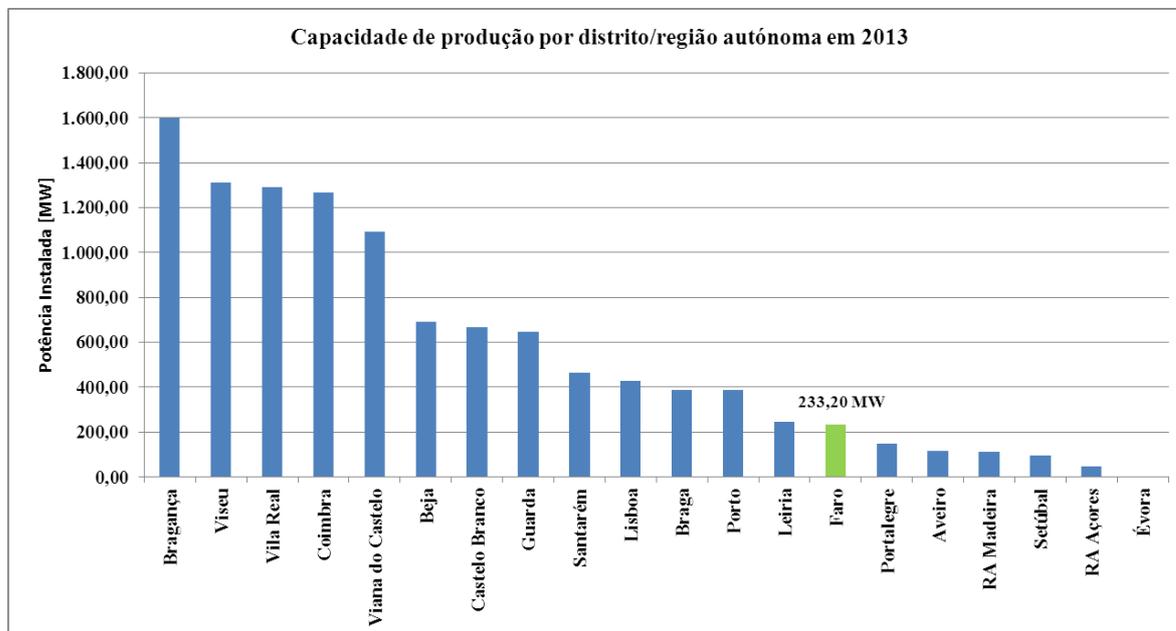
Reproduz-se a análise SWOT realizada ao sector, no âmbito do Plano Regional de Inovação do Algarve em que se realça:

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.
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.

Transcrito de (CRIA, 2008, p. 36)

No Gráfico 2.26 mostra-se a capacidade atual de produção de eletricidade, por distrito, através das fontes de energia renovável, constatando-se que atualmente a região do Algarve tem uma capacidade instalada por fontes renováveis de 233,2 MW.

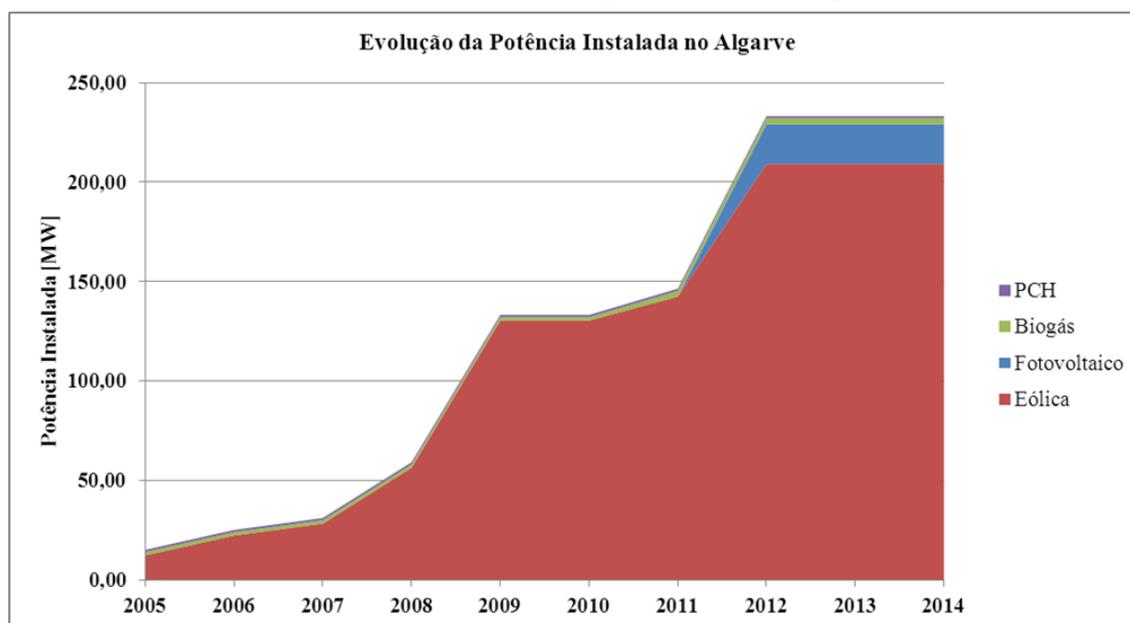
Gráfico 2.26 - Potência Instalada de Energias Renováveis por Distrito em 2013



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

No Gráfico 2.27 apresenta-se a evolução da capacidade instalada por fonte de energia renovável na região do Algarve.

Gráfico 2.27 - Potência Instalada de Energias Renováveis no Algarve em 2013



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

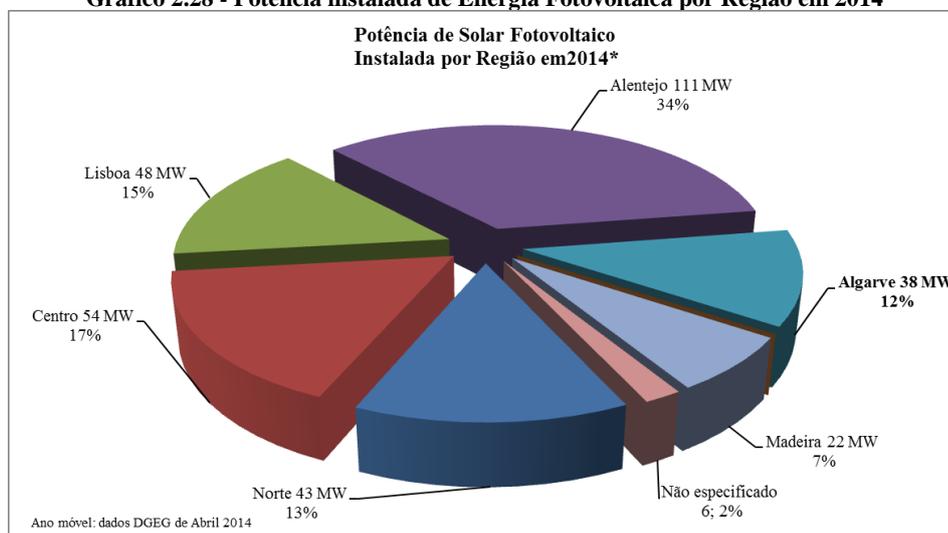
Como se constata no Gráfico 2.27, os investimentos mais significativos têm-se registado na instalação de parques eólicos, tendo-se passado de 2 MW em 1998 para 209,2 MW

de capacidade instalada em 2014, situando-se o maior número de parques na Costa Vicentina. As centrais de biogás passaram de uma capacidade de 1,7 MW em 2004 para 2,9 MW em 2012, enquanto as pequenas centrais hídricas mantêm uma capacidade instalada de 1,1 MW desde 1990.

Os parques solares fotovoltaicos representam o segundo maior investimento, com 20 MW de capacidade instalada em 2012. Este valor reflete apenas a potência instalada relativa às centrais com capacidade superior a 0,25 MW (INEGI e APREN, 2014), havendo mais 18 MW de capacidade instalada nos segmentos residencial e de pequena produção (Direção Geral de Energia e Geologia, 2014).

No Gráfico 2.28 mostra-se a atual partição a nível nacional da potência instalada em energia solar fotovoltaica, constatando-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, apresentada na página seguinte. De facto, a região do Algarve, a seguir à região do Alentejo, apresenta condições excelentes para a instalação deste tipo de energia.

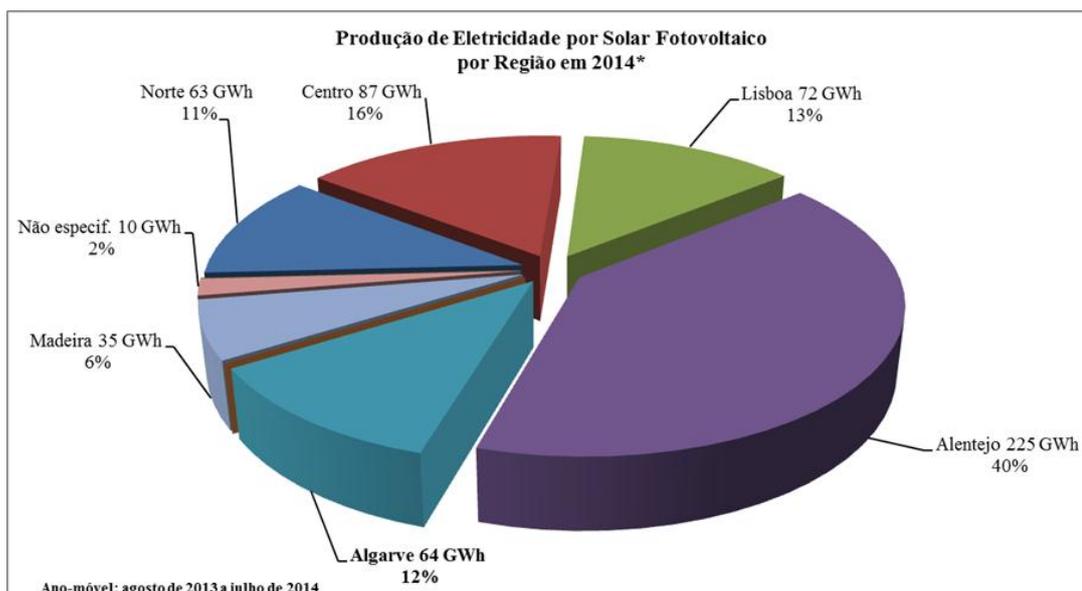
Gráfico 2.28 - Potência instalada de Energia Fotovoltaica por Região em 2014



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

Quanto à produção de eletricidade através de sistemas de energia solar fotovoltaica, o Algarve com 64 GWh ocupa o 4º lugar, com 12 % da produção nacional. A região do Alentejo, fruto da capacidade instalada na central da Amarleja, com 45,8 MW, de acordo com o INEGI (2014).

Gráfico 2.29 - Produção de Eletricidade por Energia Fotovoltaica e por Região em 2014



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

Dado o enorme potencial do Baixo Alentejo e do Algarve em termos de radiação solar, é de esperar que nos próximos anos se verifique uma mudança radical relativa ao quadro atual, sendo de prever que a região do Algarve assuma valores cimeiros na potência instalada e na produção gerada pelo solar fotovoltaico.

Na Tabela 2.5 apresentam-se as médias anuais dos valores dos coeficientes de potência referentes ao período de Agosto de 2013 a Julho de 2014. Estes valores permitem calcular os respetivos números de horas de produção equivalente anual, para cada região. Constatamos que com um coeficiente de potência¹ de 19,2 %, o Algarve produziu eletricidade durante 1684 horas/ano, tendo sido apenas superado pela região do Alentejo.

Tabela 2.5 - Energia Fotovoltaica – Número de Horas de Produção Equivalente

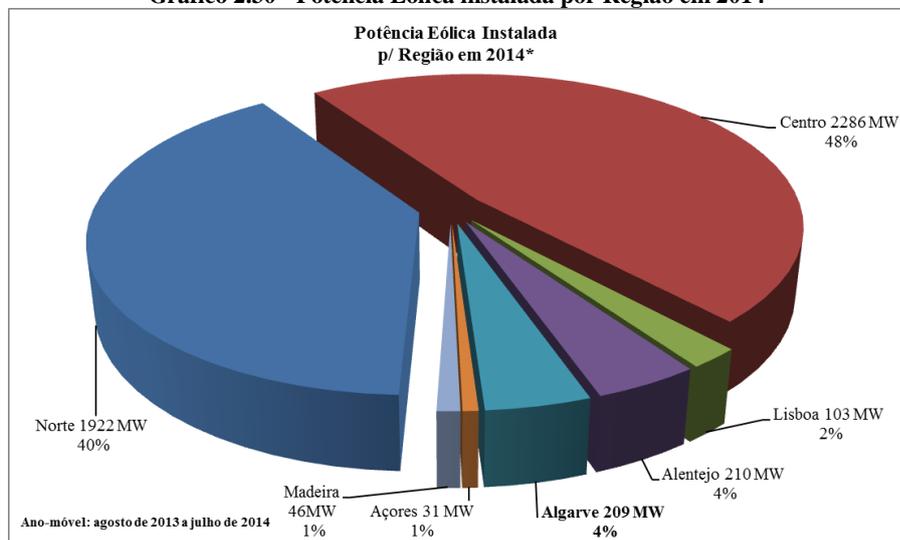
	Solar Fotovoltaico 2014*	
	Coeficiente de Potência [%]	Nº Horas de Produção Equivalente [nº horas]
Portugal	19,71	1.727
Continente	19,84	1.738
Norte	16,73	1.465
Centro	18,39	1.611
Lisboa	17,12	1.500
Alentejo	23,14	2.027
<i>Algarve</i>	<i>19,23</i>	<i>1.684</i>
Madeira	18,16	1.591
Açores		*Ano móvel: Agosto de 2013 a Julho de 2014

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

¹ Coeficiente de potência (ver definição no subcapítulo 3.5)

No Gráfico 2.30 mostra-se a atual repartição nacional da potência eólica instalada, apresentando o Algarve e o Alentejo praticamente a mesma capacidade de produção de eletricidade, bastante inferior aos valores relativos às regiões Norte e Centro..

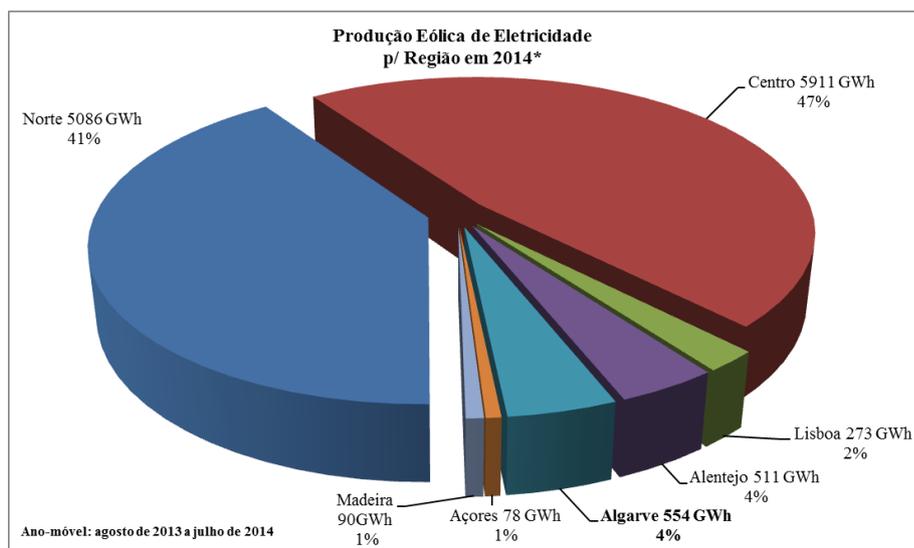
Gráfico 2.30 - Potência Eólica instalada por Região em 2014



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

No Gráfico 2.31 estão representados os valores de produção eólica de eletricidade por região., constatando-se que o Algarve apresenta uma produção consentânea com a potência instalada e o seu bom coeficiente de potência médio, indicado na Tabela 2.6 da página seguinte.

Gráfico 2.31 - Produção Eólica de Eletricidade por Região em 2014



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

Na Tabela 2.6 estão sintetizados os valores médios anuais dos coeficientes de potência, referentes ao período de Agosto de 2013 a Julho de 2014, e os correspondentes números de horas de produção equivalente de eletricidade por região.

Tabela 2.6 - Energia Eólica – N° de Horas de Produção Equivalente

	Eólica 2014*	
	Coef. de Potência [%]	N° Horas de Produção Equivalente [n°h]
Portugal	29,69	2.601
Continente	29,77	2.608
Norte	30,21	2.646
Centro	29,52	2.586
Lisboa	30,26	2.650
Alentejo	27,78	2.433
<i>Algarve</i>	<i>30,26</i>	<i>2.651</i>
Madeira	22,33	1.957
Açores	28,72	2.516

*Ano móvel: Agosto de 2013 a Julho de 2014

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

Constata-se que o Algarve registou, no período considerado, o coeficiente de potência mais elevado, correspondendo-lhe, assim, o maior número de horas de produção equivalente, 2651 horas. Regista-se ainda o facto de que o continente nacional, com um valor médio anual do coeficiente de potência, entre 29 e 30%, confirma a boa aptidão do nosso país para a produção de eletricidade através da energia eólica.

Os resultados até agora apresentados mostram que o Algarve é uma das regiões do país com mais baixos valores de produção de eletricidade por fontes renováveis de energia, apesar das potencialidades que apresenta (radiação solar, n° 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 fato 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, têm desincentivado os investimentos em sistemas de produção de energia por fontes renováveis.

A recente aprovação de legislação que vem promover a utilização de fontes de energia renovável em regime de auto consumo, pode dinamizar 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, deixa antever a possibilidade de, no âmbito do novo quadro comunitário, as mesmas virem a encarar os investimentos em fontes alternativas de energia, necessariamente renováveis, como contributos para a qualidade ambiental e, conseqüentemente, para um melhor posicionamento nos rankings do sector.

A importância que o novo quadro comunitário, para o período de 2014 a 2020, 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).

Para concluir este tema, e dada a sua importância, realça-se a necessidade da atualização do Plano Energético Regional, já apontado como uma *fraqueza* no Plano Regional de 2008.

3. ENERGIA EÓLICA E PRODUÇÃO 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 dos 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 produção de eletricidade. Em 1910 já existiam neste país centenas de aerogeradores em funcionamento, para produção 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 produção 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 produção 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 cêntimos/KW, enquanto os custos com recurso à energia eólica se situavam nos 12 a 30 cênt/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 produção 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.

Com o intuito de explicar, de forma simples, o vento enquanto fenómeno físico, abordam-se no Anexo 1 alguns conceitos básicos da Física e da Termodinâmica, recorrendo a alguns dos tópicos teóricos.

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.

Figura 3.1 - Imagem Meteorológica do Atlântico e da Europa

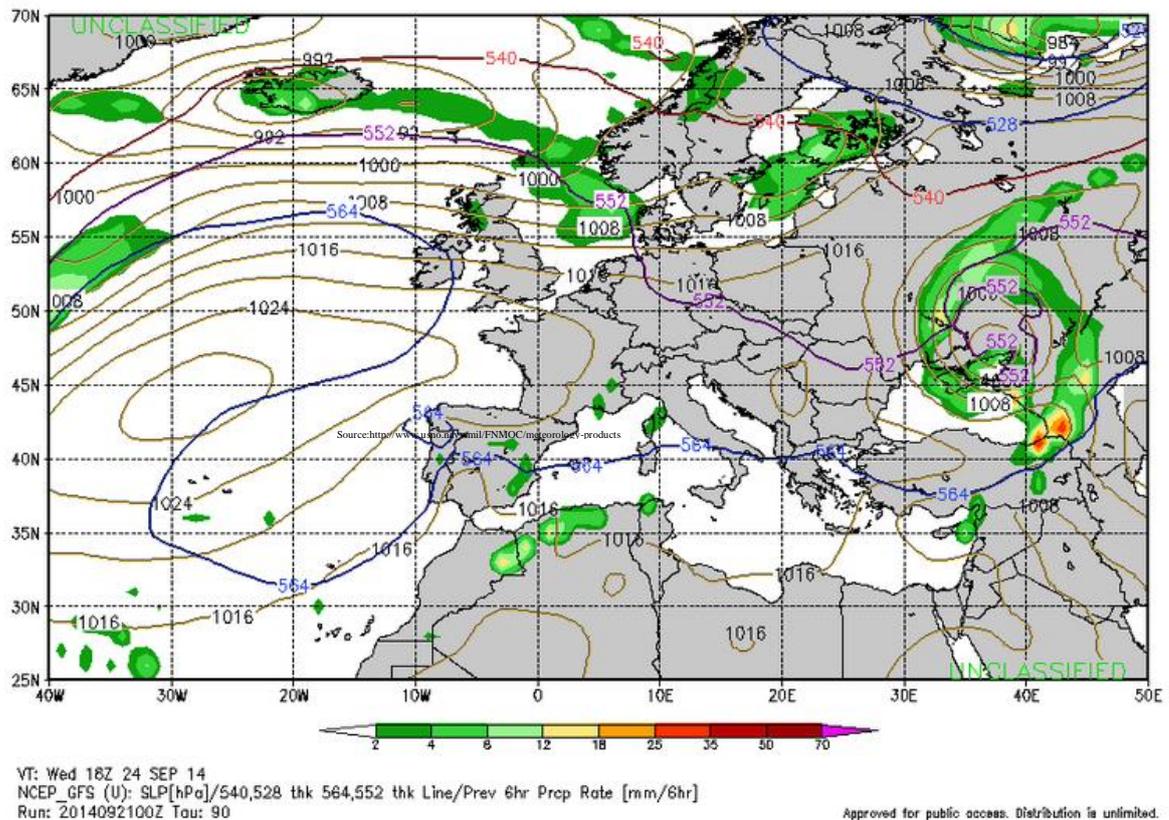


Fig 096 ---- Previous 6-hr Precipitation Rate [mm/6hr] and Sea Level Pressure [hPa]

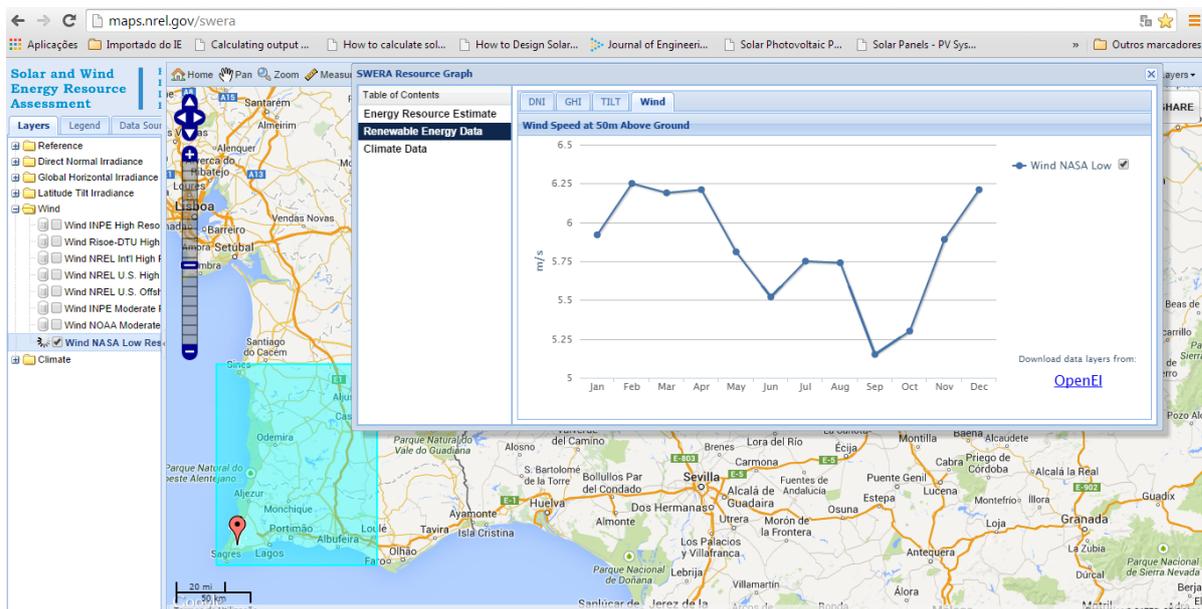
Fonte: Fleet Numerical Meteorology and Oceanography Center

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 10Km.

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 produção 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, 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

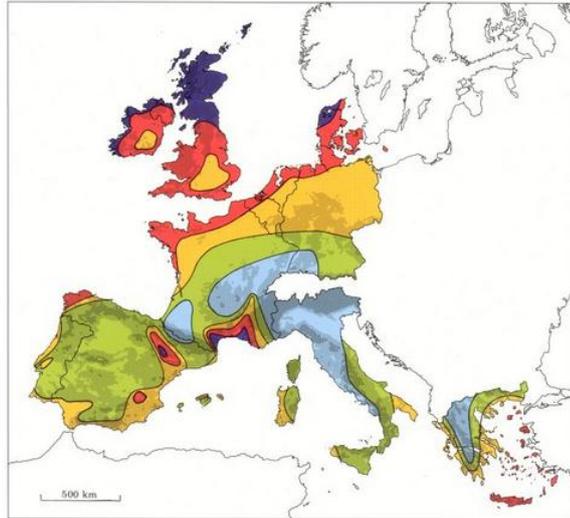


Na Figura 3.3 estão representados os European Wind Atlas Onshore and OffShore, do Risø National Laboratory, Roskilde, na Dinamarca, disponibilizados a partir de 1998, com informação anual das velocidades médias de vento [m/s] e dos fluxos de potência médios [W/m^2], para cinco condições topográficas 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 - RisØ

The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World

European wind resources at 50 metres a.g.l.

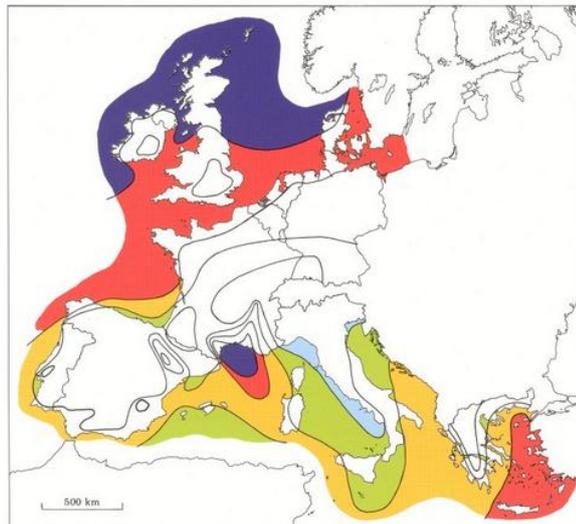


Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions									
Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²
> 8.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

From the *European Wind Atlas*. Copyright © 1989 by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World

European wind resources over open sea

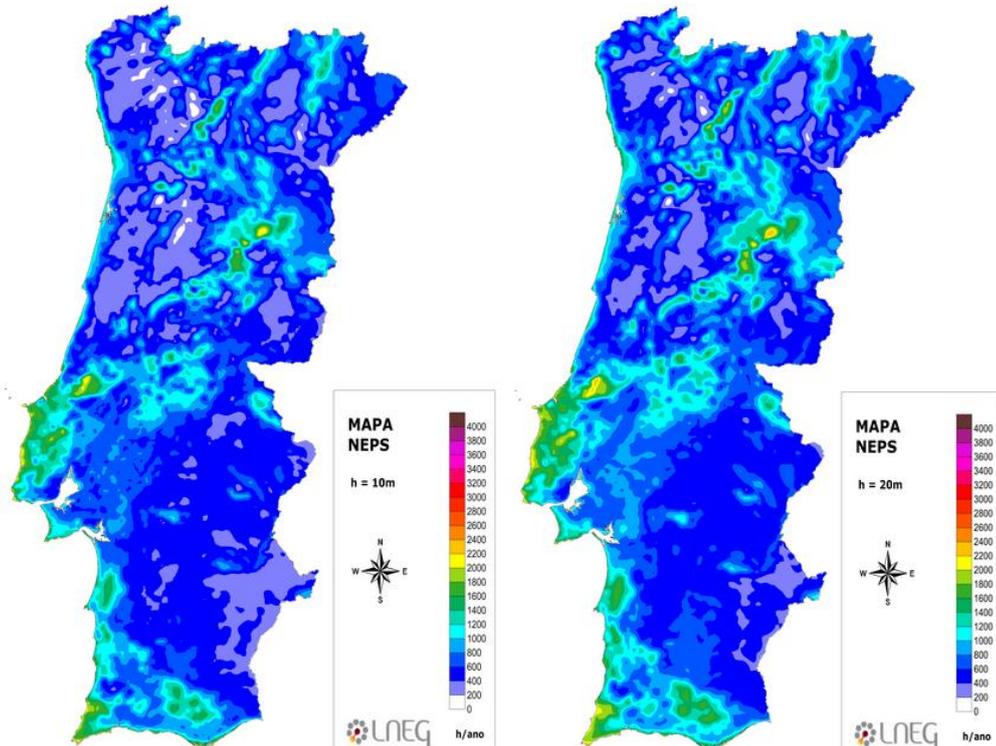


Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights									
10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²
> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Copyright © 1989 by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

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 Figura 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

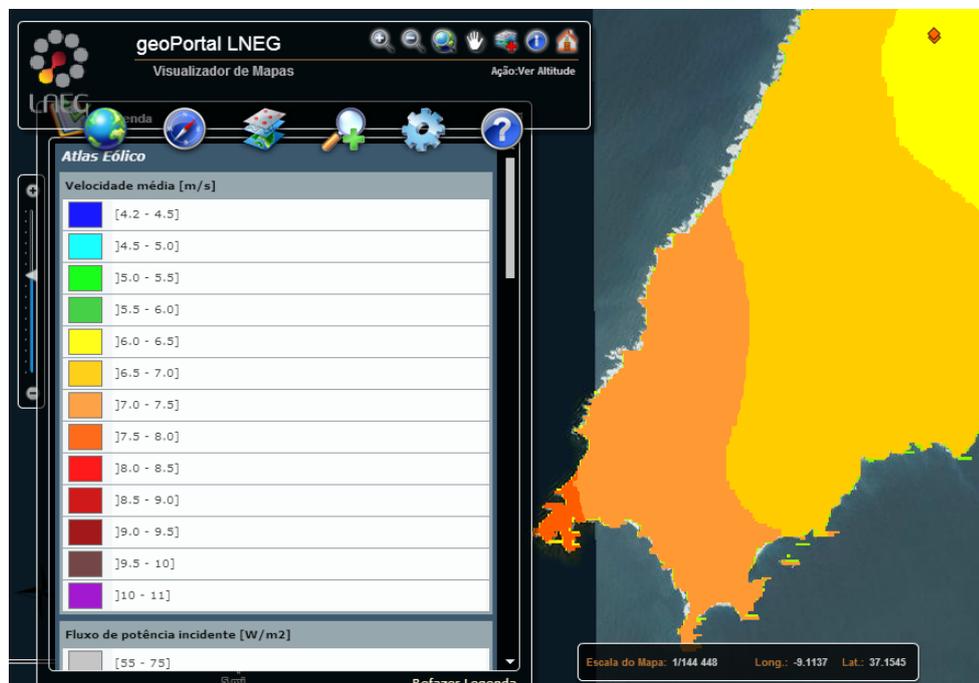
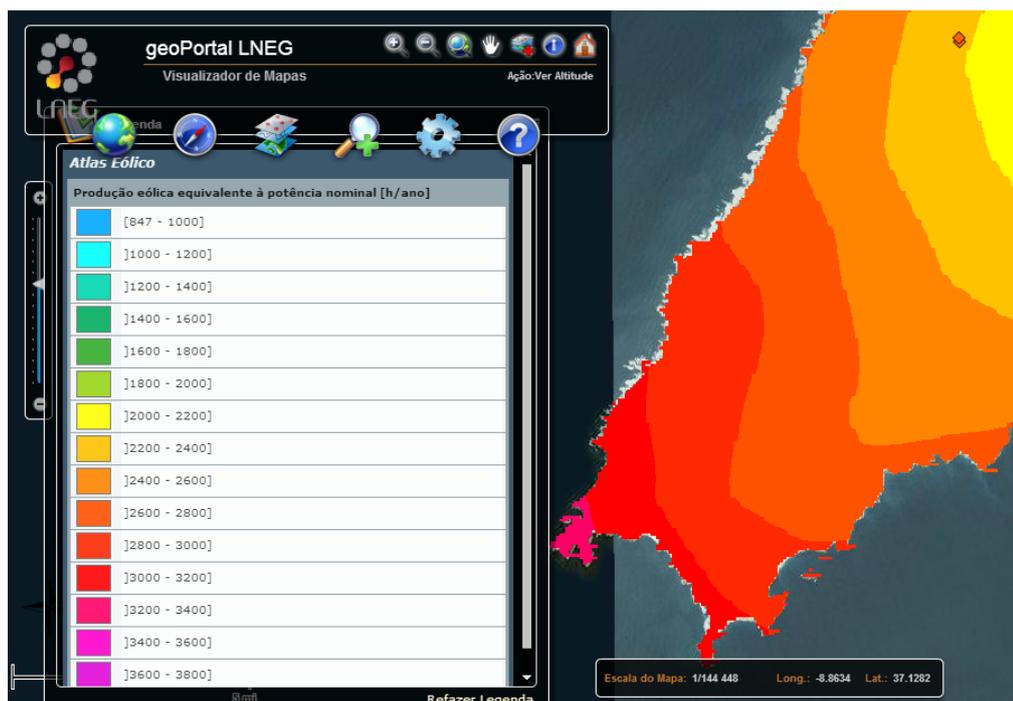


Figura 3.6 (b) - geoPortal-LNEG – Atlas Eólico – NEPS na Costa Vicentina



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

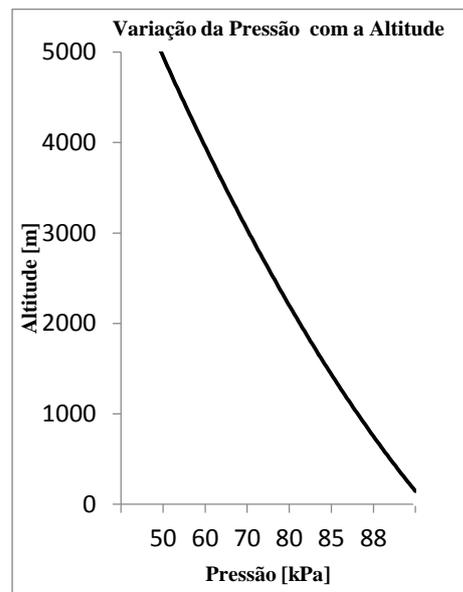
3.2.1 Influência da pressão atmosférica e da densidade do ar

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 metros, torna-se necessário prever a variação da velocidade do vento com a altura.

A variação da velocidade do vento com a altura é função de condições de estabilidade atmosférica, tema exaustivamente tratado por Jonhson (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 fato 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 Gráfico 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:

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

Em que $\bar{v}(z)$ é a *velocidade média* do vento para a altura z , vf 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}	$3 \cdot 10^{-5}$
Mar calmo	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
Areia	$2 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}
Neve	10^{-3}	$6 \cdot 10^{-3}$
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa / estepes	10^{-2}	$4 \cdot 10^{-2}$
Descampados	$2 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$
Relva alta	$4 \cdot 10^{-2}$	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	$3 \cdot 10^{-1}$
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

Valores típicos de z_0 [Hassan]
Adaptado de (Castro, 2009)

Tendo em consideração a dificuldade em calcular a velocidade de atrito v_f , 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:

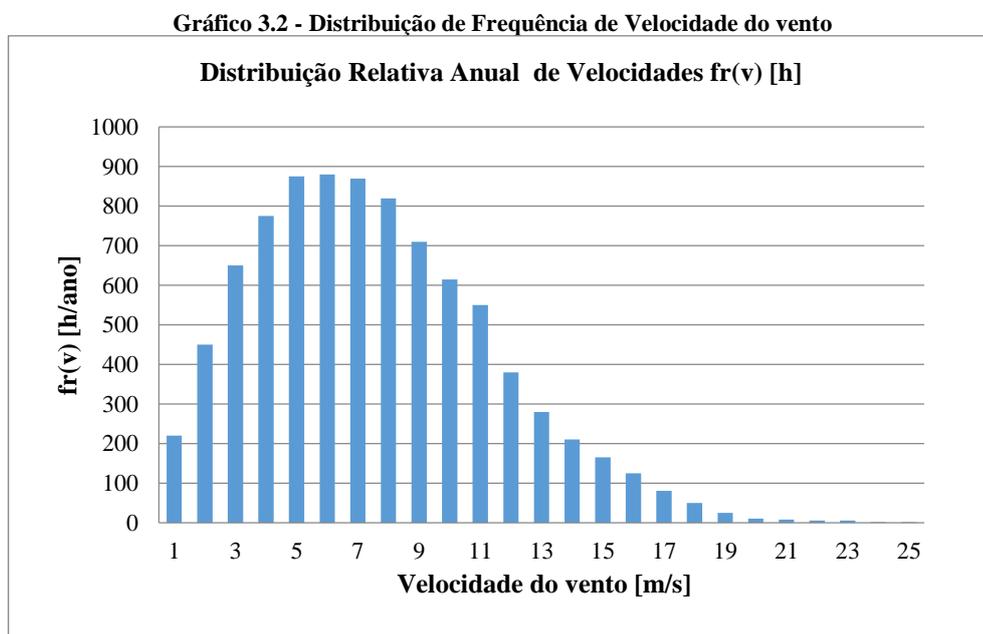
$$I_{v'(t)}(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

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.



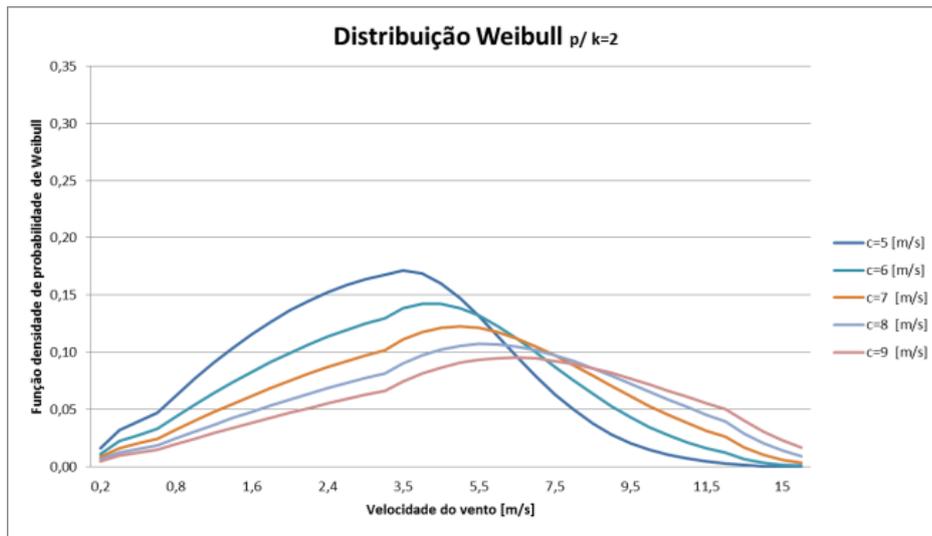
Apesar de haver várias funções capazes de descrever a distribuição das frequências da velocidade do vento, normalmente apenas duas funções são usadas, a de *Weibull* (função com dois parâmetros, c e k) e a de *Rayleigh* (função com um parâmetro), sendo a primeira considerada a mais adequada para caracterizar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

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

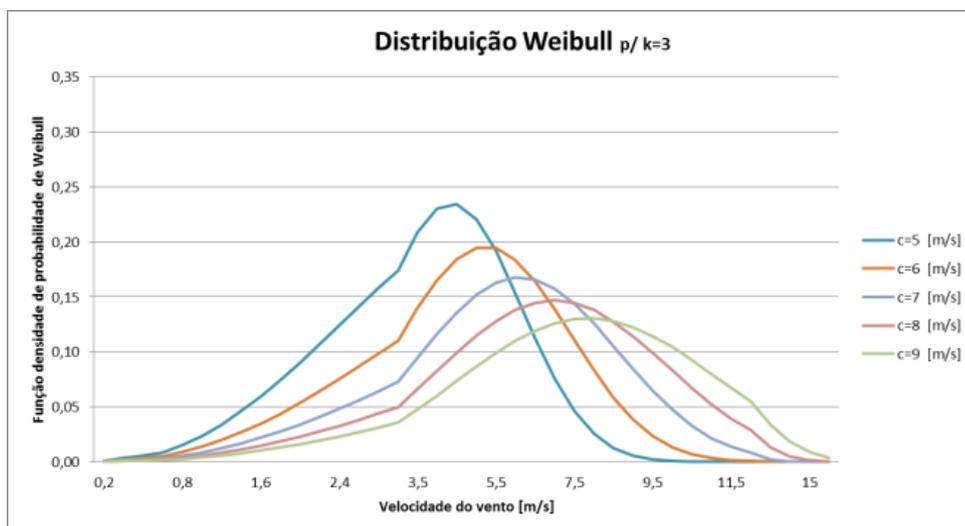
A influência do parâmetro de forma k e do parâmetro de escala c na curva da densidade de probabilidade para os diferentes valores da velocidade do vento, pode ser observada nas distribuições representadas nos Gráficos 3.3 a 3.5.

Gráfico 3.3 - Influência dos Parâmetros da Função de Weibull



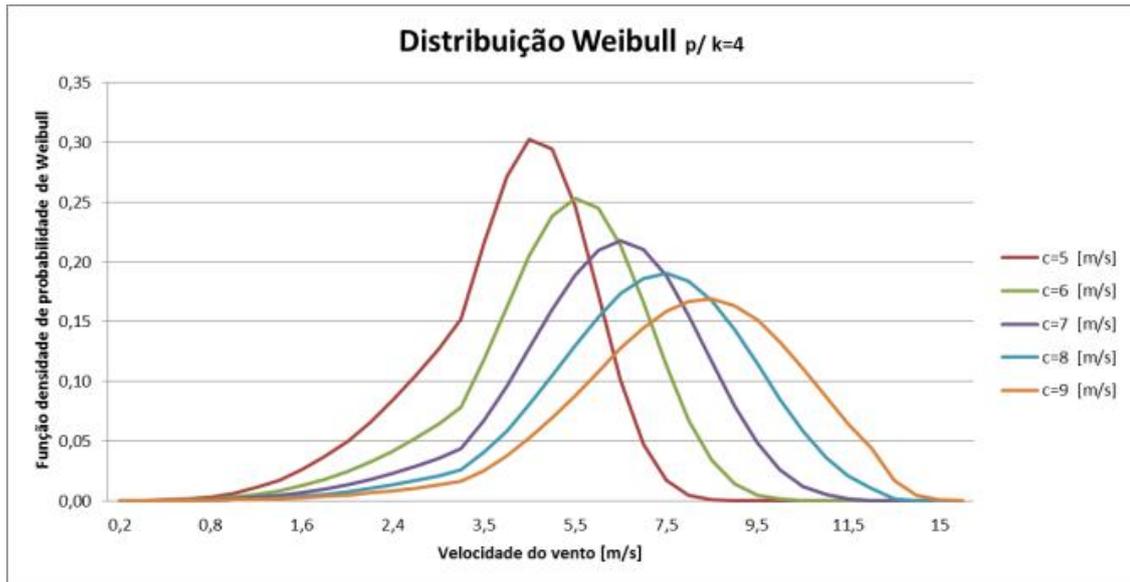
Como podemos constatar da observação dos Gráficos, as curvas da função adquirem uma forma “mais estreita e de pico mais acentuado”, deslocando-se para a direita, isto é, no sentido do aumento da velocidade de vento, com o aumento do parâmetro de forma k ($k=2, 3$ e 4) e para os valores do parâmetro de 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



No Anexo I desenvolvem-se alguns conceitos em torno da função de distribuição de Weibull e do cálculo dos seus parâmetros.

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 K_c [Joules] que lhe está associada igual a:

$$K_c = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} (\rho S x) v^2$$

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:

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

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 produção de eletricidade, garantindo condições de boa produtividade e de viabilidade financeira e económica dos seus projetos de instalação.

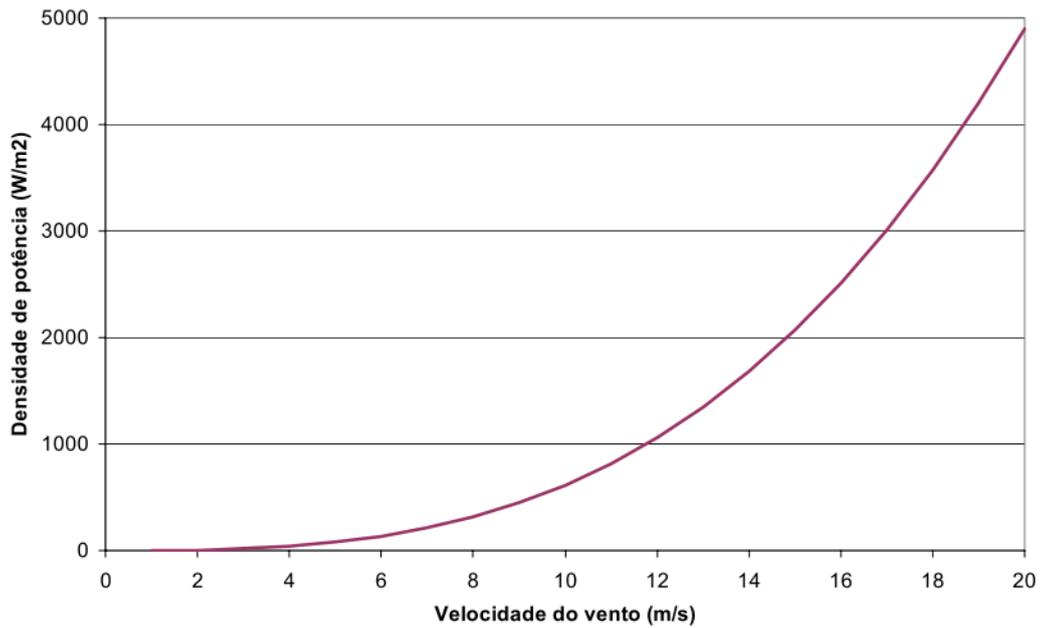
Pela aplicação desta relação e em condições normais de pressão e temperatura (densidade do ar $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$, a uma secção transversal de 1 m^2 de massa de ar, deslocando-se com uma velocidade de 5 m/s , corresponde uma potência disponível de $76,56 \text{ W}$. Se a velocidade dessa mesma 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* $P'_{sw} [J/m^2.s = W/m^2]$ em função da *velocidade do vento* $[m/s]$, 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)

No Anexo II apresentam-se os cálculos que permitem determinar a potência disponível numa determinada massa de ar, bem como a potência máxima possível de extrair dessa massa de ar.

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 $\frac{16}{27} \cong 59,3\%$. 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).

Por se considerar pertinente, no Anexo III é abordado o conceito de *valor ótimo da relação entre a velocidade tangencial das pás do rotor e a velocidade a que se desloca uma massa de ar livre* e a sua influência no coeficiente de potência.

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.

Gráfico 3.7 - Distribuição Relativa Anual de Velocidades do Vento

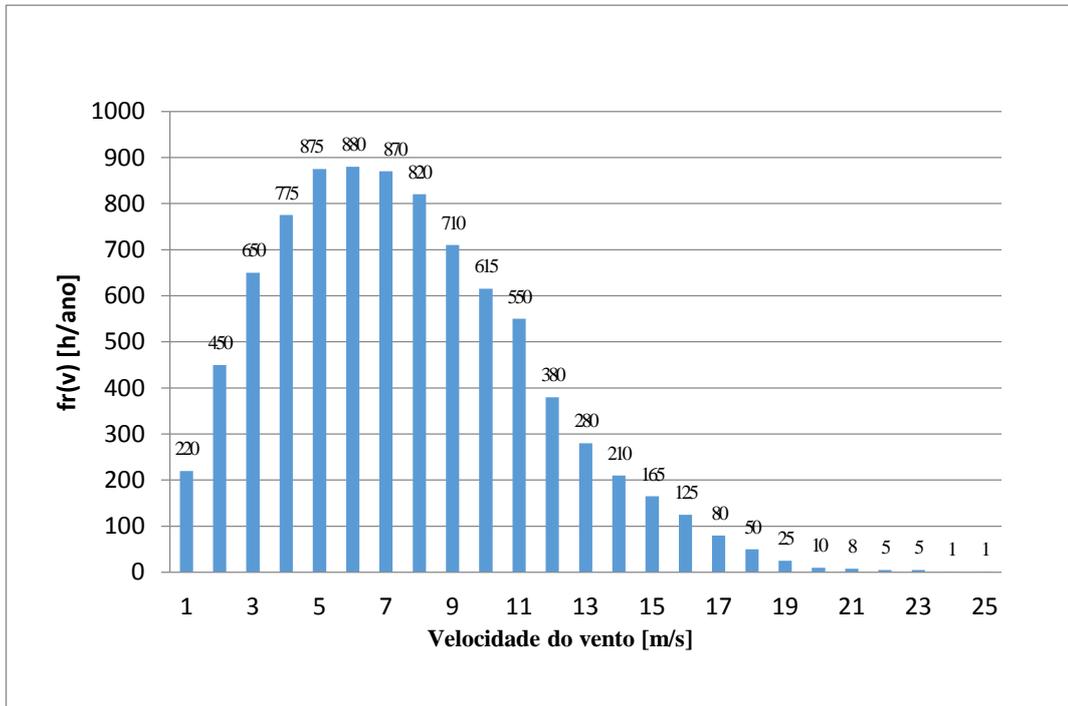
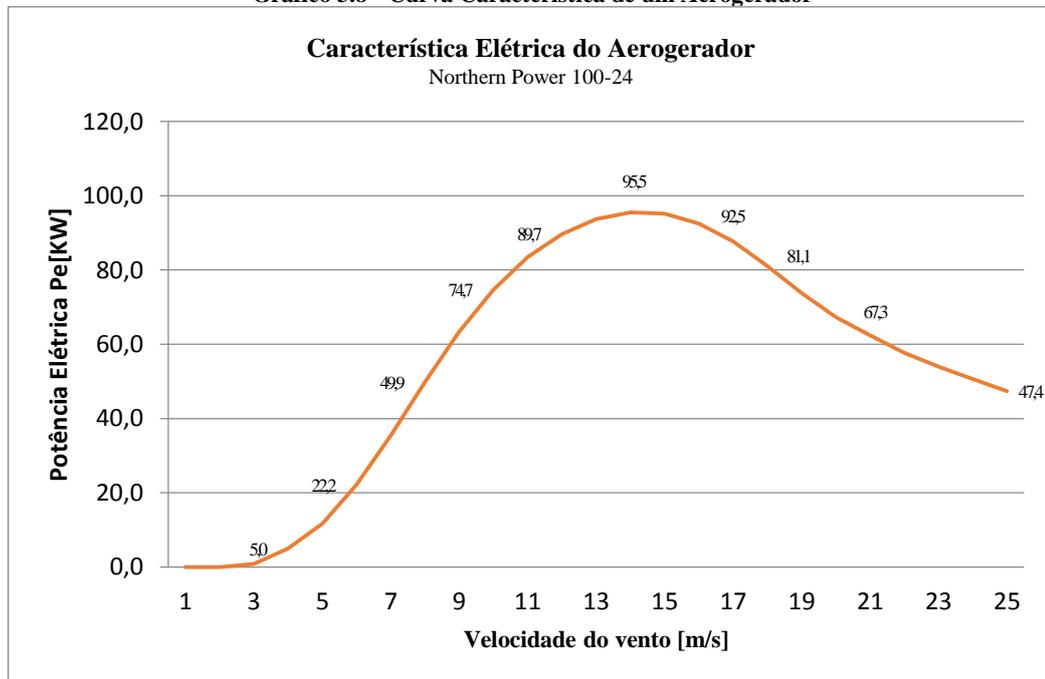


Gráfico 3.8 - Curva Característica de um Aerogerador



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 $1 \leq v_i \leq 25$:

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

A potência disponível, P_{w_i} , 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 $\rho = 1,225 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ 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 :

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

O somatório dos produtos $P_{w_i} \cdot f_r(v_i)$, 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	0,00
2	450	0,0	0,0	2,2	1,0	0,00
3	650	0,9	0,6	7,5	4,9	0,12
4	775	5,0	3,9	17,7	13,7	0,28
5	875	11,7	10,2	34,6	30,3	0,34
6	880	22,2	19,5	59,9	52,7	0,37
7	870	35,5	30,9	95,0	82,7	0,37
8	820	49,9	40,9	141,9	116,3	0,35
9	710	63,4	45,0	202,0	143,4	0,31
10	615	74,7	45,9	277,1	170,4	0,27
11	550	83,5	45,9	368,8	202,8	0,23
12	380	89,7	34,1	478,8	181,9	0,19
13	280	93,7	26,2	608,8	170,5	0,15
14	210	95,5	20,1	760,3	159,7	0,13
15	165	95,2	15,7	935,2	154,3	0,10
16	125	92,5	11,6	1.135,0	141,9	0,08
17	80	87,7	7,0	1.361,3	108,9	0,06
18	50	81,1	4,1	1.616,0	80,8	0,05
19	25	73,8	1,8	1.900,6	47,5	0,04
20	10	67,3	0,7	2.216,7	22,2	0,03
21	8	62,4	0,5	2.566,1	20,5	0,02
22	5	57,7	0,3	2.950,4	14,8	0,02
23	5	54,0	0,3	3.371,3	16,9	0,02
24	1	50,6	0,1	3.830,5	3,8	0,01
25	1	47,4	0,0	4.329,5	4,3	0,01
Produção [MWh/ano]			365,3			
Uso da Pot Instalada [h/ano]			3.653			
Produção Ideal [MWh/ano]			876,0			

Nos Gráficos 3.9 e 3.10 estão representadas as distribuições relativas anuais de produção 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

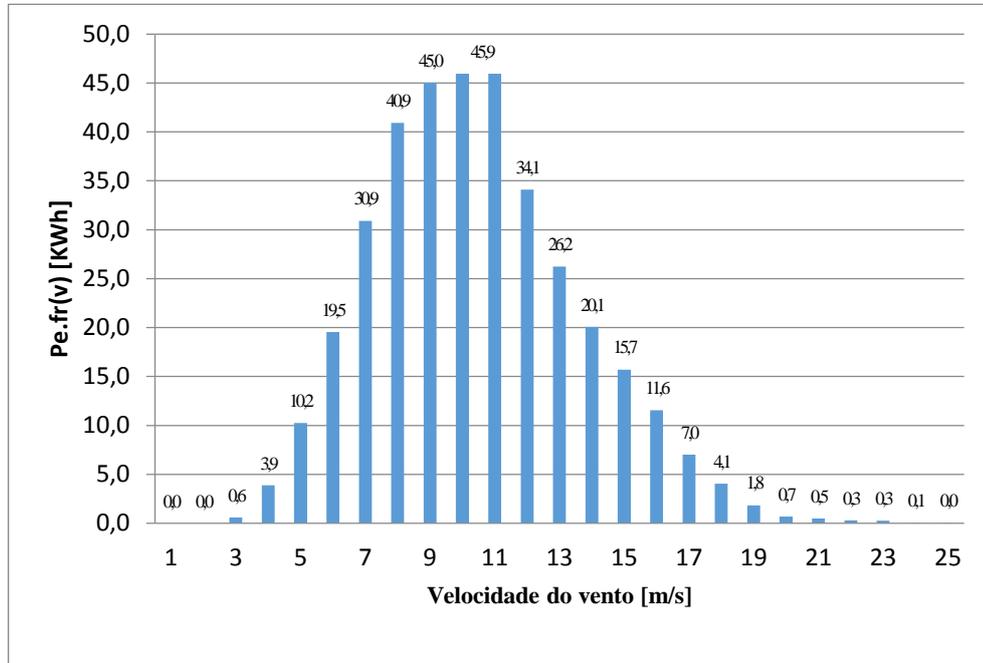
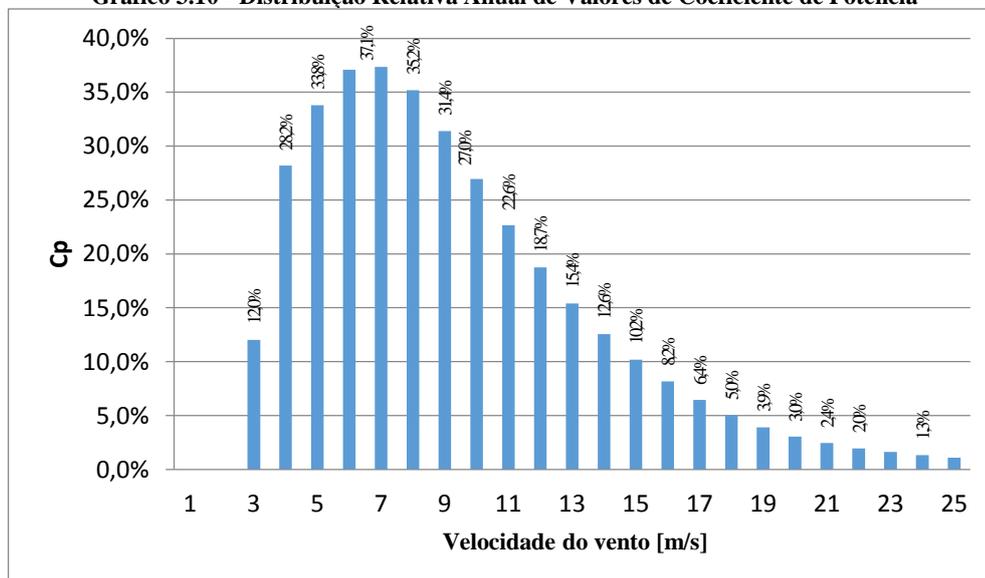


Gráfico 3.10 - Distribuição Relativa Anual de Valores de Coeficiente de Potência



Dos dados e valores que constam na Tabela 3.2, na página anterior, 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 3.653 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 1.750 horas/ano. Os valores mais elevados de produção de eletricidade, acima dos 40 MWh, são obtidos para velocidades entre os 8 e os 11 [m/s], intervalo de velocidades que ocorre 2.695 horas/ano, em que são produzidos 177,7 MWh, ou seja 48,6% da produção anual de eletricidade prevista.

Vários autores têm analisado os desvios entre valores estimados e valores reais de coeficientes de potência para diferentes localizações geográficas. (Boccard, 2009) cita diversos autores, cujos trabalhos se indicam na Tabela 3.3.

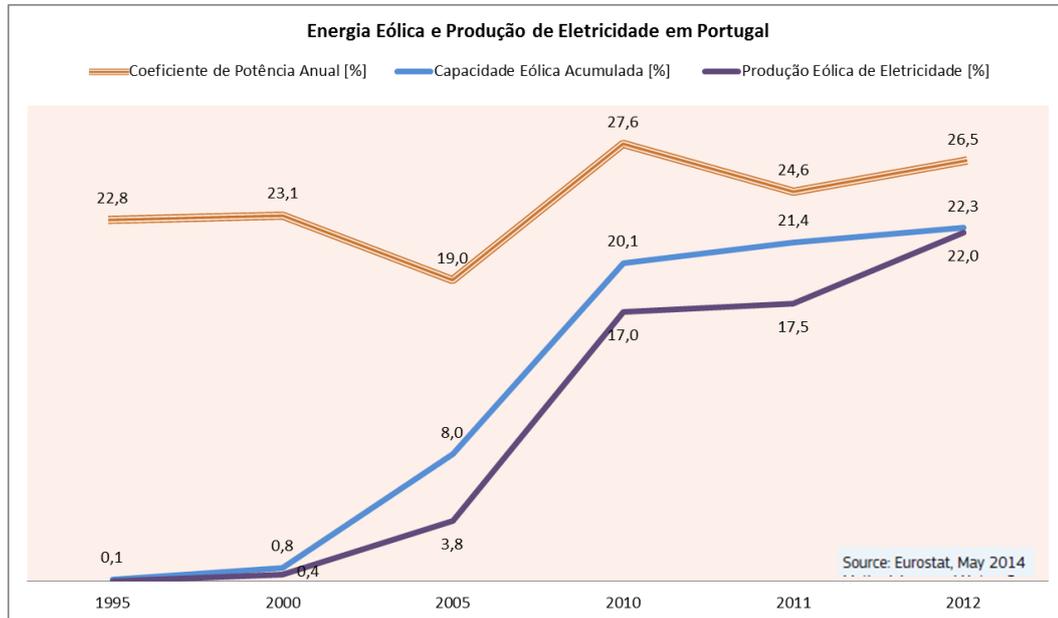
Tabela 3.3 - Estudos de Desvios de Valores de Coeficientes de Potência

Nfaoui et al. (1991): 33%, Local, Macao	Van Wijk et al. (1992): 22%, L, NL
Wood (1994): 55%, Local, New Zeland	Cavallo (1995): 60%, L, Ka, US
Salameh and Safari (1995): 35%, L, JO	Cataldo end Nunes (1996): 40%, L, UY
Abed (1997): 40%, T	Iniyani et al. (1998): 19%, L, IN
Iniyani and Lagadeesan (1998): 25%, L, IN	Jangamshetti and Rau (1999): 29%, L, IN
Pryor and Barthelmie (2001): 25-51%, L, DK	Lu et al. (2002): 39%, L, HK
Chang et al. (2003): 45%, L, TW	Teetz et al. (2003): 49%, L, AQ
Doherty et al. (2004): 31%, L, MD, US	Jaramillo et al. (2004): 51%, L, MX
Rehman (2004): 38%, L, SAQ	Abderrazzaq (2004): 24%, L, DE
Bird et al. (2005): 38%, L, CA, US	Denholm et al. (2005): 46%, L, ND, US
Ilkan et al. (2005) 35%, L, CY	White (2006): 20-29%, L, MN, US
Ahmed Shata and Hanitsch (2006): 53%, L, EG	Inoue et al. (2006): L, JP
Caralis et al. (2008): 27-30%, G, GR	Sahin (2008): 30%, G, TR
Códigos das letras: G para Global, L para Local, T para Teoria e códigos dos países de acordo com	

Tabela adaptada de Boccard (2009)

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 Produção de Eletricidade



Fonte: Eurostat (2014)

3.6 Intermitência e seu efeito na rede elétrica

A intermitência na produção 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 (designadas por *VRE-variable renewable energy sources*) no sistema de produção 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), entre outros, 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 produção 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 produção 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:

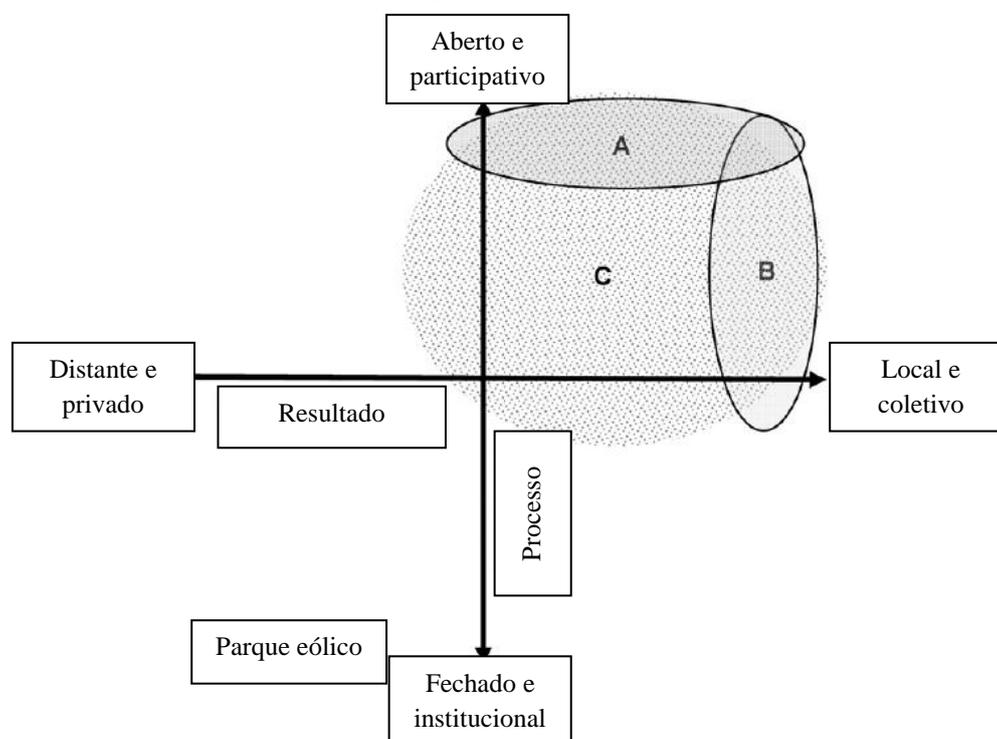
1. Basear-se num projeto sustentável;
2. Utilizar energia solar ou outra fonte renovável ao nível habitacional e/ou em “*micro-grid*”;
3. Utilizar meios de transporte energeticamente eficientes e tecnologicamente avançados, utilizando combustíveis amigos do ambiente;
4. “Utility Role Expansion – Power 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 perspetiva acentua a importância da componente social associada à constituição destas comunidades.

Walker e Devine-Wright (2008), procurando avaliar a forma como os residentes de uma comunidade se identificam com projetos de produção de eletricidade com origem em fontes renováveis, consideraram duas perspetivas de abordagem a ter em consideração, esquematizadas na Figura 4.1. A primeira perspetiva 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 perspetiva 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



Understanding of community renewable energy in relation to project process and outcome dimensions.

Adaptado da fig.1 do artigo de Walker e Devine-Wright (2008)

Interpretando os resultados das auscultações efetuadas nesse seu estudo, Walker e 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 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 produção 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 produção 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 a designação mais utilizada pelos países europeus e asiáticos “*decentralized generation*”.

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 no âmbito do trabalho:

A. A **finalidade**, “*the purpose*” – “*The purpose of distributed generation is to provide a source of active electric power (AI definition)*”. De acordo com a definição dada,

pretende-se essencialmente fornecer energia ativa produzida, não sendo essencial o fornecimento de energia reativa.

B. A 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. A 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. A 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. A 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

Fontes: Linden et al. [19], IEA [20], p. 64, Duffie et al. [21], pp. 638 and author Extrato e adaptação da Tabela 1 de Ackermann *et al* (2001)

F. 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 ^{a)} [kg/GWh]	NO _x ^{a)} [kg/GWh]	CO ₂ ^{a)} [t/GWh]	CO ₂ e CO ₂ eq ^{b)} [t/GWh]
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
<i>Fontes renováveis (DG)</i>				
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

Source^{a)}: Kaltschmitt et al. [22].

Source^{b)}: Lewin [23], Fritsch et al. [24], also Ackermann [25]; All figures include direct and indirect emissions based on average German energy mix, technology efficiency, solar radiation and typical lifetime.

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

G. O modo de funcionamento, “*the mode of operation*”

H. O regime de **propriedade**/titularidade, “*the ownership*”

I. O 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 e 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 o seu aumento acrescentando 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 beneficentemente nos consumidores.

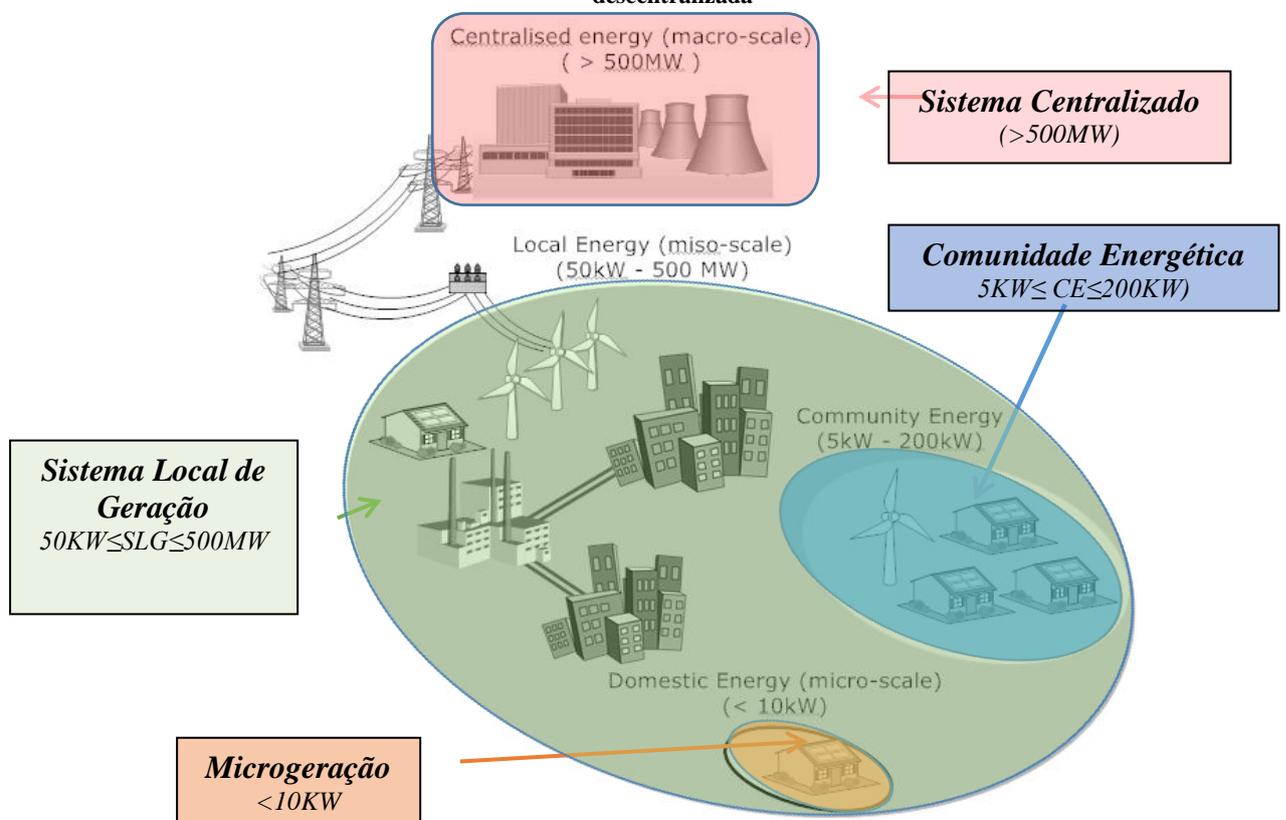
Pepermans *et al* (2005), recordam que a evolução nos sistemas de fornecimento de energia teve a sua origem em sistemas *descentralizados*. Que as centrais de produção, inicialmente, apenas garantiam o fornecimento de energia a pequenas distâncias do local de produção, por corrente contínua de baixa 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 produção de eletricidade e as suas principais características, potencialidades e benefícios, bem como custos e obstáculos.

Kelly e 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 produção 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 produção 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 e Pollitt (2011) Figure 1.1: Graphical representation between centralized energy, local energy, community energy and micro-energy.

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 e 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 produção 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 e 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 2 comunidades na Holanda e 2 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 consequente estreitamento das relações sociais.
- Foram também considerados importantes na motivação das comunidades, objeto do estudo, 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 produção 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 *community renewable energy (CRE)*, identificando-se com a abordagem feita por Walker e Devine-Wright (2008).

Para o estudo em questão, os autores analisaram os resultados de entrevistas realizadas em 41 CRE: 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 (Ruggiero, Onkila, & Kuittinen, 2014), enumeram-se as CRE por fonte de energia e tipo de organização.

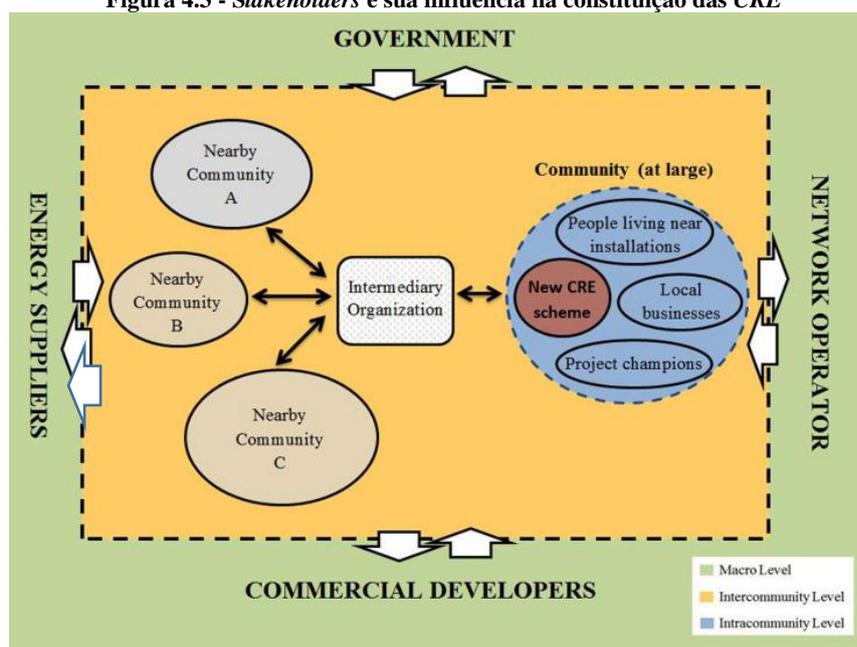
Tabela 4.3 - Fontes de energia renovável e formas de organização das CRE

Fonte de Energia /	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 *intracomunitário*. 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)

Para além dos níveis de influência a 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 dos autores do trabalho:

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

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

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

Com o incentivo do governo australiano, foi efetuado um trabalho (Hicks, Ison, Gilding, & Mey, 2014) 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 produção de eletricidade e calor.

Hicks *et al* (2014) caracterizam os projetos que envolvem comunidades na produção 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, 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

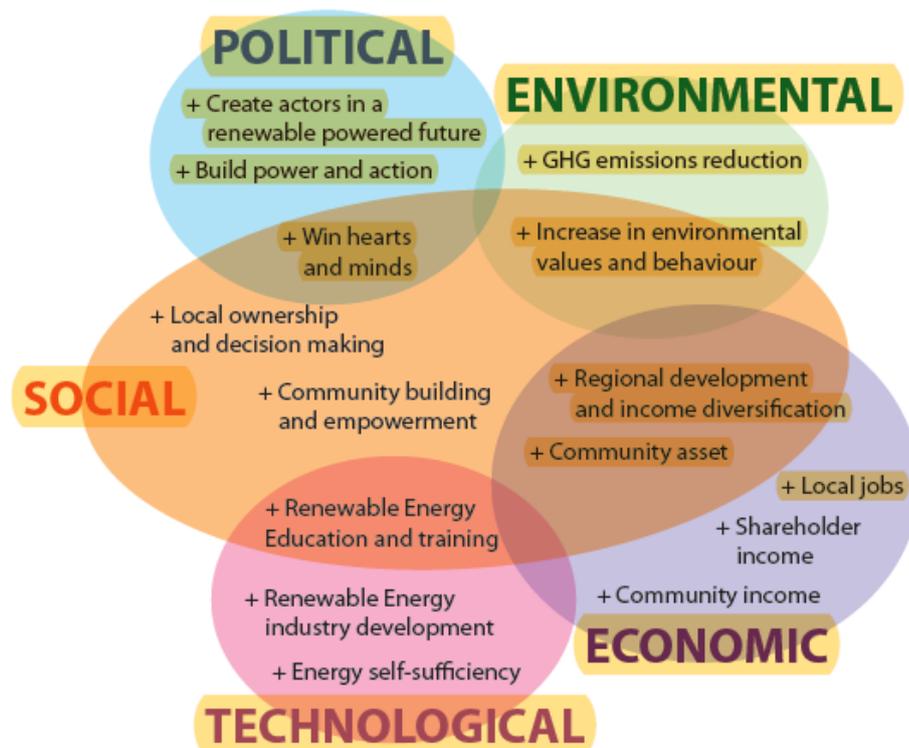
Hicks *et al* (2014), citando o *Home Energy Handbook* (Shepherd, Allen, Harper, Ison, & Hicks, 2012) consideram as motivações para a constituição das *CORE* e os benefícios daí resultantes, integrados em cinco grandes áreas temáticas: *Social, Ambiental, Tecnológica, Política e Económica*.

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”

The Benefits and Motivations of Community Renewable Energy Projects



The benefits of community renewable energy projects
From the "Home Energy Handbook", 2012

Fonte: Hicks *et al* (/2014)

Em vários países existem de 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 se destacam (Hicks, Ison, Gilding, & Mey, 2014):

- **Embark Wiki - Australia**² - 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**³ – Manual de apoio ao desenvolvimento de projetos comunitários de energias renováveis na América do Norte.
- **Community Renewable Energy Toolkit 2011 - UK - Scotland**⁴
- 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 - UK**⁵ – 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 também uma lista exaustiva de páginas eletrónicas de associações internacionais que integram

² www.embark.com.au/

³ www.cec.org

⁴ www.scotland.gov.uk/

⁵ www.gov.uk/community-energy

comunidades energéticas locais em diferentes países, considerando-se pertinente, neste trabalho, identificar algumas dessas comunidades:

- Project of the Community Power Agency - Austrália⁶
- Scotland's Community Energy Database – UK⁷
- Energy4All - UK⁸
- Community Energy Partnerships Program - Canada and around the world⁹
- Case studies of community energy in Germany – Germany¹⁰
- Middelgrunden Wind Turbine Cooperative - Denmark¹¹

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 produção de eletricidade. Recorrendo inclusivamente à 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 produção de eletricidade, procurando-se diversificar a sua localização geográfica, aumentando assim a sua representatividade:

Caso 1 – *Feldheim*¹²– 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. Os habitantes da aldeia de Feldheim

⁶ www.cagency.org.au

⁷ www.communityenergyscotland.org.uk/projects.asp

⁸ www.energy4all.co.uk/projects.asp

⁹ www.communityenergyprogram.ca/Resources/ResourcesCommunityPower.aspx

¹⁰ www.forumforthefuture.org/project/discover-community-energy/more/germany-community-energy-tour

¹¹ www.middelgrunden.dk/middelgrunden/?q=en

¹² www.forumforthefuture.org/project/discover-community-energy/more/germany-community-energy-tour

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



Danuta Kneipp of IFOK with Chris Matthews and Prashant Vaze at the Feldheim wind farm



Feldheim solar PV tracking mounting systems factory

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

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. Este caso foi já considerado como um exemplo a seguir, pelo Secretário de Estado do Ambiente do Governo Federal Alemão, “*Environment State Secretary Henning Heidemanns said that 'Feldheim is emblematic of how wind energy and biogas can be combined in order to meet the needs of the local population in an environmentally sustainable manner'.*”

Caso 2 - *Horshader Community Development 900kW Wind Turbine*¹³ – 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... - *“HCDT was formed in December 2004 after private developers had approached the community with a view to erecting turbines on community land, and were offering only a small financial return to the community. The community did not agree with this approach, and came together to form a group which would take forward a similar project solely for the benefit of the community..”*.

A *Horshader Community* optou por instalar uma turbine 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;

¹³ www.communityenergyscotland.org.uk/case-studies.asp

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 estado 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 a 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 Limited¹⁴ – *Westmill Co-op* foi constituída em 2004 com a finalidade de instalar uma *“community-owned wind farm* em Oxfordshire *”Westmill Co-op was established in 2004 to build and operate a community-owned wind farm at Westmill Farm in 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

¹⁴ http://www.westmill.coop/westmill_windfarm.asp?ID=WST1

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. *“The co-op has financed the purchase and construction of five wind turbines through a 4.6m fundraising campaign that saw the public able to buy shares in the project and was supplemented by a bank loan. The Wind Farm involved the purchase, construction and 25 year operation of five wind turbines...”* 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 produção de eletricidade superior ao consumo de 2.500 habitações, livre de poluição e de emissões de dióxido de carbono.

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. - *“The wind farm has five towers erected in a straight line across the old airfield, near Watchfield, South Oxfordshire...”* Westmill Windfarm Co-op tem 2.374 membros.

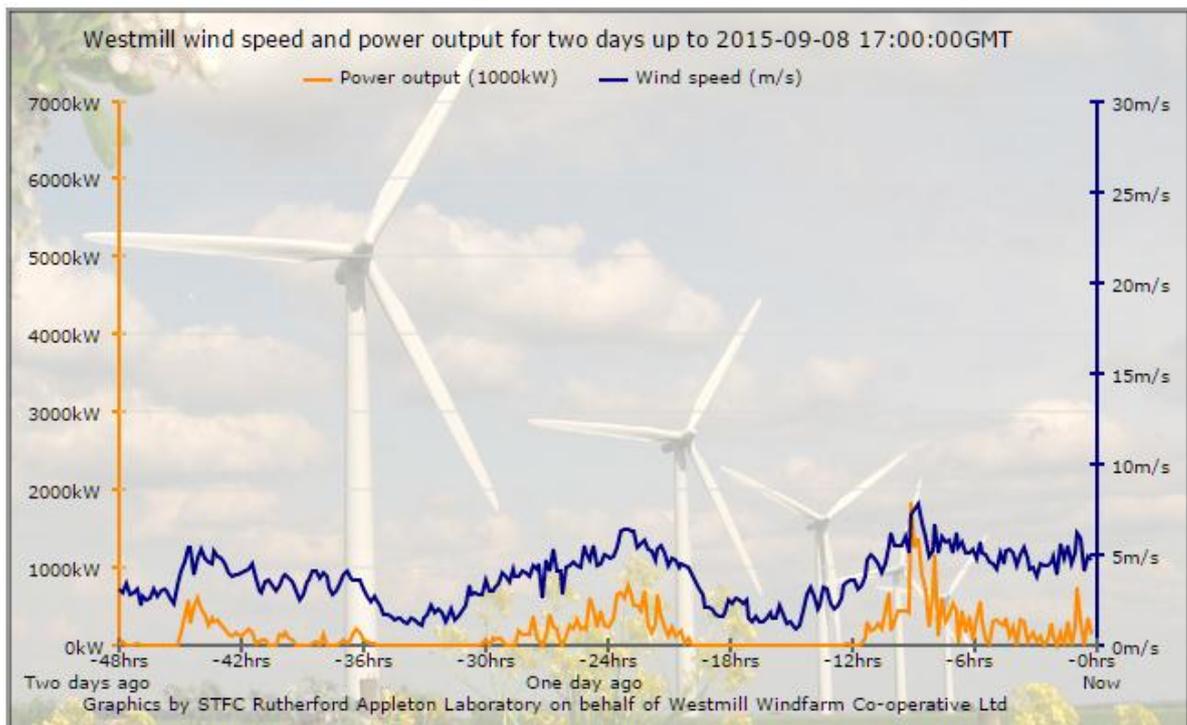
Figura 4.8 - Westmill Wind Farm Co-operative Limited



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 cooperative, a Westmill Solar Cooperative, a qual pretende investir £16m no que se julga ser o maior parque solar fotovoltaico detido por uma comunidade. - *“In 2012 a second cooperative was launched. The Westmill Solar*

Cooperative raised £16m to buy what is thought to be the world's largest community owned solar project.”

Caso 4 - Energy4all Limited Community Ownership¹⁵ – 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 £30m angariados... - “*Energy4All was formed in 2002 to expand community ethical ownership of renewable energy. We now have 15 projects in the Energy4All family with 10,000 + members - £30m + raised through ethical investment- enabling many more communities to benefit from renewable energy...*”

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

Figura 4.9 - Energy4all Limited Community Ownership, GB



Fonte: Energy4all Limited Community Ownership

¹⁵ <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 (ADB, 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 Multicritério – *Multi-Criteria Analysis (MCA)*;
- Análise de Custo-Eficácia (ACE) – *Cost-Effectiveness Analysis (CEA)*;
- Análise do Ciclo de Vida (ACV) – *Life Cycle Analysis (LCA)*;

5.1.1 Avaliação ambiental estratégica

Partidário (2007,) define a AAE como “...um instrumento de avaliação de impactes 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), 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 (CCDRAlg), 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 integração 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.*”¹⁶

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.*”¹⁷

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, traduzindo:

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

¹⁶ <http://www.ccdr-alg.pt/site/info/avaliacao-ambiental-estrategica-aae>

¹⁷ <http://www.icnf.pt/portal/naturaclas/ordgest/aa/aae>

- A percepção 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* 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

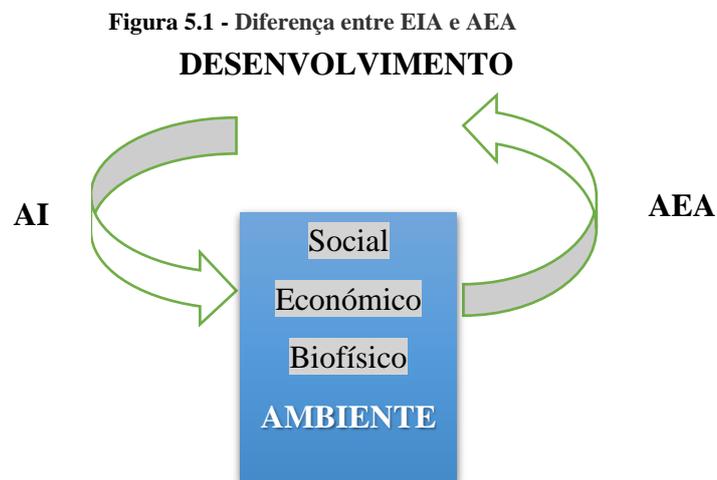
Citando Pearce *et al* (2006), a avaliação de impacte ambiental (AIA), baseia-se num procedimento de recolha de informações, feita de forma sistematizada, sobre os impactos no ambiente causados por um projeto ou plano de investimento, com a finalidade de medir esses impactos.

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 Ambiente¹⁸, 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.



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.

¹⁸ <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=146>

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?

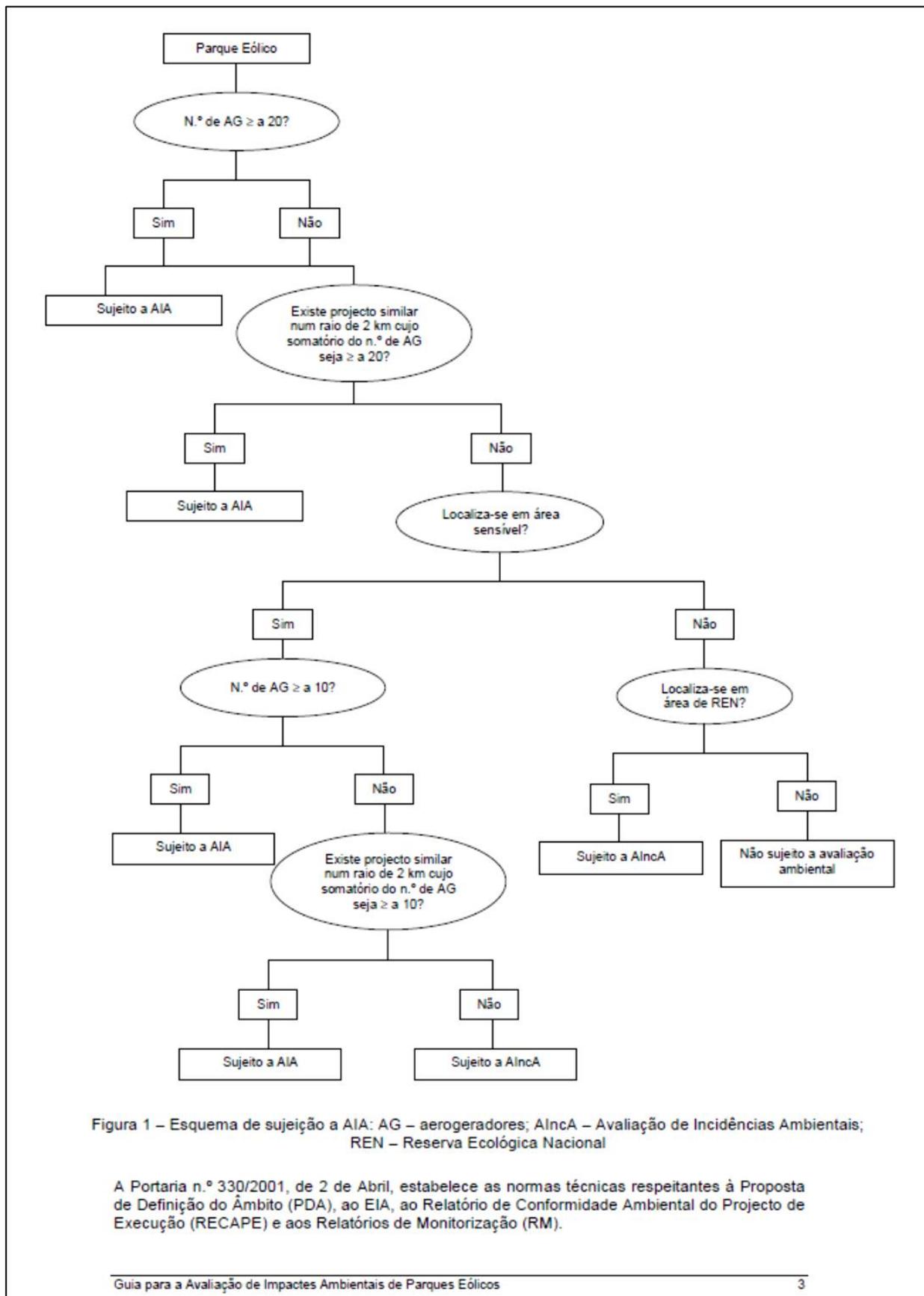
Tabela adaptada de Partidário (2012)

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

5.1.3 Análise de Custo-Eficácia

Com base no “*The resource for the evaluation of Socio-Economic Development - EVALSED*”, um guia destinado, especificamente, à avaliação da política de coesão da União Europeia e pela transcrição da sua tradução oficial, relativamente à utilização da Análise de Custo-Eficácia (ACE) como técnica de avaliação, realça-se que “*O objetivo da ACE consiste em avaliar a eficácia de um projecto, i.e., a sua capacidade de cumprir com os objetivos traçados. Estes devem ser definidos em termos físicos e não monetários... A ACE será mais adequada quando se trata de decidir quais das alternativas maximiza os benefícios (expressos em termos físicos) ao mesmo custo ou, vice-versa, a que minimiza os custos atingindo o mesmo objetivo....*”

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



Fonte: Agência Portuguesa do Ambiente

“...A ACE é fundamentalmente uma ferramenta que assiste na selecção de projectos no âmbito de um programa bem definido... Usa-se para proceder a comparações entre alternativas que apresentam o mesmo âmbito de acção...” (European Commission, 2013a).

Para Pearce *et al* (2006), numa avaliação de um projeto ou de uma política de desenvolvimento, a ACE deve assumir um único indicador, a eficácia (E), o qual deve ser confrontado com um custo (C), pelo cálculo do valor do rácio E/C. Salientam ainda que, apesar do valor obtido pelo rácio ser perfeitamente identificável, por exemplo num projeto de cariz ambiental, €/h_a de terra conservada, este valor não nos diz absolutamente nada sobre se vale a pena concretizar a política de conservação em questão. Para que tal acontecesse tornava-se necessário que os valores de E e C fossem expressos no mesmo tipo de unidades.

Realçam ainda que a grande limitação da ACE, é a de que, apesar de ser possível hierarquizar vários projetos (ou políticas) alternativos, com base no rácio E/C, todos se mantêm realizáveis, não havendo a garantia de qual de entre todos se poderia considerar como *worth doing*. De facto, como afirmam, a noção só adquire sentido quando é possível comparar custos e benefícios, mostrando que os primeiros são maiores (ou menores) que os últimos. Isto requer que ambos possam ser quantificáveis na mesma unidade, como é o caso da Análise de Custo-Benefício, em que a unidade monetária é comum.

5.1.4 Análise Multicritério

Pelo “*The resource for the evaluation of Socio-Economic Development - EVALSED*”, na sua tradução oficial, a análise multicritério (AMC) permite efetuar “*uma análise comparativa de projetos alternativos... É, normalmente, usada para sintetizar opiniões expressadas, para determinar prioridades, para analisar situações de conflito, para formular recomendações ou proporcionar orientações de natureza operacional...A análise multicritério é uma ferramenta de comparação, em que são tidos em conta vários pontos de vista, tornando-se desta forma particularmente útil durante a formulação de uma conclusão sobre questões complexas... Em termos gerais, recorre-se a esta técnica principalmente em avaliações ex-ante de intervenções e projectos*

públicos e suas variantes (o traçado de uma auto-estrada, a construção de uma nova infra-estrutura, etc.)...” (European Commission, 2013a)

Segundo Pearce et al (2006), a AMC, em muitos aspetos é semelhante à ACE, embora envolvendo múltiplos indicadores de eficácia. As etapas de uma AMC são, basicamente, as seguintes:

- Identificação das metas ou objetivos da política de investimento. Estes objetivos são selecionados pelos *decisores*. Em geral, os *decisores* integram o designado sector público do estado, pretendendo-se, dessa forma, prevalecer o interesse público nos investimentos.
- Seleção dos “critérios” e “atributos” adequados aos objetivos a alcançar. Tais critérios podem ou não ser mensuráveis em termos monetários; assim a AMC difere da ACB pelo facto de nem todos os critérios serem monetarizáveis. Para cada opção ou forma alternativa de atingir o objetivo, é atribuída uma pontuação.
- Ponderação da pontuação referida no ponto anterior, realizada pelos *decisores*.
- Obtenção do resultado final a partir das pontuações ponderadas das diferentes medidas ou ações, sendo a melhor opção a que apresenta a pontuação ponderada mais elevada.

O resultado final pode ser expresso pela seguinte fórmula:

$$S_i = \sum_j m_j S_j,$$

em que i representa a opção, j o critério, m a ponderação e S a pontuação.

Huang et al (2011) consideram a análise de decisão multicritério como uma metodologia de abordagem e de apoio à decisão em projetos de investimento em vários setores de atividade, em particular no setor do ambiente. Da revisão de literatura que efetuaram, envolvendo publicações entre 2000 e 2009, uma das conclusões que tiraram está representada no Gráfico 5.1, relativa à distribuição de publicações por temas de atividade, em que a AMC é aplicada, constatando-se 33 publicações sobre aplicação em avaliações de projetos de energia.

Gráfico 5.1 - Publicações com AMC por Tema



Adaptado de Tabela 7, Huang et al (2011)

5.1.5 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 impactes 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 produção 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+NO_x)/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]

Adaptado da Tabela 8 de Crawford (2009)

Lenzen e Munksgaard (2002), partindo da definição de intensidade de energia¹⁹ (“*energy intensity*”) η de uma central de produção de eletricidade de potência nominal P e coeficiente de potência 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 coeficiente de potência 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. Estes autores 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 e Sovacool (2014) selecionaram 41, tendo em consideração aspetos como relevância para o tema, atualidade das publicações, 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

¹⁹ 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

$$\eta = \frac{E}{P \times 8760 \text{hy}^{-1} \times \lambda \times T}$$

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.

Recorda-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 produção de eletricidade, permitindo confrontar resultados de emissões de fontes fósseis, nuclear e fontes renováveis.

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, Greenberg, Vining, & Weimer, 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 ou controlados por estes (ADB, 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, Atkinson, & Mourato, 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 em 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 produção 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 membros²⁰, 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 membros²¹.

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 e aos preços de mercado, permitindo passar para a perspetiva socioeconómica da análise e avaliá-la do ponto de vista do seu interesse público.

²⁰ http://ec.europa.eu/energy/res/index_en.htm

²¹ 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, 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 concepção 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 produção 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 *taxa interna de rentabilidade financeira – TIRF*.

O *valor atual líquido financeiro, VALF*, é um indicador que tem em consideração o fato 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:

$$\sum_{t=0}^n a_t = \sum_{t=0}^n \frac{1}{(1+d)^t}$$

No caso presente, para uma *taxa de atualização d* e um período 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 deduzidas as despesas de investimento e de instalação e as despesas 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 setores 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.

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

<u>Projetos por setor de atividade</u>	<u>Horizonte temporal (nº anos)</u>
Energia	25
Telecomunicações	15
Água e ambiente	30
Indústria	10
Infraestruturas viárias	25
Infraestruturas ferroviárias	30

Fonte OCDE, adaptado de Tabela da Comissão Europeia(2008)

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.

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 sua escolha se traduz numa das questões mais críticas em economia sendo preponderante em projetos de investimento que envolvem longos horizontes temporais (Gollier & Weitzman, 2010).

Gollier e Weitzman (2010), estudando as questões económicas associadas às alterações económicas, 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 atualização/desconto* adequada ganha ainda mais importância quando estão em causa projetos ambientais ou atividades cujos efeitos se projetam por séculos (Jouini, Marin, & Napp, 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.²², 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.

²² Fonte: www.schwab.com

Tabela 5.6 - Estimativa de taxas anuais de retorno financeiro

<u>Tipo de ativos</u>	<u>Taxa nominal anual [%]</u> <u>(estimativa)</u>	<u>Taxa real anual [%] (estimativa)</u>
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

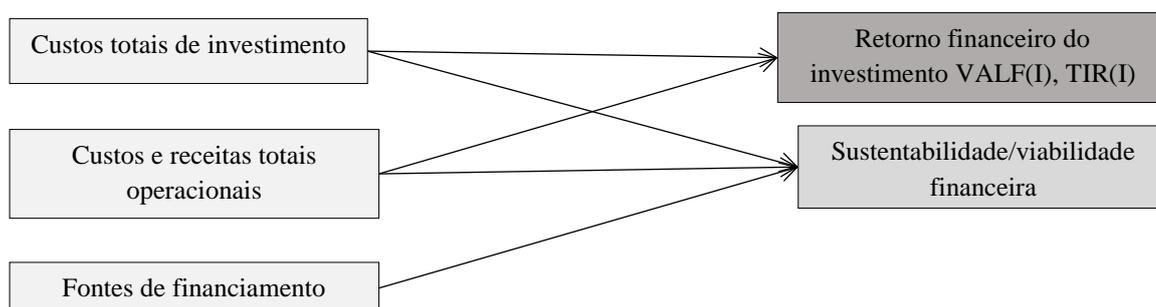
Adaptado de Tabela B.1 (European Commission, 2008)

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;

Figura 5.3 - Estrutura básica da análise financeira



Adaptado do Manual ACB da Comissão Europeia (2008)

Tabela 5.7 - Estrutura de fluxos da análise financeira

Custos	Retorno do Investimento	Viabilidade Financeira
Receitas	VALF (I), TIR(I)	
Fontes Financiamento		
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		+
Outras fontes de financiamento		+

Adaptado da Tabela 2.1, pág.36, do Manual ACB da Comissão Europeia (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 Tabelas de retorno do investimento e de viabilidade financeira.

5.2.3.4 Retorno financeiro do investimento

A tabela relativa ao *retorno financeiro do investimento*, é estruturada 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.

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* e uma *TIRF* negativos 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 segunda Tabela da 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 estrutura económica

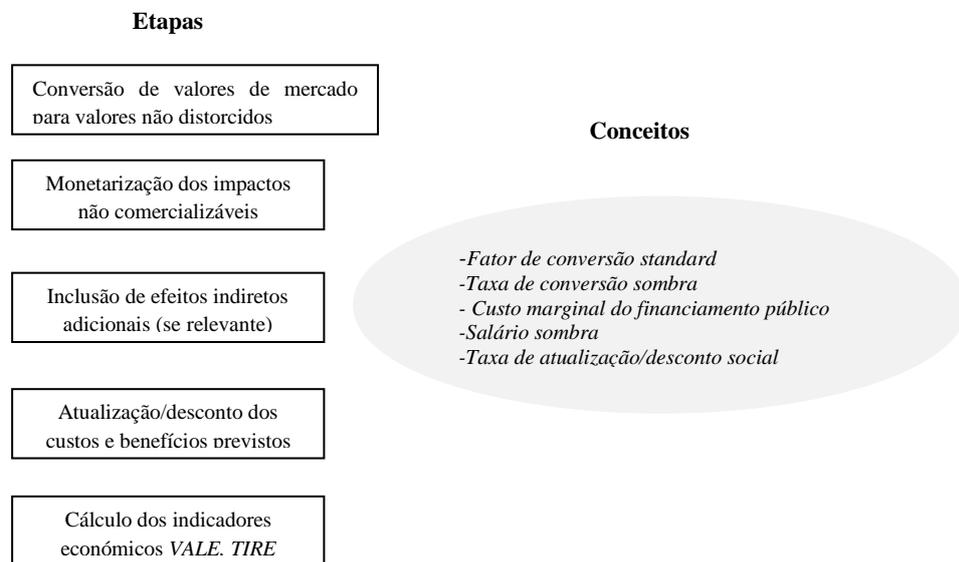
Na análise económica de um projeto de investimento pretende-se, essencialmente, avaliar a sua contribuição para o bem estar socioeconómico local, regional ou nacional, dependendo da sua dimensão e importância. Esta análise é realizada na perspetiva do interesse da sociedade, ou seja, do interesse comum, 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 verificadas 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 Tabela da 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)*, calculados 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, vai seguir-se a sugestão dada, da aplicação do valor $SCF = 1,0$ (European Commission, 2008).

Para a análise económica pretendida é necessário avaliar os fatores de conversão específicos por setor, 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 setor 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, integram o grupo das *externalidades não pecuniárias* (custos e benefícios que resultam do projeto, revertendo 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:

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

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 setor privado, deverão ser ponderados pelo preço sombra θ (*Shadow Price of Capital, SPC*), tomando o valor $\theta=1.1$. Consideraram ainda que “*the resultant consumption equivalents and the consumption flows should be discounted, based on the optimal growth rate method, at a real SDR of 3.5 percent. Sensitivity analysis should be conducted with the SDR equal to 2 percent (and θ equal to 1.3) and with SDR equal to 6 percent (and θ equal to 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 possam conduzir 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.

Nesse seu trabalho, 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 (δ)</i>	<i>Marginal elasticity of utility (η)</i>	<i>Rate of growth in aggregate</i>	Taxa de atualização social (r) $r = \delta + \eta g$
(Weitzman, 2007)	2.0	2.0	2.0	6.0
(Arrow, et al., 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

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 (European Commission; Comissão Europeia, 2003).

Considera a Comissão 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 poderem substituírem os outros;

- uma segunda perspectiva, 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.

Tabela 5.9 - Taxas de atualização social de países selecionados da EU, 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	4.5	1.48	1.0	7.7

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

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 pretende 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 em ser encarados como representando os *valores estatisticamente mais prováveis* de cada item.

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 (ADB, 2013). Serão essas as variáveis que deverão ser assumidas como *críticas* para o projeto em estudo.

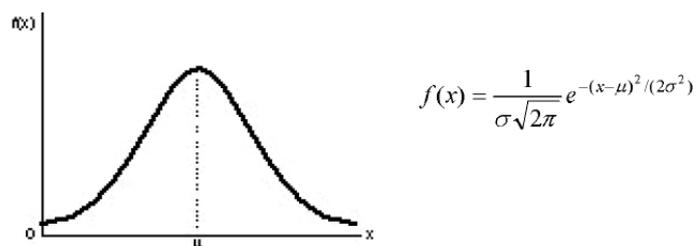
Nos projetos de investimento candidatos a fundos comunitários é recomendado pela Comissão Europeia que, nos estudos de análise de sensibilidade das variáveis em presença, sejam assumidas como sendo *críticas* variáveis cuja variação de +/- 1% conduza uma variação superior a 1% no *valor atual líquido*.

- 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 probabilidades, 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 probabilidades 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.

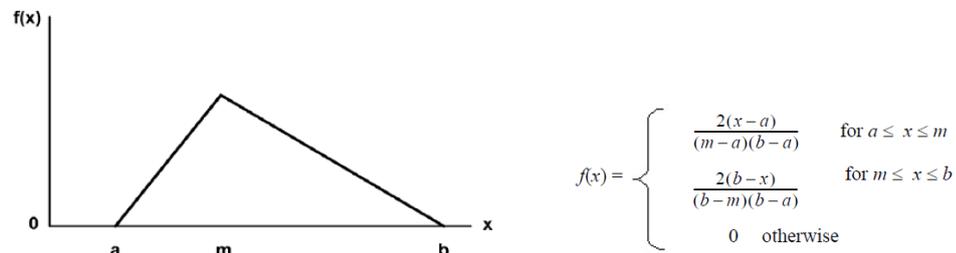
Parâmetros: *média* μ (número real) e *desvio padrão* σ (número real positivo)

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 como tempos de processamento

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 produção 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 interna de retorno* (TIR) do projeto de produção em causa (Karlynn & Schwabe, 2009), ou ainda pode representar o valor dos custos médios de produção 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 produção 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 produção 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 produção 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 – coeficiente de potência 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	-	-

Adaptado de Tabela 3.2 Commission, European,(2008)

Foi assumido que os valores do *coeficiente de potência* 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 coeficientes de potência 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 [tCO ₂ /GWh]	
			C _p	C ₂₀₃₀		min	máx
			[GW]	[GW]			
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 onshore	1	20	95	960	8,0%	7	30
Eólica offshore	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

Adaptado de Tabela 3.3 (Commission, European, 2008)

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 produção 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 produção 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 produção de eletricidade [€/2003/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

Adaptado de (Commission, European, 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 produção 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 €₂₀₀₅/MWh para as centrais de biomassa, de 50 a 95 €₂₀₀₅/MWh para os parques eólicos *onshore* e *offshore*, de 30 a 140 €₂₀₀₅/MWh para as hidroelétricas, e de 100 a 300 €₂₀₀₅/MWh para as centrais solares.

Face aos valores atuais, é de admitir que as projeções, em ambos os cenários, sejam demasiado penalizadoras para a fonte fotovoltaica, a 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 produção de eletricidade.

Vários estudos têm sido publicados sobre os custos de produção 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 produção 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 produção de eletricidade 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 perspectivada 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 produção 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 do nuclear. Para a fonte de energia nuclear, o referido estudo perspectiva uma redução de custos de produção 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 produção 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 produção 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 produção 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 produção 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 produção de eletricidade a partir das fontes de energia fóssil, conforme já se referiu no ponto 6 do capítulo 3 deste trabalho. De realçar ainda, nas projeções para 2040, a competitividade dos custos de produção 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 produção 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, Lantz, Bolinger, & Hand, February 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 produção 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 produção de eletricidade.

Num estudo mais recente (Lazard, 2014), 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 100 MW de potência de energia eólica produzem energia com custos nivelados entre 28 e 62€/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.

Tabela 5.13 - Custos nivelados de produção de energia - LCOE [€_{Sep2014} - euros]

	Capacidade instalada [MW]	Custos de Investimento [€/KW]	Custos fixos operacionais e de manut. [€/KW-ano]	Custos variáveis operacionais e de manut. [€/KW-ano]	Coefficiente de potência [%]	Preço do combustível [€/MMBtu]	Tempo de Construção [meses]	Tempo de vida útil [anos]	Emissões de CO2 [lb/MMBtu]	Custo Nivelado de Produção de Energia [€/MWh]
Setor Residencial	0,005	2.669	19,06	22,87	20% - 23%		3	20		137
		3.431								202
Setor Comercial e Industrial	1	1.906	9,91	15,25	20% - 23%		3	20		96
Produção grande escala c/ painéis cristalinos	10	1.144	9,91	15,25	21% - 30%		12	20		55
Produção grande escala c/ película (Thin Film PV - TPPV)	10	1.144	9,91	15,25	21% - 30%		12	20		55
Eólica	100	1.067	26,69	30,50	30% - 52%		12	20		28
	210	2.364	45,75	76,25	37% - 43%		12	20		84
Gerador diesel	2	381	11,44		95% - 30%	21,93	3	20	0 - 117	226
Central térmica a gás (backup)	216	610	3,81	19,06	10%	3,43	25	20	117	136
Central térmica a gás de ciclo combinado	550	767	4,73	4,19	70% - 40%	3,43	36	20	117	47
Central a carvão de gasificação integrada de ciclo combinado - IGCC c/ captura Carbono - CCS	580	3.050	6,100	55,66	75%	1,52	57 - 63	40	169	78
Central térmica a carvão	600	2.287	6,405	61,00	93%	1,52	60 - 66	40	211	50
Central nuclear	1.100	4.106	6,252	87,69	90%	0,53	69	40		70

Dados adaptados de LAZARD Levelized Cost of Energy Analysis - version 8.0, Sept 2014

6. PRODUÇÃO 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 produção de eletricidade, considerado de pequena escala, é 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.

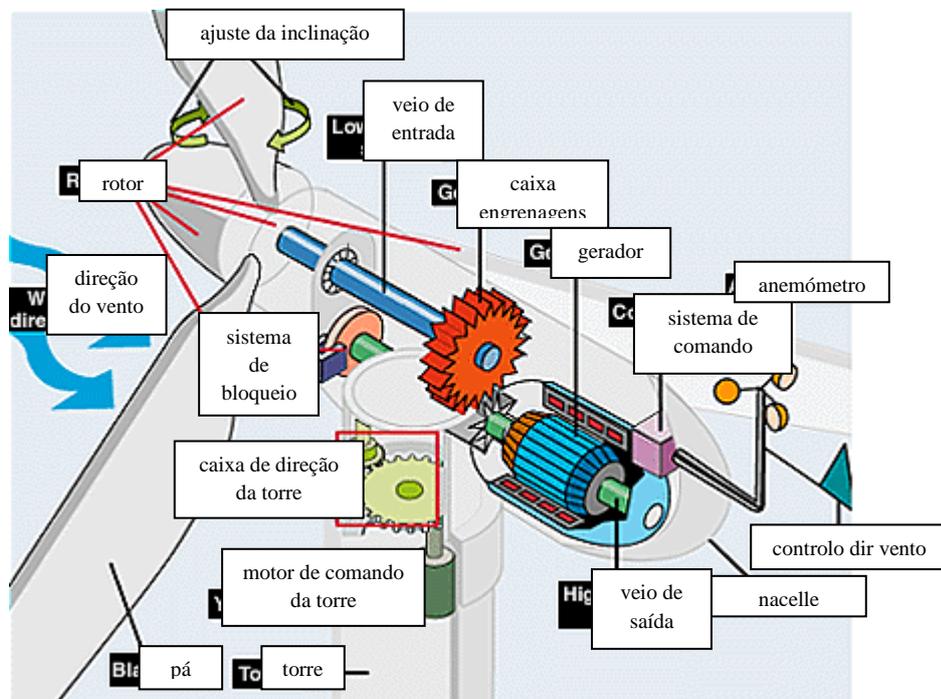
6.2 Vertente tecnológica

6.2.1 Principais variáveis

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

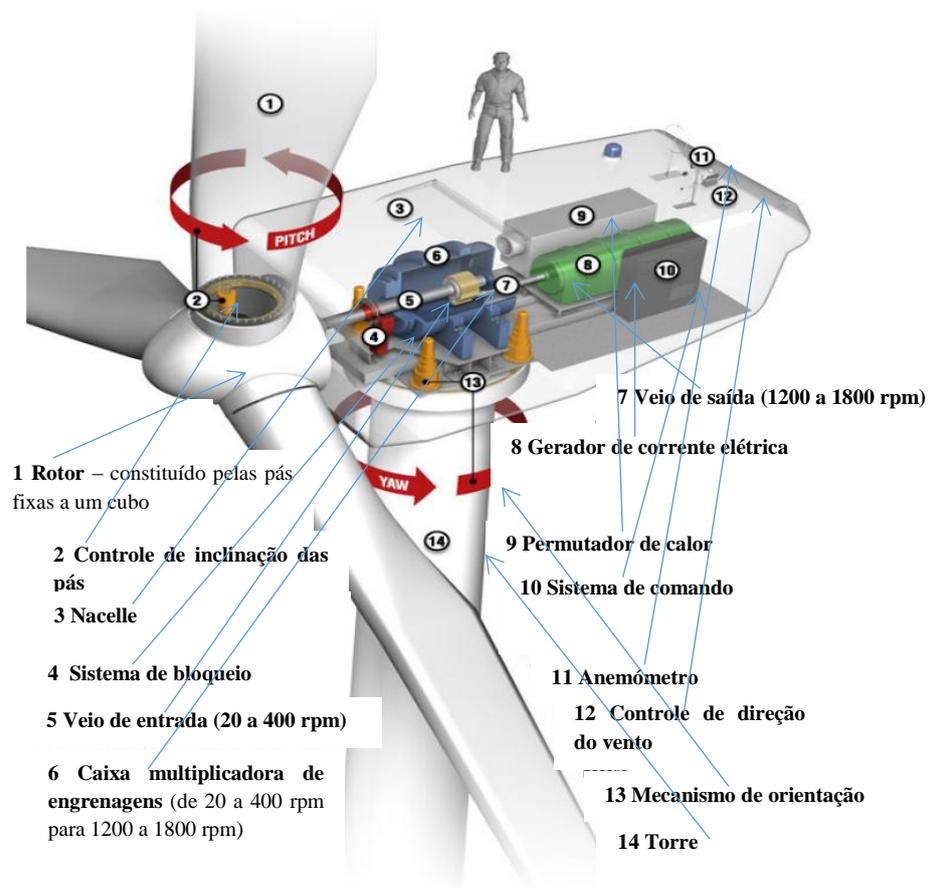
Figura 6.1 – Representação esquemática do interior da nacelle de um aerogerador



Adaptado da National Renewable Energy Laboratory (NREL)

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, subdivididas em variáveis associadas ao escoamento do vento, como a sua velocidade e direção, e variáveis associadas ao equipamento, constituído pelo 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 respectivos 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.

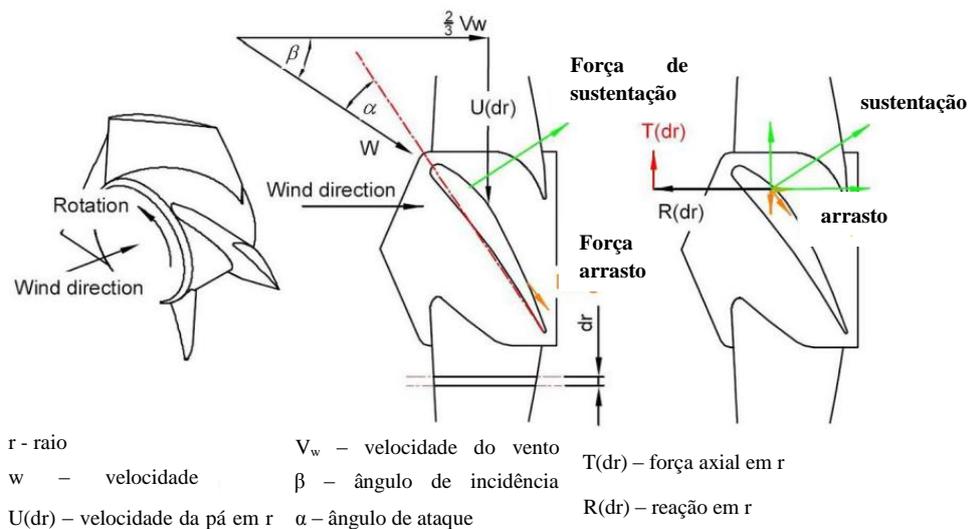
Torre e rotor

Enquanto o perfil de variação da velocidade do vento com a altura da torre mostra que as melhores condições de velocidade do vento são obtidas a maiores alturas, é também nessas condições que se verificam as situações estruturalmente mais críticas. A torre, ao funcionar como um elemento encastrado no solo, está sujeita a um estado combinado de flexão e de torção, resultante das variações instantâneas de intensidade e de direção do vento. Em resultado dessas variações e em condições adversas de funcionamento, a torre está permanentemente sujeita a solicitações dinâmicas que podem originar o seu colapso estrutural, provocado por estados de tensão elevados, decorrentes por exemplo de ventos extremos, bem como de rotura por fadiga.

São contudo as pás do rotor, a aerodinâmica do seu perfil, os materiais da sua estrutura, o desenvolvimento da sua secção transversal e o seu comprimento, que constituem as importantes variáveis tecnológicas de que depende muito a eficiência da turbina eólica.

As pás de uma turbina eólica, em situações extremas de funcionamento, podem estar sujeitas a esforços críticos resultantes de diversos tipos de solicitações, das quais se destacam as solicitações aerodinâmicas, as gravitacionais e as centrífugas. A Figura 6.3 representa os principais fatores envolvidos nas solicitações de carácter aerodinâmico.

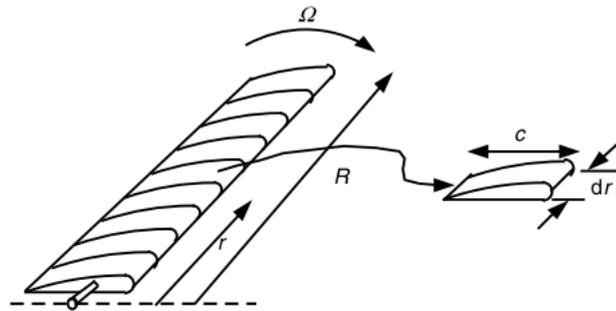
Figura 6.3 – Solicitações de carácter aerodinâmico nas pás



Adaptado de Schubel e Crossley (2012)

Através de cálculos recorrendo ao método dos elementos finitos, para cada valor elementar dr do raio do rotor, conforme representado na Figura 7.3, é possível calcular os esforços axiais originados pelas solicitações aerodinâmicas e a partir daí determinar o esforço axial global a que as pás estão sujeitas.

Figura 6.4 – Esforço axial nas pás – representação esquemática



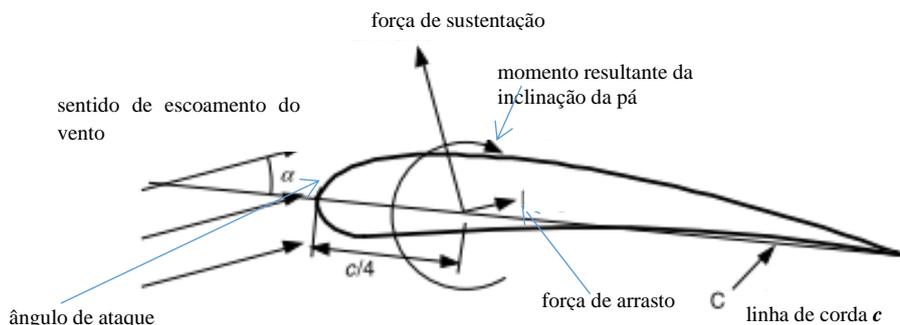
Adaptado de Manwell, McGowan, & Rogers (2009)

Na Figura 6.4, r é o valor do raio, R o raio do rotor, Ω a velocidade angular do rotor, c a corda da secção transversal da pá, dr o comprimento elementar de raio.

As solicitações gravitacionais resultam do peso das pás enquanto a força centrífuga atua radialmente, sendo dada pelo produto da massa de cada pá pelo quadrado da velocidade angular e pelo raio do rotor.

Importante, também, como variável da componente aerodinâmica das pás é a relação entre as forças de sustentação e as forças de arrasto, função do valor do ângulo de ataque, conforme representado nas Figuras 6.3 e 6.5

Figura 6.5 – Perfil de uma pá – força de sustentação e de arrasto



Adaptado de Manwell, McGowan, & Rogers (2009)

Pelas Figuras 6.3 e 6.5 podemos caracterizar: a) a força de sustentação como uma força perpendicular à direção de escoamento do ar, resultante da diferença de pressão entre as

superfícies superior e inferior das pás; b) a força de arrasto como uma força paralela à direção de escoamento do ar, resultante do atrito superficial na pá devido à sua rugosidade e à viscosidade do ar, bem como à diferença de pressão registada entre as partes frontal e traseira das pás; c) o momento resultante da inclinação das pás em torno de um eixo longitudinal.

No anexo IV apresentam-se alguns conceitos relacionados com a aerodinâmica das pás, de que destacamos a relação entre a velocidade tangencial das pás do rotor e a velocidade do fluxo de uma massa de ar, que num dado instante as atravessa. Esta relação, conhecida em língua inglesa por rotor *Tip Speed Ratio (TSR)* λ , que designamos por coeficiente de velocidade periférica, depende, entre outros fatores, do perfil aerodinâmico das pás do rotor e do seu número (Ragheb & Ragheb, 2011), podendo ser expressa da seguinte forma:

$$TSR = \lambda = \frac{v_r}{v_1} = \frac{\omega r}{v_1}$$

Com: $v_r = \omega r$ e $\omega = \frac{2\pi\eta}{60}$

Em que:

v_r – velocidade tangencial (periférica) das pás do rotor [m/s]

v_1 – velocidade do vento [m/s]

r – raio máximo do rotor [m]

η - velocidade de rotação do rotor [rpm]

$\omega = 2\pi f$ – velocidade angular do rotor [rad/s]

f – frequência de rotação [Hz],[s⁻¹]

A influência e a aplicabilidade do valor do coeficiente de velocidade periférica podem ser resumidas na Tabela 6.1, página seguinte. A Tabela 6.2 relaciona o coeficiente de velocidade periférica λ e o coeficiente de potência C_p .

Tabela 6.1 – Influência do valor do coeficiente de velocidade periférica

Coefficiente de velocidade periférica λ	← valor baixo	valor elevado →
Valor	Valores de TSR=1 ou 2 são considerados baixos	Valores de TSR>10 são considerados elevados
Utilização	Aerogeradores tradicionais ou para utilização na extração de água de furos	Em protótipos de uma ou de 2 pás
Momento de torção	Decresce	Aumenta
Eficiência	Diminui acentuadamente com valores de TSR< 5, devido ao efeito de esteira criado pelo elevado binário	Sem efeito significativo
Tensões devido a forças centrífugas	Diminuem	Aumentam com a velocidade de rotação
Tensões devido a forças aerodinâmicas	Diminuem	Aumentam com a velocidade de rotação
Robustez da estrutura	Aumenta	Diminui significativamente
Perfil da pá	Largo	Significativamente estreito
Aerodinâmica	Simples	Crítica

Adaptado de (Schubel & Crossley, 2012)

Tabela 6.2 – Relação entre o coeficiente de velocidade periférica e o coeficiente de potência

λ	a_2	$C_{p,max}$
0.5	0.2983	0.289
1.0	0.3170	0.416
1.5	0.3245	0.477
2.0	0.3279	0.511
2.5	0.3297	0.533
5.0	0.3324	0.570
7.5	0.3329	0.581
10.0	0.3330	0.585

Adaptado de Manwell, McGowan, & Rogers (2009)

Como se constata dos valores da Tabela 6.2, o coeficiente de potência C_p aumenta com o valor do coeficiente de velocidade periférica, cujo valor ótimo está relacionado com o número de pás do rotor da turbina, conforme se mostra no anexo IV, através da expressão:

$$\lambda_{opt} \approx 4\pi/n_p$$

Em que n_p representa o número de pás do rotor. Assim, para rotores de 3 pás, que constituem a maioria das turbinas eólicas instaladas para produção de eletricidade, obtemos um valor de $\lambda_{opt} \approx 4,189$ que, de acordo com a Tabela 6.2, nos permite avaliar um coeficiente de potência máximo $C_p \approx 0.588$

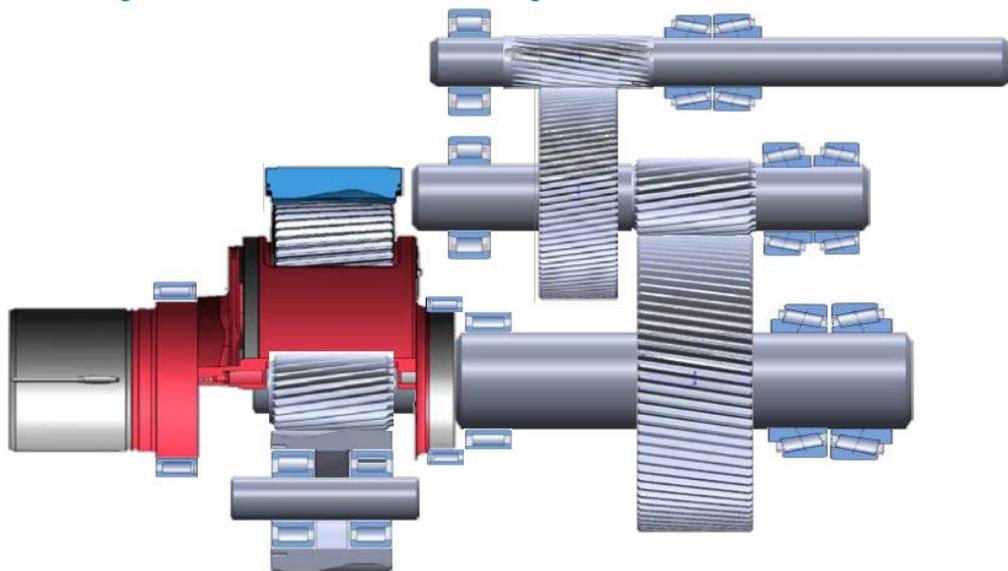
A otimização da aerodinâmica das pás e os materiais utilizados na sua concepção têm merecido estudos de vários autores²³

²³https://www.ieawind.org/Task_11/TopicalExpert/Summary_56_Smart%20Structure.pdf - The Application Of Smart Structures For Large Wind Turbine Rotor Blades

Sistema de engrenagens e gerador de corrente elétrica

O sistema, ou caixa, de engrenagens tem por finalidade aumentar a velocidade de rotação transmitida pelo veio do rotor ao veio do gerador de corrente elétrica, localizando-se entre estes dois equipamentos. Esta relação de multiplicação é hoje da ordem das 70 vezes a velocidade de rotação do rotor, permitindo passar de 25 a 60 rpm para 1.000 a 1.800 rpm no veio de transmissão para o gerador, velocidade de rotação esta necessária para que este produza eletricidade (Rensselar, 2010). Na Figura 6.6 está representada esquematicamente uma caixa de engrenagens.

Figura 6.6 – Representação esquemática de uma caixa de velocidades de um aerogerador



Adaptado de Sheng *et al* (2011)

Pode-se afirmar que o sistema, ou caixa, de engrenagens é um dos componentes críticos de uma turbina eólica, dado que apesar de o seu tempo de vida útil estar previsto atingir 20 anos, regra geral necessita de intervenções profundas ao fim de 5 a 7 anos de funcionamento. Estas intervenções resultam principalmente de problemas de lubrificação, por aquecimento e desgaste das engrenagens, apoios ou chumaceiras e rolamentos; da necessidade de substituir os rolamentos dos apoios ou chumaceiras dos veios que constituem o trem de engrenagens e também das próprias engrenagens (Sheng, McDade, & Errichello, 2011).

As caixas de engrenagens estão sujeitas a regimes de funcionamento bastante variados e por vezes severos, função das mudanças repentinas da velocidade e direção do vento, as quais podem provocar solicitações bruscas com variações de intensidade e/ou de direção. Estes esforços originados pelo funcionamento do rotor, seja por rotação das

suas pás ou pela sua própria rotação sobre a torre, são transmitidos através do veio de entrada à caixa de engrenagens, transmissão esta caracterizada por baixas velocidades de rotação e elevados momentos de torção.

A utilização de novos lubrificantes, mais adequados ao severo desgaste a que estão sujeitos os trens de engrenagem, rolamentos e chumaceiras; a utilização de novos materiais em alguns componentes, de que se destaca, por exemplo, a utilização de materiais cerâmicos nos rolamentos; as novas tecnologias aplicadas à monitorização, suportando as análises preditivas e a manutenção preventiva, têm permitido, em conjunto, diminuir os tempos de paragem dos equipamentos por falhas essencialmente de origem mecânica, contribuindo assim para uma melhor eficiência e tempos de vida útil mais longos.

Contudo, alguns fabricantes estão a apostar em turbinas de transmissão direta, ou seja, sem a utilização de caixas de engrenagem. Para entendermos esta evolução, notemos que para produzir corrente elétrica alterna (AC) a uma frequência f de 60 Hz (ciclos por segundo), um gerador assíncrono de 4 polos necessitaria de ter uma velocidade de rotação de 1.500 rpm (rotações por minuto), uma vez que:

$$\omega_{gerador} = 100 \frac{f}{N} [rpm]$$

Em que $\omega_{gerador}$ é a velocidade de rotação do gerador em rpm, f é a frequência em Hz e N representa o número de polos do gerador. Da fórmula acima verificamos que a velocidade de rotação do gerador varia linearmente como seu número de polos, registando-se menores velocidades de rotação em geradores com maior número de polos, conforme Tabela 6.3, para uma frequência de 50Hz:

Tabela 6.3 - Relação entre o nº de polos e a velocidade de rotação do aerogerador

Nº de polos do gerador	Velocidade de rotação [rpm]
2	3.000
4	1.500
8	750
12	500
16	375
20	300
40	150
....	...

Tendo em consideração que a *relação de transmissão*, que deve ser garantida pelo sistema ou caixa de engrenagens, é dada pelo quociente entre as velocidades de rotação do gerador e do rotor, conforme expressão seguinte:

$$\text{Relação Transmissão} = \frac{\omega_{\text{gerador}}}{\omega_{\text{rotor}}}$$

Então, uma turbina eólica cujo rotor rode a 30 rpm, para transmitir uma velocidade de 1500 rpm ao veio de um gerador de 4 polos, necessita de uma caixa multiplicadora, de engrenagens, com uma relação de transmissão de 1:50. Mas se o gerador tiver, por exemplo, 200 polos, a transmissão é direta, uma vez que neste caso a relação será de 1:1 e por isso não haverá necessidade de uma caixa de engrenagens que multiplique a velocidade de rotação do veio do rotor para o do gerador de corrente elétrica (Ragheb & Ragheb, 2010).

Como já foi dito, algumas empresas têm desenvolvido turbinas eólicas de transmissão direta entre o rotor e o gerador, dando-se como exemplo o fabricante alemão ENERCON, que utiliza um gerador multipolar, em anel, síncrono e sem acoplamento direto à rede, conforme Figura 6.7.

As vantagens indicadas pelo fabricante para este tipo de turbina, derivam da não utilização de um sistema de engrenagens pelo que, é de esperar que, por isso, se verifiquem menores desgastes mecânicos, não só pela ausência desse componente crítico, mas também porque o funcionamento do rotor e do gerador se faz a baixa rotação, derivando daí menores tensões mecânicas de funcionamento.

Figura 6.7 - Gerador multipolar síncrono



Adaptado de Ragheb e Ragheb (2010)
Fonte: ENERCON

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 distinção entre aerogeradores de baixa e de média potência torna-se mais difusa, considerando-se neste trabalho que a gama dos aerogeradores de baixa potência se estende até aos 100 KW (EWEA, 2009a, pp. 129, Technology).

Esta classificação sugere a subdivisão dos aerogeradores de baixa potência em três escalas, conforme Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - 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(2009), pp. 129, Technology

Quanto às aplicações possíveis, a título indicativo a Tabela 6.5 sintetiza a informação mais relevante:

Tabela 6.5 - 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 < 1KW	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x				
1KW < P < 7KW	x	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x
7KW < P < 50KW					x	x	x	x	x				x	x	x	x	x
50KW < 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							

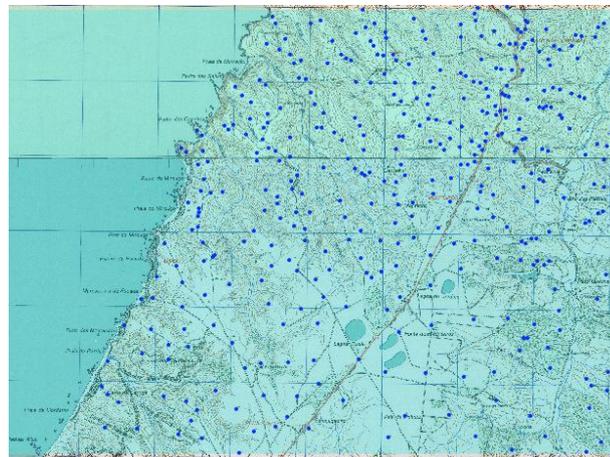
Fonte CIEMAT
Adaptado de Technology, pp. 129, EWEA(2009)

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 6.8.

Figura 6.8 - 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 6.9 e 6.10 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 produção 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 6.9 - Modelo digital de terreno com localização do aerogerador

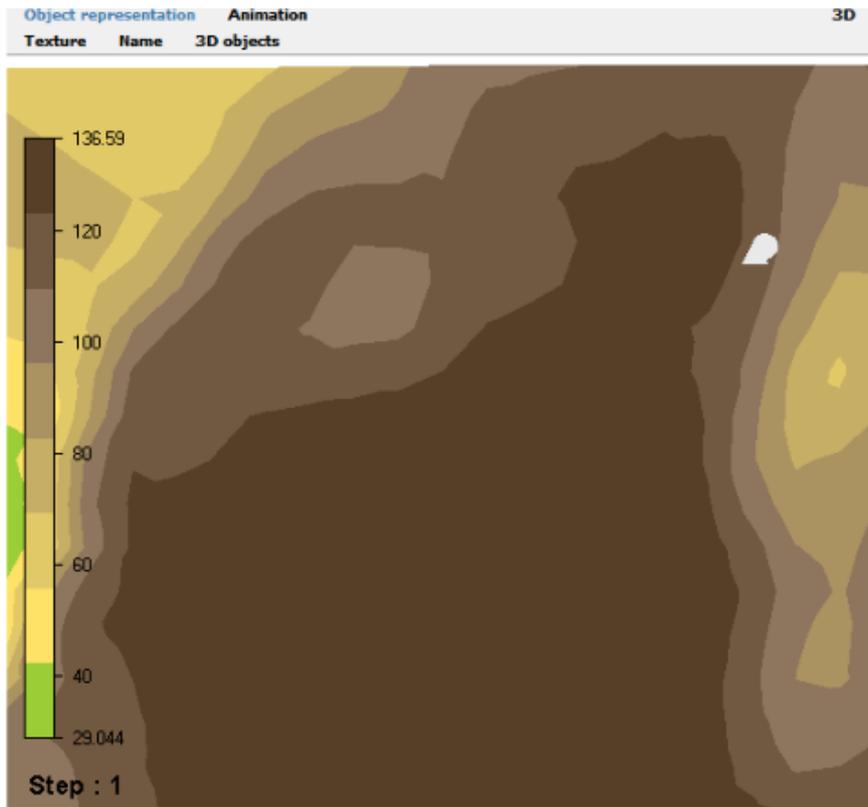
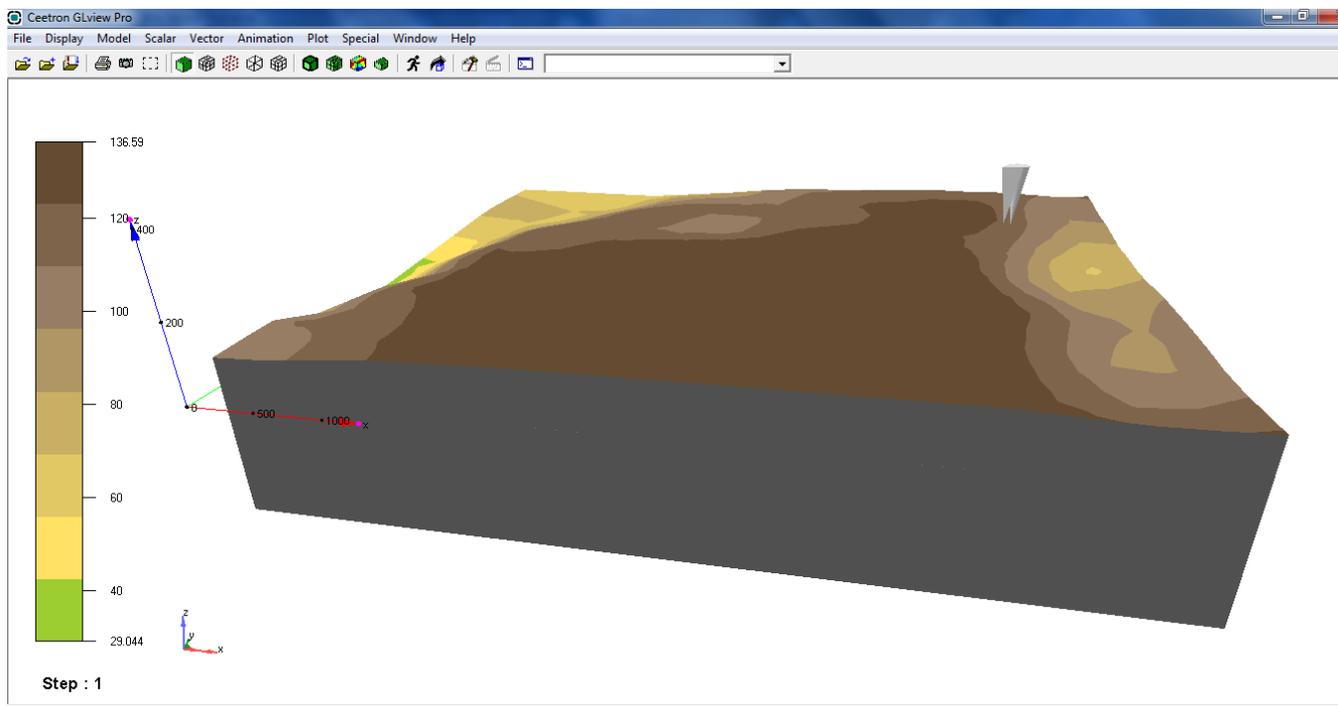


Fig 1. Digital terrain model with objects ▲ Wind turbine ● Climatology station

Software WindSim Terrain Editor1.1

Figura 6.10 - 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 (2009). 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.

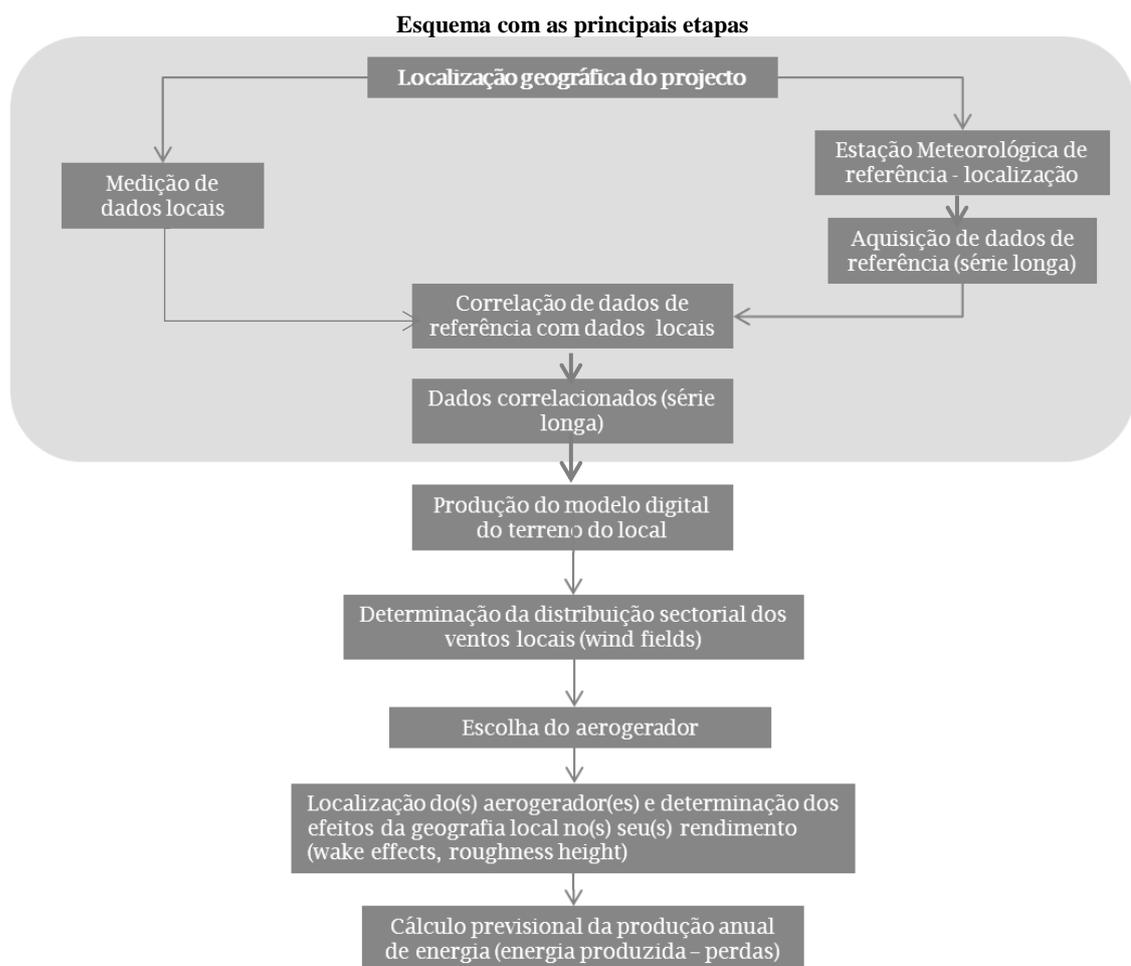
De facto, a correlação dos dados de duas séries, uma com os registos obtidos localmente, normalmente relativa a um período de tempo mais curto (série curta), com

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 6.11 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 6.11 - Obtenção de uma estimativa do valor de produção anual de eletricidade



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

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, 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 (2009), 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 produção de eletricidade prevista para as condições do local de instalação.

Com base no modelo digital de terreno, a aplicação simula as condições de *micrositing* (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

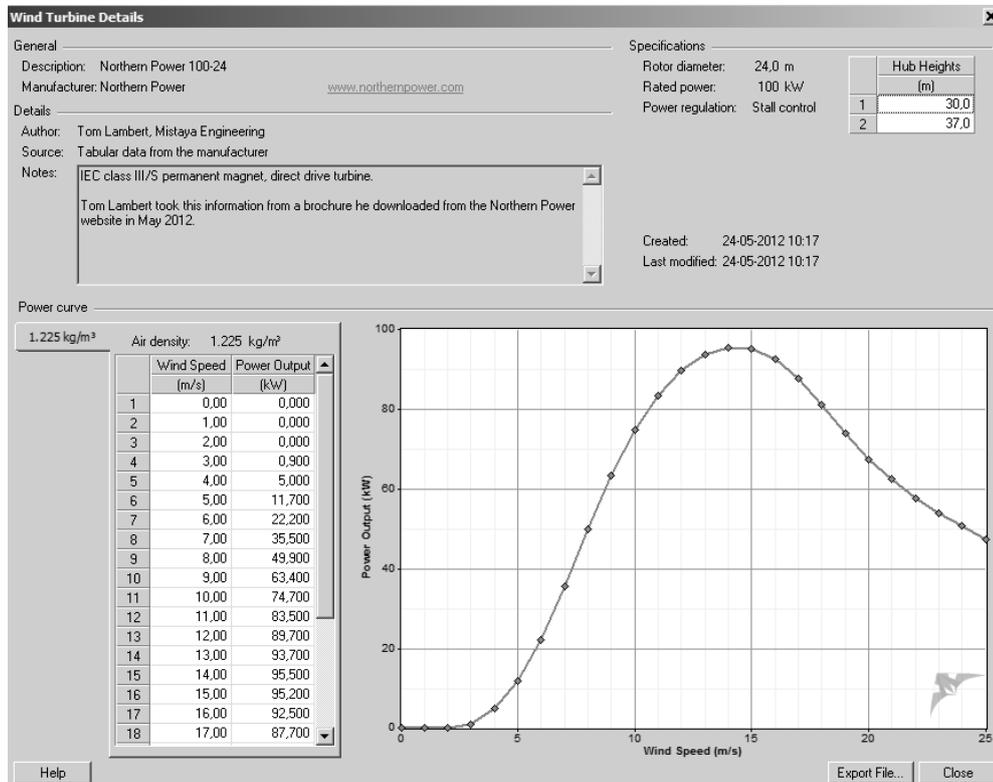
6.2.5 Seleção do aerogerador e suas características técnicas

No modelo em estudo foram testados três aerogeradores com características técnicas diferentes, com base em informação obtida a partir de dados semelhantes aos apresentados na Figura 6.12

A Tabela constante na Figura 6.12 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 6.12 - Dados de um aerogerador de 100 KW de potência nominal



Fonte: Mistaya Engineering e Northern Power

Na Tabela 6.6 sintetiza-se a informação para cada aerogerador testado no modelo em estudo.

Tabela 6.6 - Principais características dos aerogeradores testados

Fabricante Modelo	Potência Nominal [KW]	Potência Máxima [KW]	Velocidade do Vento p/ Potência Máxima [m/s]	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 *Windsim 5.1.0 Eval* as condições de funcionamento para cada aerogerador indicado na Tabela 5.6, a partir dos dados relativos às respetivas curvas de potência.

Como já foi referido no ponto anterior, pelo método *Measure Correlate 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 (valores provisórios) 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 no subcapítulo 6.1, o modelo proposto é de um projeto de pequena/média escala, visando a produção 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 a 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 para a 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 coeficiente de potência 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 coeficiente de potência e da eficiência ou rendimento global da turbina eólica têm, enquanto variáveis tecnológicas, no valor das receitas anuais, é significativa.

Com efeito, um coeficiente de potência mais elevado corresponde a um maior número anual de horas de funcionamento da turbina eólica, permitindo uma maior produção de energia elétrica, para a mesma potência instalada, 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, ou seja, custos que, em grande parte, são assumidos na fase de instalação e que 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 6.7 apresentam-se desagregações destes custos, tendo como referência turbinas de 1 a 2 MW de potência:

Tabela 6.7 - 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%

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

A Tabela 6.8 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)

Tabela 6.8 - 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

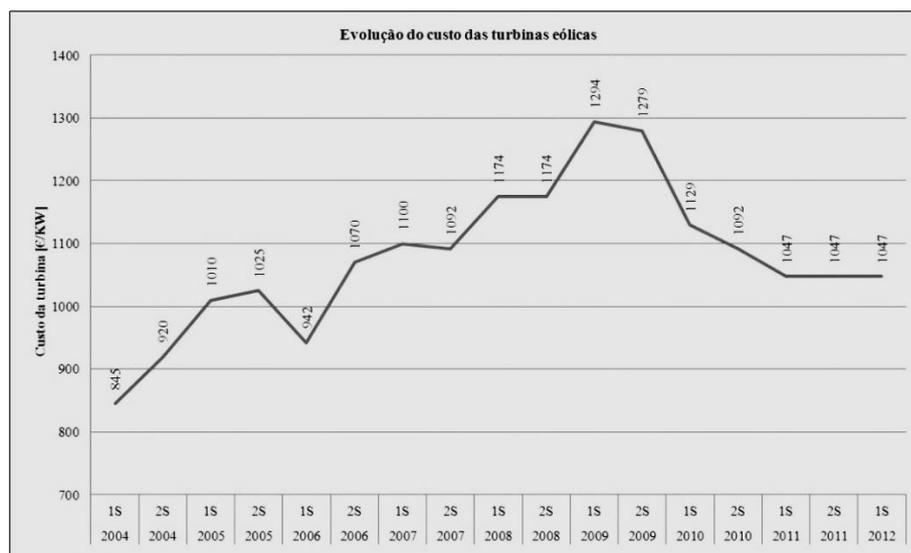
Adaptado de *2011 Cost of Wind Energy, Review*, (Tegen, et al., 2013)

O Gráfico 6.1, na página seguinte, 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 positivo, 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.

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 6.9, na página seguinte, 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, em [\$/KW]

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 6.9 - Projeção dos custos de investimento

	Projeções de custos de investimento de turbinas eólicas [€/KW]									
	2011		2020		2040		%Δ 2011-2020		%Δ 2011-2040	
	≥1 MW	< 1 MW	≥1 MW	< 1 MW	≥1 MW	< 1 MW	≥1 MW	< 1 MW	≥1 MW	< 1 MW
Projeto	114	137	111	134	106	127	98%		93%	
Turbina	990	1 024	838	867	717	742	85%		72%	
Fundações	193	239	181	223	164	201	94%		85%	
Instalação e ligação elétrica	114	114	104	104	94	94	91%		83%	
Seguros	46	46	42	42	39	39	93%		85%	
Outros custos	80	91	74	84	67	76	93%		84%	
Custo Total	1 536	1 650	1 350	1 454	1 187	1 280	88%		77%	

(Libra-Euro 0,879 - Maio 2011)

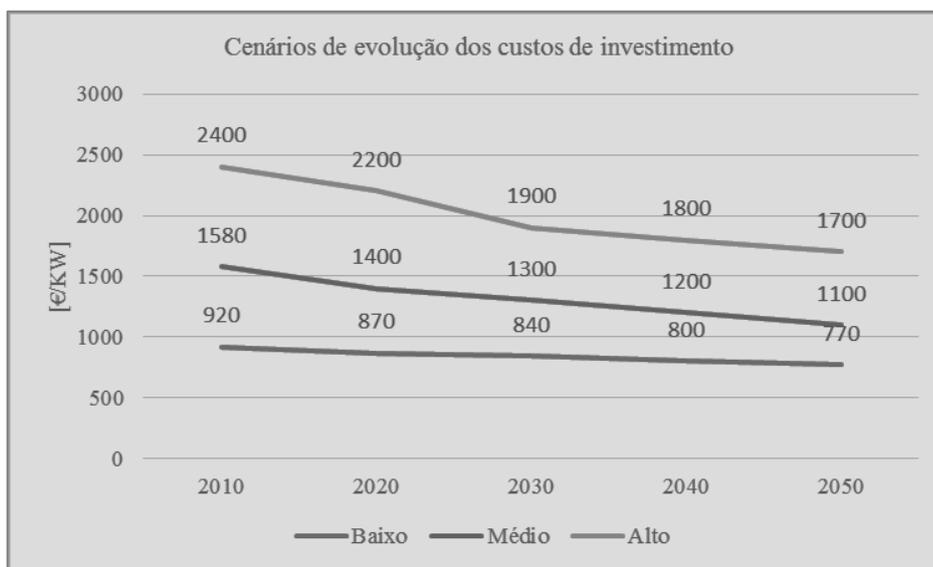
Adaptado de dados da Mott MacDonald, Maio 2011, em [€/KW]

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 6.9 suportam a previsão de que se registrará uma quebra nos custos totais de investimento da ordem de 12 % entre 2011 e 2020 e de 23% para potências ≥ 1MW mas 22% para potências <1MW, 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 da ordem dos 15% até 2020 e de 20% até 2040.

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.

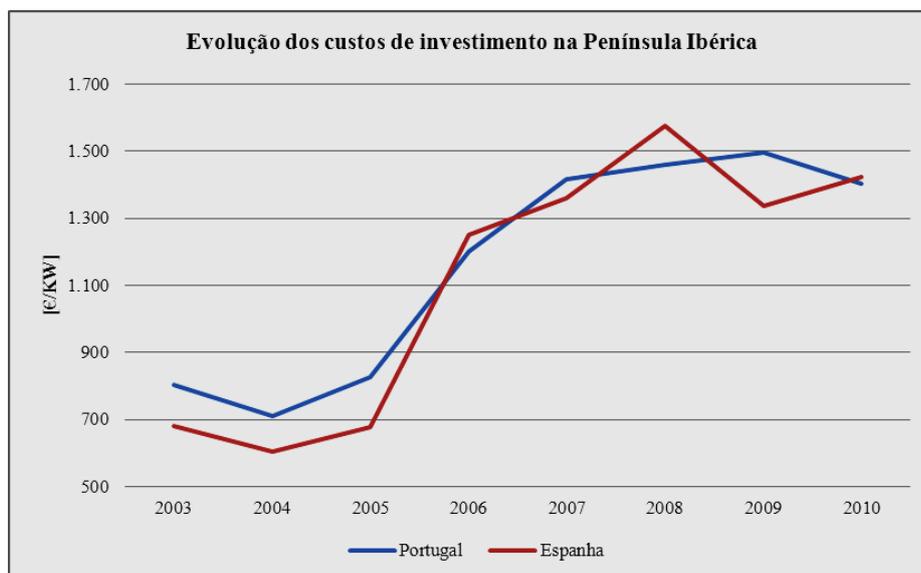
Gráfico 6.2 - Cenários de evolução dos custos de investimento



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 1.6, os quais refletem apenas os custos da turbina. Os valores de 2010 são valores estimados, sendo de prever que os reais tenham acompanhado a queda registada no Gráfico 1.6 (IRENA, 2012b).

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 são função 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 6.10 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 6.10 - 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		35
Noruega	0,020	0,037		
Espanha		0,027		
Suécia	0,010	0,033		
Suíça		0,043		
Estados Unidos		0,010		

Dados adaptados de IRENA (2012)

Wiser, Lantz, Bolinger & Hand (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), citando Harper *et al* (2007) como principal fonte do seu estudo sobre custos nivelados de energia, apontam para custos fixos operacionais de 11,5\$/KW/ano, aproximadamente 8,4€/KW/ano, e custos variáveis de 6\$/MWh, cerca de 4,4€/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, cerca de 27 a 31€/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 contratos de seguros. A Comissão Europeia, no seu relatório de 2008 sobre fontes de energia, custos e eficiência das diferentes tecnologias na produção 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 produção 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 autoconsumo, 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 produção 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 miniprodução 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 n.º 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 produção de eletricidade por fontes renováveis, às micro e mini escalas. De facto, a nova legislação introduzida em Outubro desse ano vem clarificar e destringir 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 produção 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 produção 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.

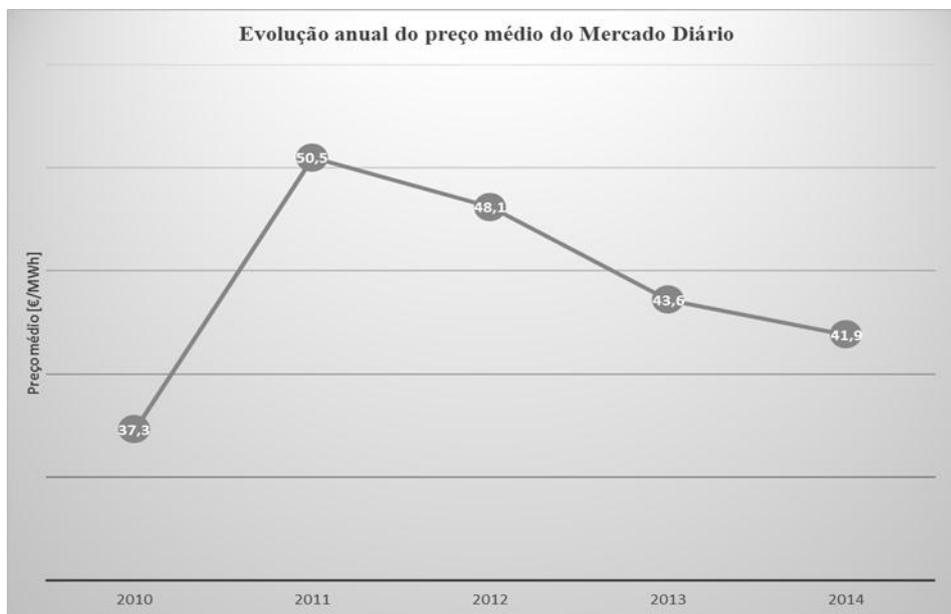
No contexto desta nova legislação, uma pessoa singular ou coletiva pode proceder ao registo de uma *Unidade de Produção* (UP), bem como os condomínios de edifícios constituídos em propriedade horizontal, que preenchem, cumulativamente, um conjunto de requisitos, de entre os quais se destacam as alíneas 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, na página seguinte, 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 produção 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 $V_{CIEG,t}$ 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 elétrico; 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 produção 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.

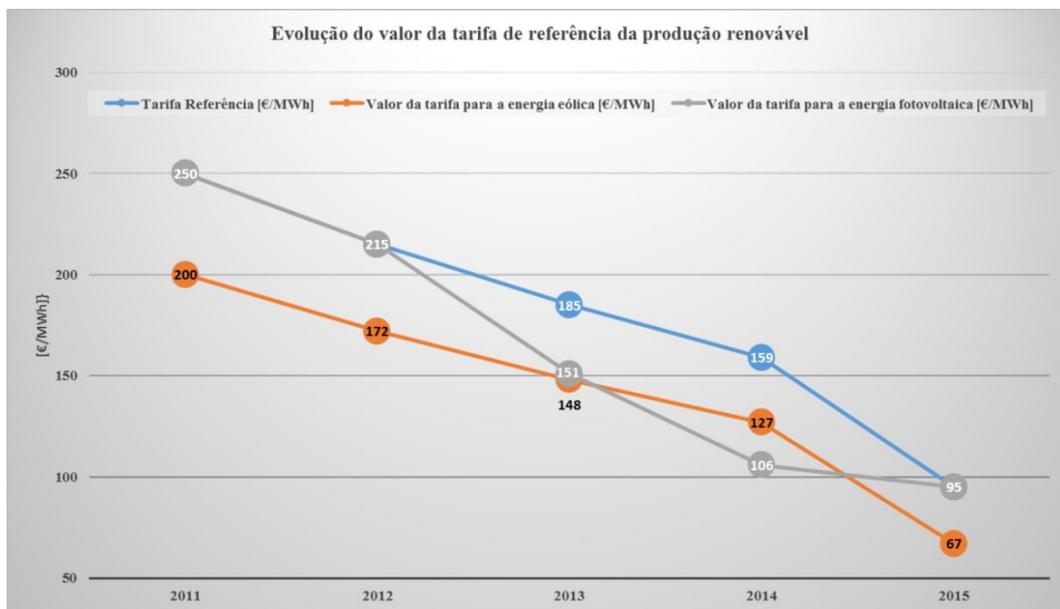
Este sistema de incentivos à produção baseia-se na fixação de uma tarifa de referência e de uma quota anual de produção para integração na rede elétrica, procedimento este efetuado anualmente pela Direção Geral de Energia e Geologia.

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).

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



Elaborado com base nos dados da legislação

A avaliação da aplicação dos incentivos existentes para um projeto de produção de energia é fundamental para a previsão das suas receitas. 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 6.11 a informação relevante relativa aos dois regimes de UP, obtida a partir do Decreto-Lei n.º 153/2014.

Tabela 6.11 – Unidades de produção previstas no Decreto-Lei 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; 	<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

<p>- A potência instalada limitada ao dobro da potência de ligação</p>	<p>superior ao dobro da quantidade consumida; - Quota anual máxima de 20 MW para 2015</p>
<p>Remuneração/Compensação: - Eletricidade excedentária injetada na RESP é remunerada de acordo com valor do Operador de Mercado Ibérico, OMIE: $R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$ - 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>	<p>Remuneração/Compensação: - 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</p>

Como se referiu anteriormente, o nosso país pratica o sistema de incentivos à produção 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 produção de eletricidade diferem na forma como são calculadas, sendo dependentes do tipo de unidade de produção, para autoconsumo ou para pequena produção 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 6.11.

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 produção de eletricidade, vários estudos têm sido realizados sobre este tema (ECOFYS, 2014), (EEA , 2014).

Apesar das críticas existentes quanto à subsidiarização dos custos da produção 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 produção 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 continuava 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 6.12 indicam-se os apoios existentes nos países europeus, divididos por tipo de fonte de energia e por tipo de medida.

Tabela 6.12 – Medidas de apoio na Europa por fonte de energia

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

7. CASO DE ESTUDO NA COSTA VICENTINA

Com o modelo desenvolvido no âmbito deste trabalho pretende-se avaliar a possibilidade de implementação de sistemas de produção 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 deve-se não só às suas condições climáticas, as quais propiciam regimes de vento de elevada qualidade eólica e portanto boas condições para produção 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.

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 da 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 produção 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 produção 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 produção de eletricidade à distribuição, assumindo os 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*²⁴ 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 tivesse as 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

²⁴ (<http://www.ecovillagefindhorn.com>)

seu parque eólico situado na Lagoa Funda, próximo da Aldeia de Pedralva, conforme identificado na Figura 7.1.

Figura 7.1 - Imagem de satélite obtida do Google Earth



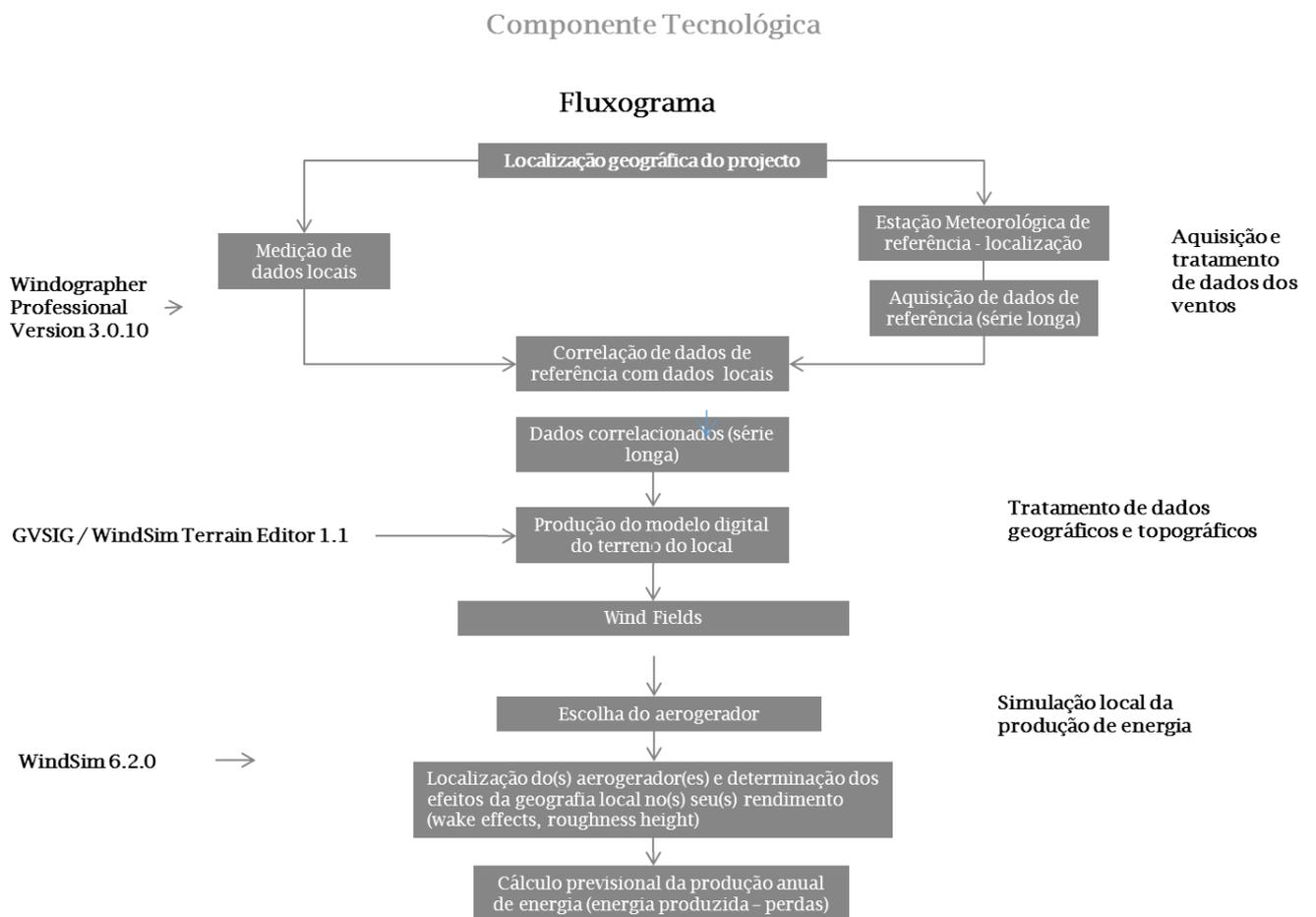
Considerou-se, como já foi dito, que a Aldeia de Pedralva podia ser representativa do aglomerado urbano típico a considerar no estudo em questão, estando situada a uma distância relativamente curta do parque eólico da Lagoa Funda. Trata-se de um pequeno aglomerado urbano com cerca de 40 habitações de traça tradicional, em que maior parte das edificações existentes se destinam a turismo de habitação. Integra dois estabelecimentos de restauração, para além de pequeno comércio de apoio.

7.1 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 produção de eletricidade, bem como a caracterização dos consumos previsíveis de um aglomerado urbano tipo.

O fluxograma da Figura 7.2 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.

Figura 7.2 - Fluxograma da componente tecnológica

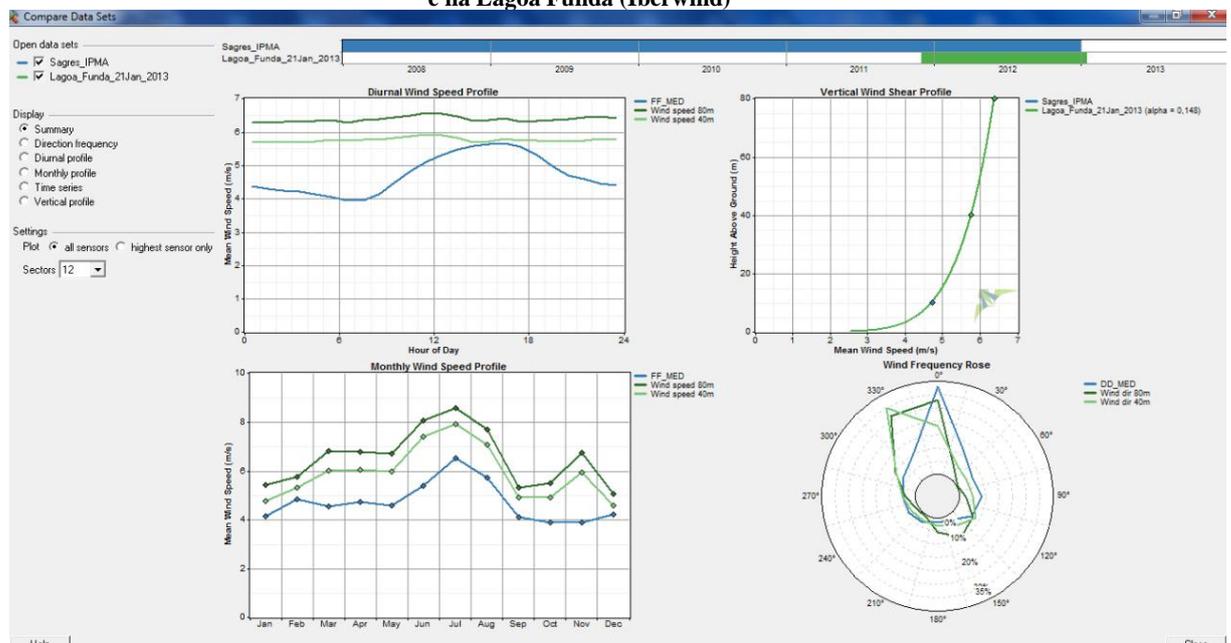


Adaptado de EWEA (2009)

Para este estudo foram utilizados dados registados num parque eólico ²⁵, geograficamente próximo do local em estudo, e dados da estação meteorológica de Sagres ²⁶, sendo estes últimos considerados como dados de referência, para a análise de correlação efetuada.

Recorrendo a uma aplicação informática que permitiu efetuar a análise de correlação pelo método *Measure, Correlate and Predict (MCP)* dos dados das séries referidas ²⁷, do resultado desta análise foi produzida 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

²⁵ 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.

²⁶ Dados adquiridos ao Instituto Português do Mar e da Atmosfera – IPMA, relativos ao período entre Janeiro de 2008 e Dezembro de 2012, da estação meteorológica de Sagres.

²⁷ Aplicação *Windographer Professional*, disponibilizada a título gratuito por um período de 3 meses, para realização deste estudo.

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 produção de eletricidade para as condições do local de instalação, para os diferentes aerogeradores testados..

No caso do modelo em estudo, a simulação foi realizada na aplicação *WinSim 5.1.0*, disponibilizada livremente pelo fabricante, na sua versão não profissional. 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 Editor1.1*; 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.

7.1.1 Dados 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.

Nas Figuras seguintes resume-se graficamente a informação mais relevante relativa a estes dados, cujo tratamento foi efetuado na aplicação informática *Windographer*, na sua versão profissional, gentilmente disponibilizada pela Mistaya Engineering Inc. por um período temporário para a realização desta componente do trabalho.

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

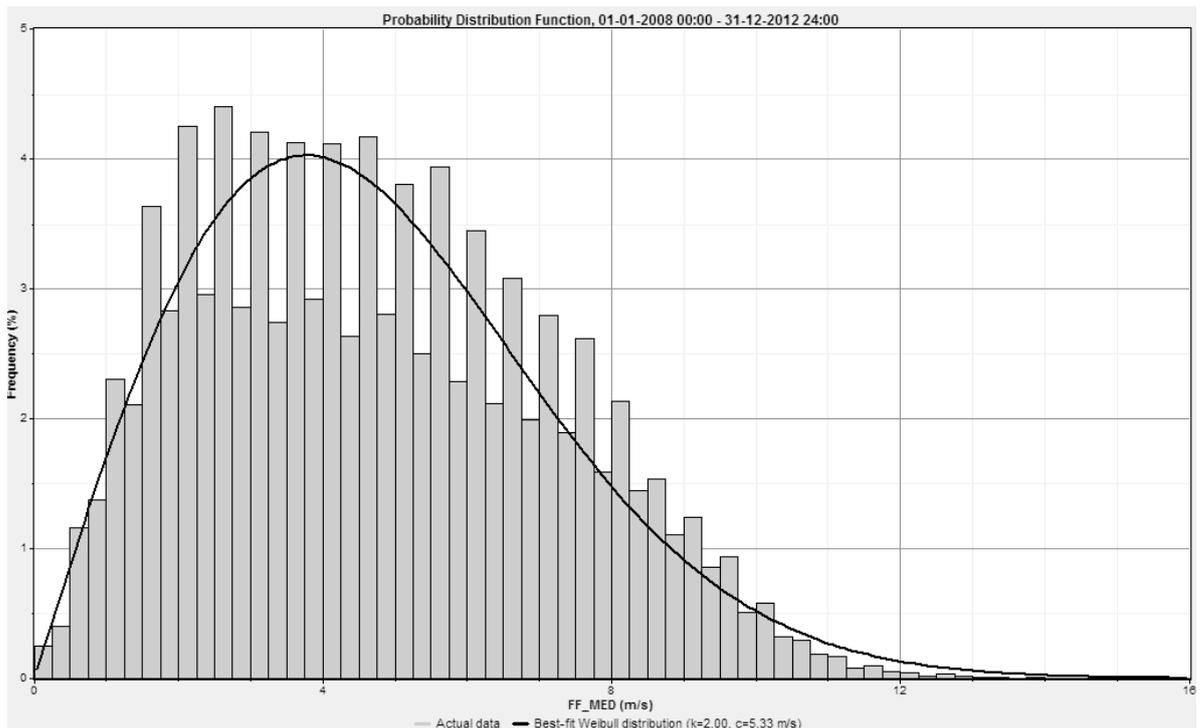


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.3 apresentam-se os perfis diários médios de velocidade dos ventos para cada mês, correspondendo aos meses de Julho e de Agosto os valores mais elevados. Pode-se ainda constatar que, em termos de valor médio, ocorrem diariamente ventos de velocidades mais elevadas no período horário entre as 12h e as 18h.

Gráfico 7.3 - Valores médios diários dos perfis de velocidade do vento registados em Sagres entre 2008 e 2012

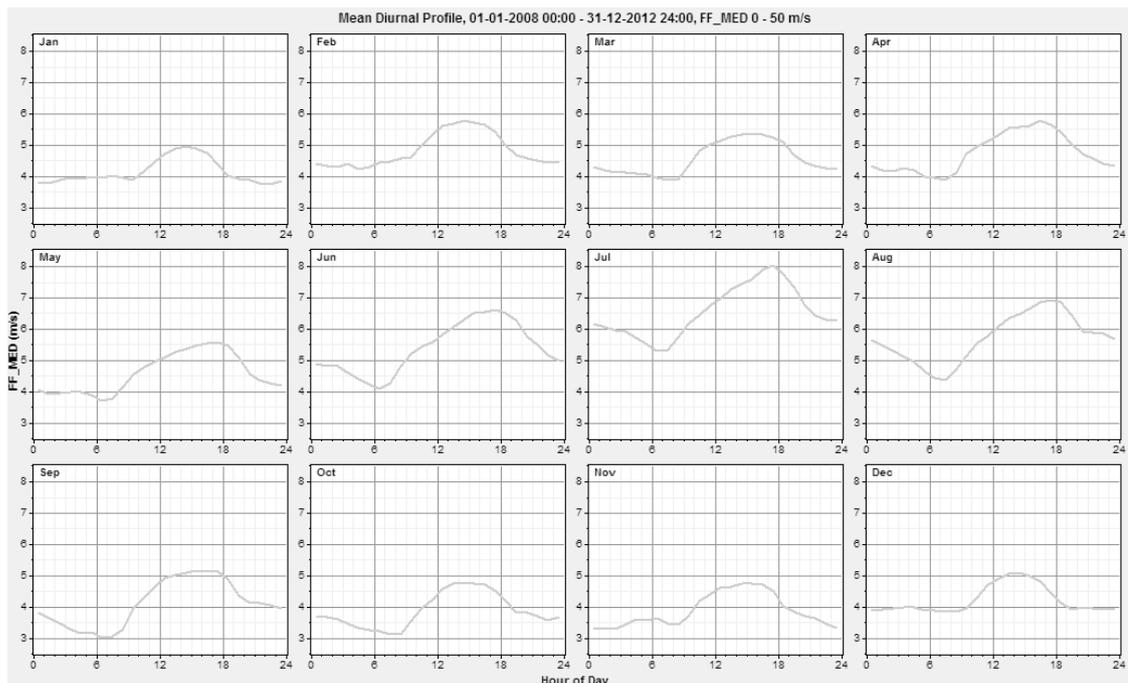


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.4, 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 7.4 - Valores médios diários dos perfis de velocidade e da densidade de potência disponível do vento registados em Sagres entre 2008 e 2012

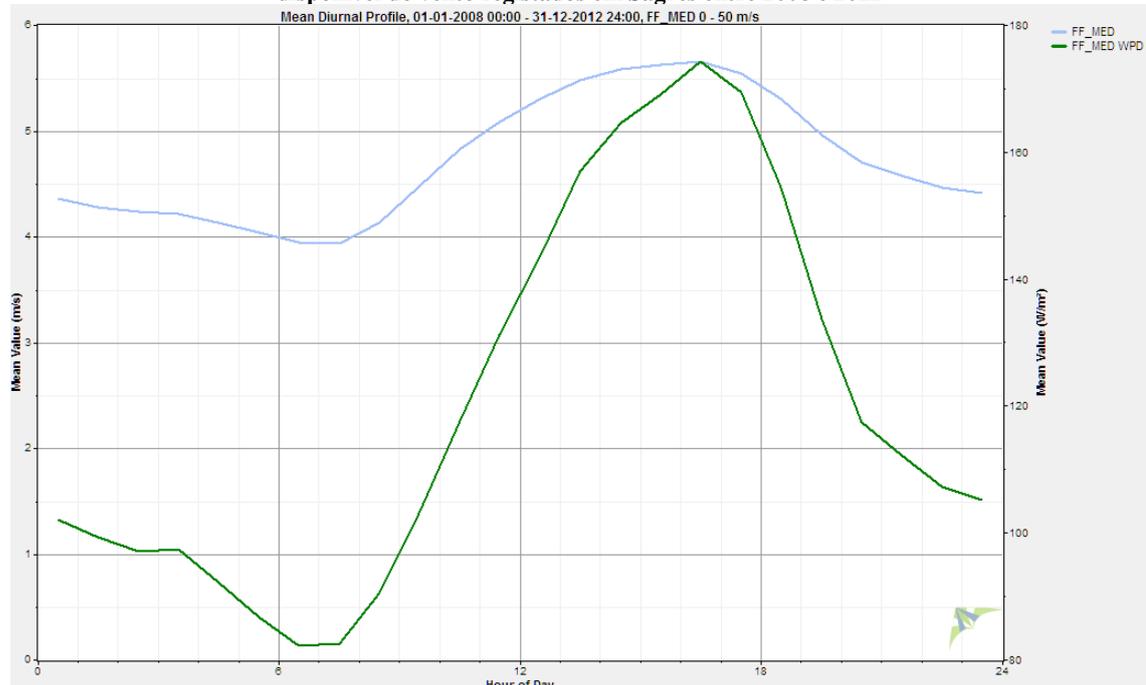


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Recorda-se do ponto 3.4 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 $170 \text{ [W}/\text{m}^2]$ entre as 15 e as 17 horas.

No Gráfico 7.5 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 $6.5 \text{ [m}/\text{s}]$.

Gráfico 7.5 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade do vento registados em Sagres

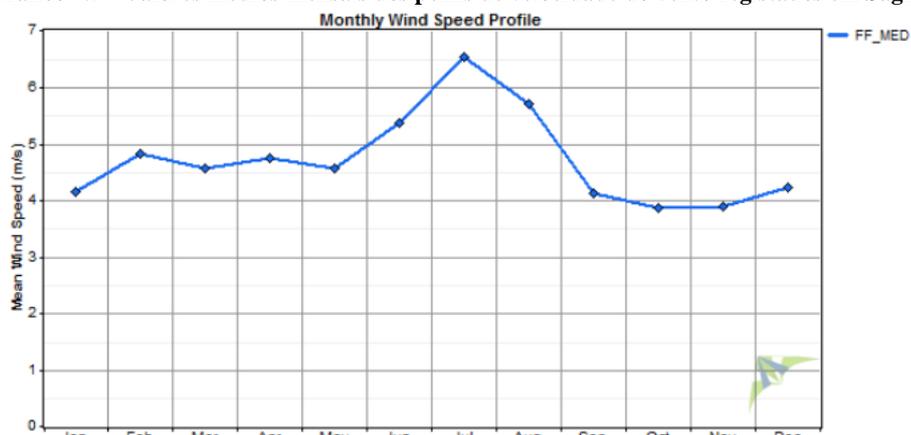


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.6 está representada a distribuição média da direção dos ventos pelos 12 setores da rosa-dos-ventos, verificando-se uma predominância de ventos de Norte, setor 1, com uma probabilidade de frequência da ordem dos 35%.

Gráfico 7.6 - Distribuição dos ventos em Sagres no período considerado

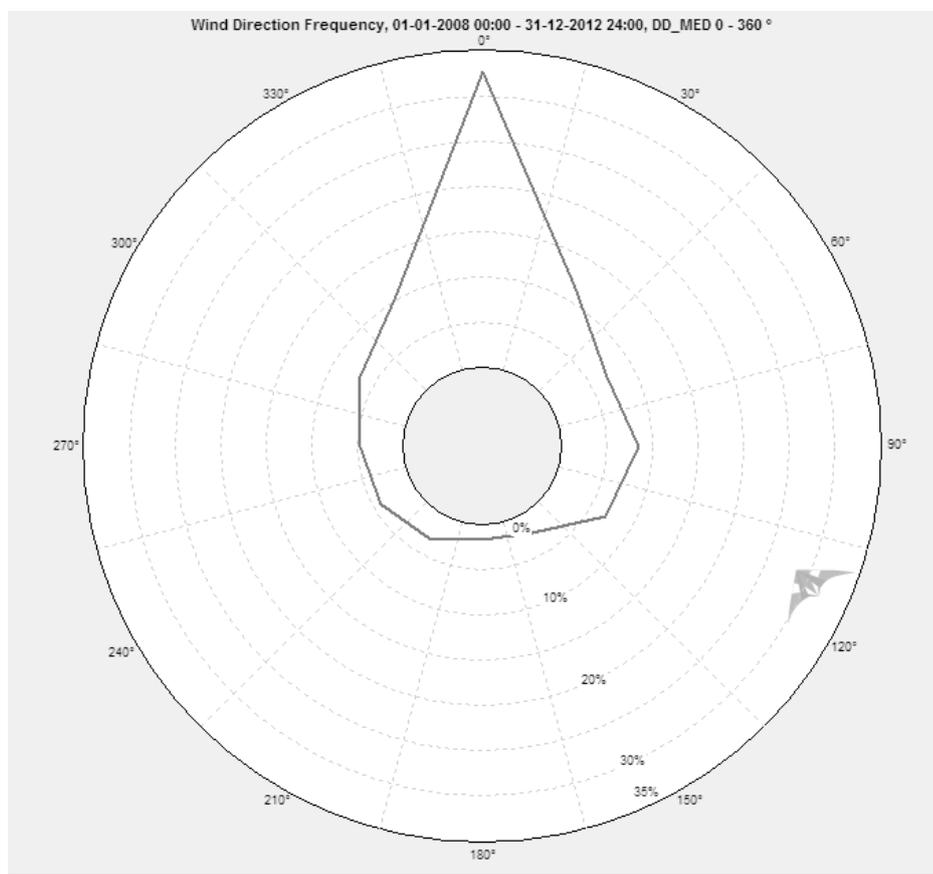


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

7.1.2 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 7.7.

Gráfico 7.7 - Histogramas das distribuições de velocidades de vento a 40m e a 80 m de altura

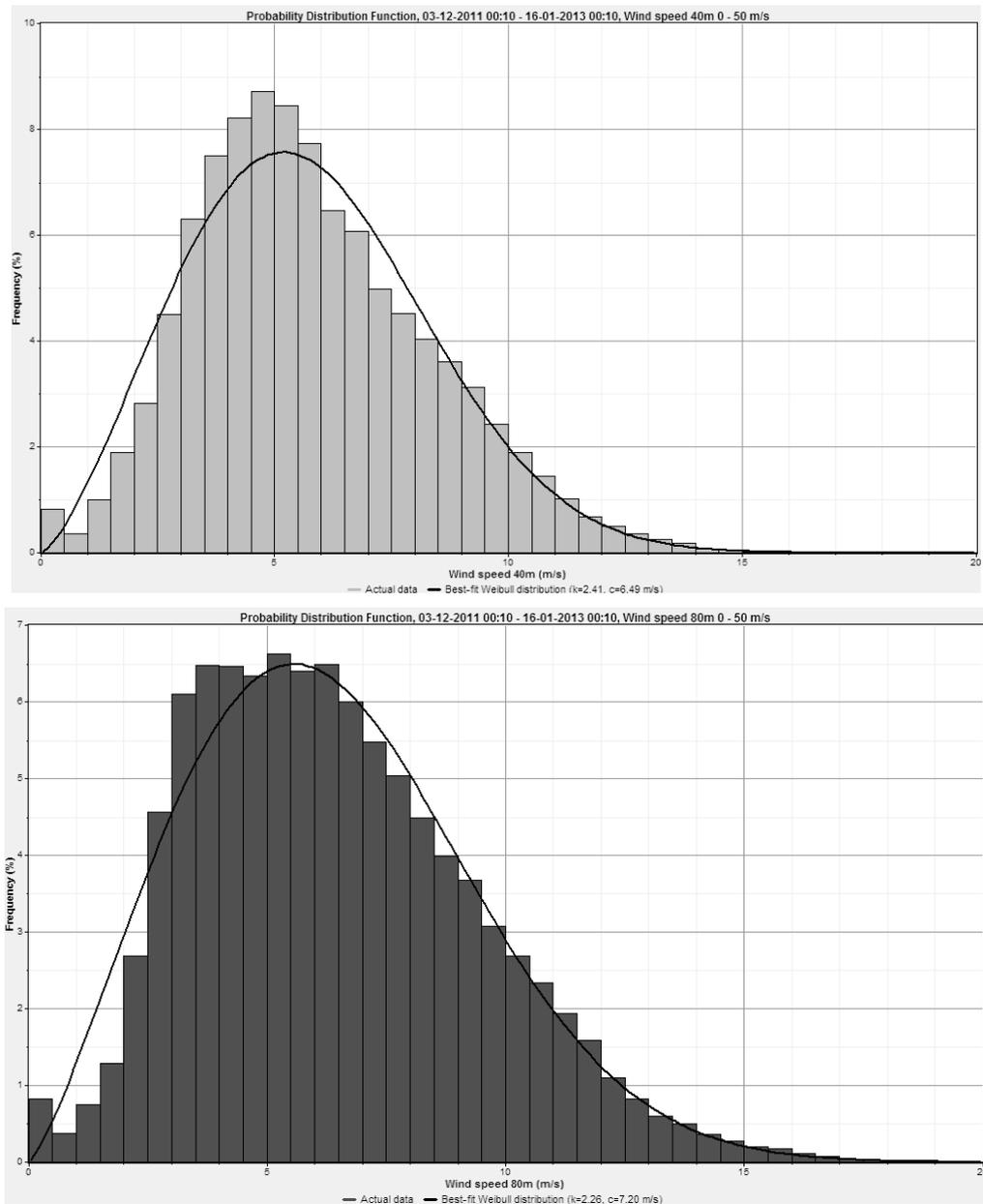


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.8, na página seguinte, estão representados, para as duas séries, os perfis diários médios de velocidade dos ventos para cada mês. Centrando preferencialmente a análise dos dados para a série obtida a 40m de altura, uma vez que os modelos de aerogerador considerados no estudo vão funcionar a 30m de altura, o Gráfico 7.10 permite inferir que:

- O mês de Dezembro regista as velocidades médias diárias mais baixas, oscilando entre 4 e 5m/s;

- Os meses de Janeiro, Fevereiro, Setembro e Outubro são caracterizados por comportamentos diários sem grandes oscilações, com valores médios em torno dos 5m/s;
- Março e Abril registam velocidades médias superiores a 5m/s, ocorrendo valores médios entre 6 e 7 m/s entre o fim da tarde e princípio da noite;
- Maio regista ventos médios diários acima dos 6 m/s, com patamar a 7 m/s das 9h às 15h;
- Junho, Julho e Agosto são os meses de melhor comportamento eólico, com velocidades médias diárias acima dos 7 m/s a partir das 6h em junho e das 0h em Julho e Agosto, atingindo velocidades próximas dos 9 m/s a meio do dia.

Gráfico 7.8 - Valores médios diários dos perfis de velocidade do vento registados a 40m e a 80m na Lagoa Funda, entre 2011 e 2013

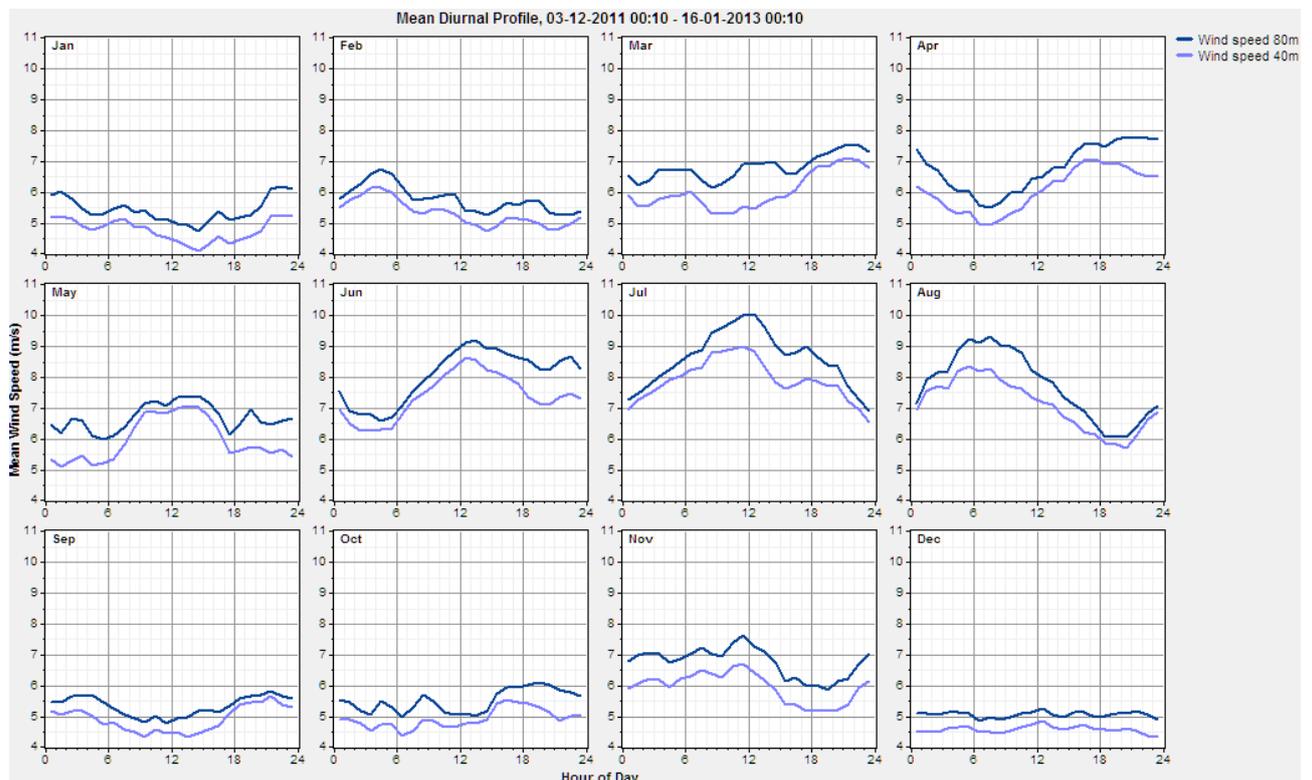


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

O Gráfico 7.9 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 7.9 - Valores médios diários dos perfis de velocidade e da densidade de potência disponível

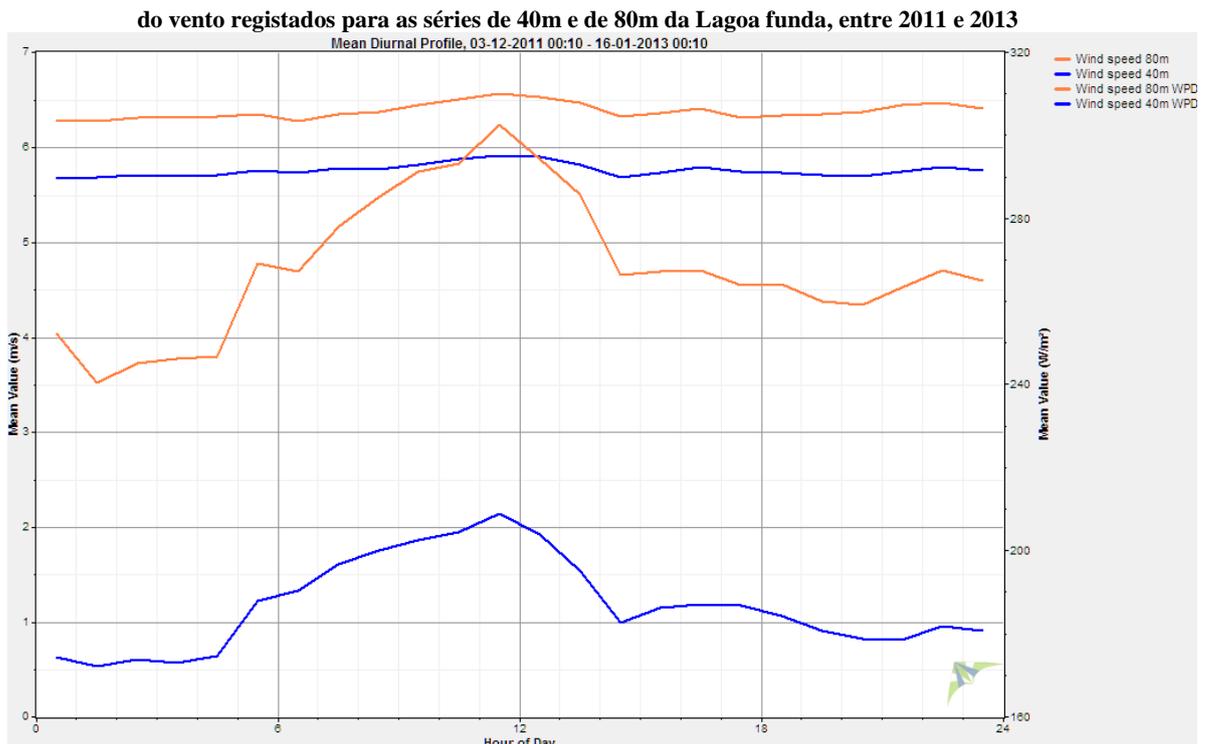


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Finalmente, os Gráficos 7.10 e 7.11 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 7.10 - Valores médios mensais dos perfis de velocidade das séries a 40m e 80m na Lagoa Funda, entre 2011 e 2013

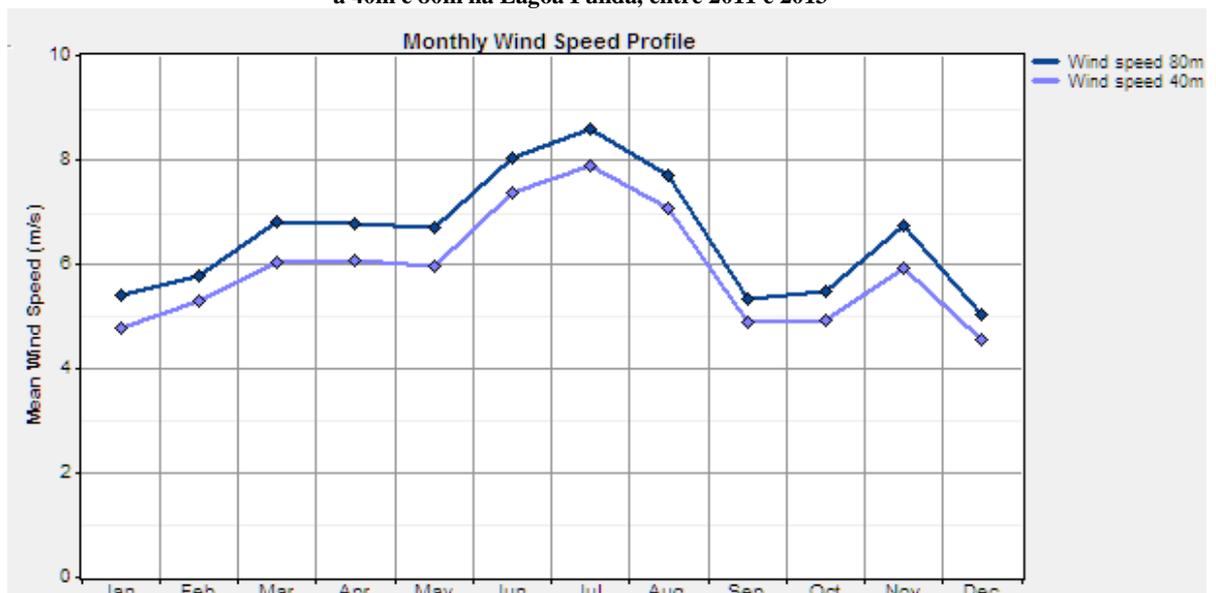


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Gráfico 7.11 - Distribuição das direções dos ventos das séries a 40m e a 80m na Lagoa Funda, entre 2011 e 2013

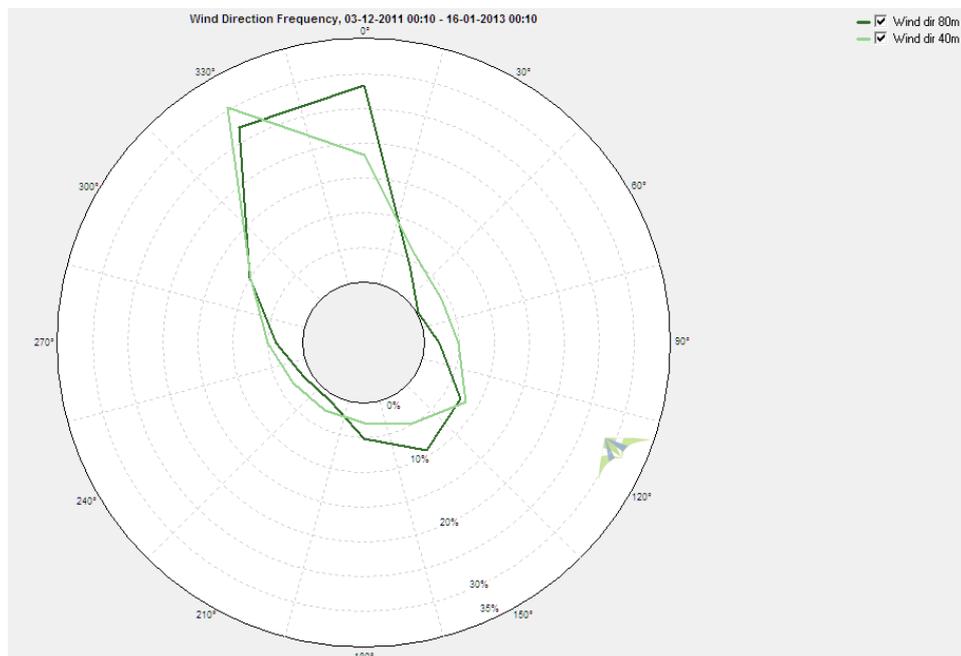


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

7.1.3 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 7.12 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 7.12 – Comparação das séries de dados de vento de Sagres e da Lagoa Funda

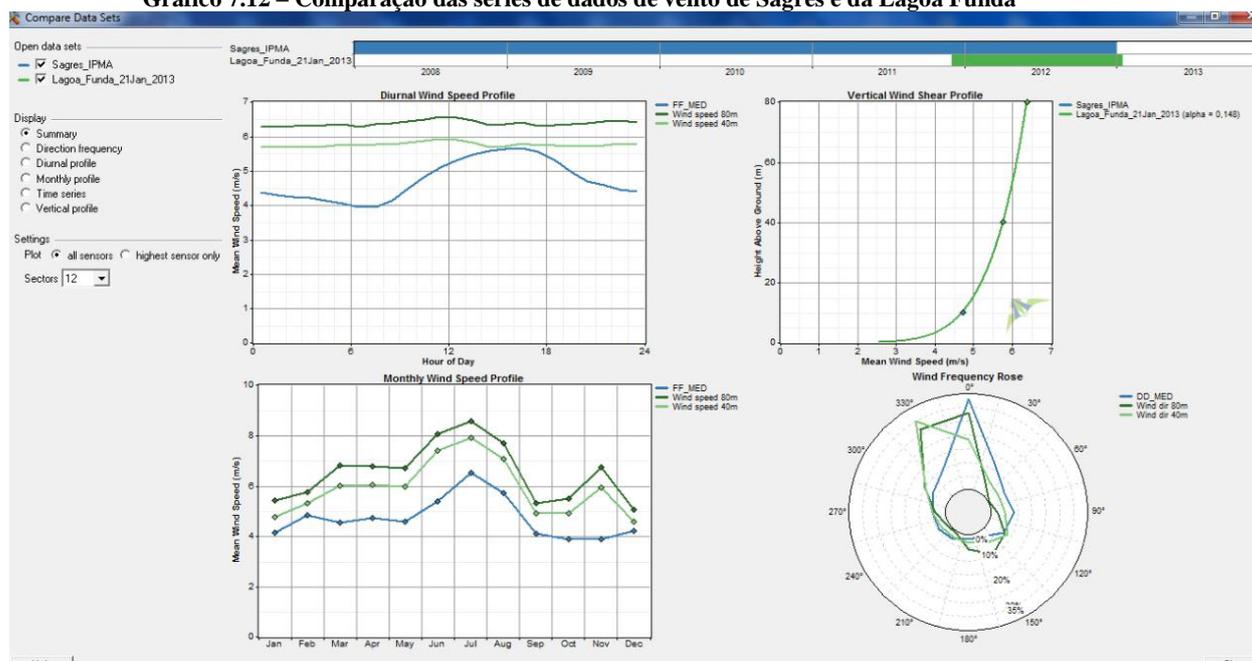


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

As séries em comparação estão representadas temporalmente no Gráfico de barras 7.13

Gráfico 7.13 - Representação temporal das séries de dados



Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.14 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 7.14 - Perfil diário de velocidades de Sagres e da Lagoa Funda

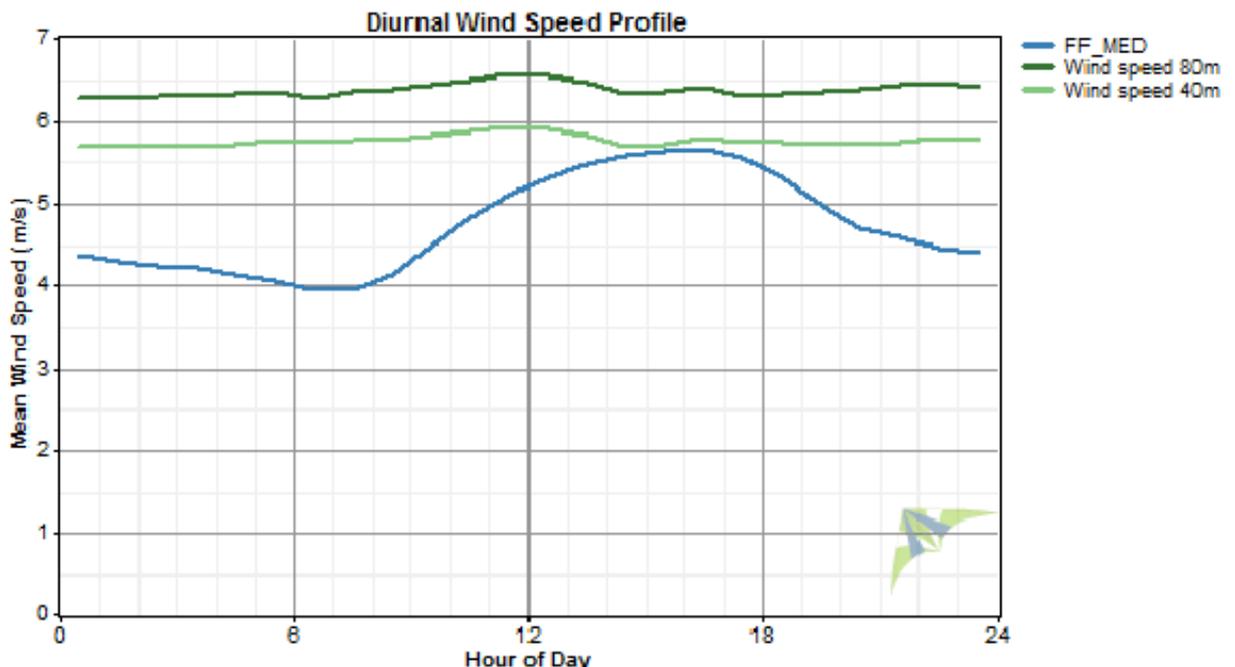


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.15 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 7.15 - Perfil mensal das velocidades de Sagres e da Lagoa Funda

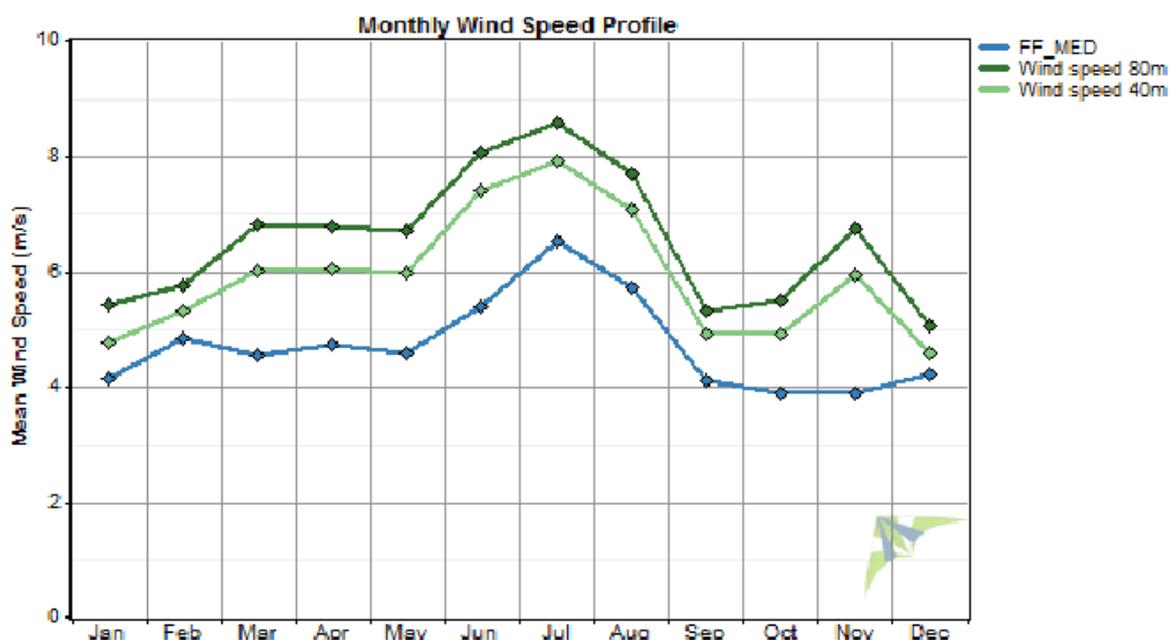


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Quanto às direções do vento, no Gráfico 7.16 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 7.16 - Direções médias dos ventos de Sagres e da Lagoa Funda

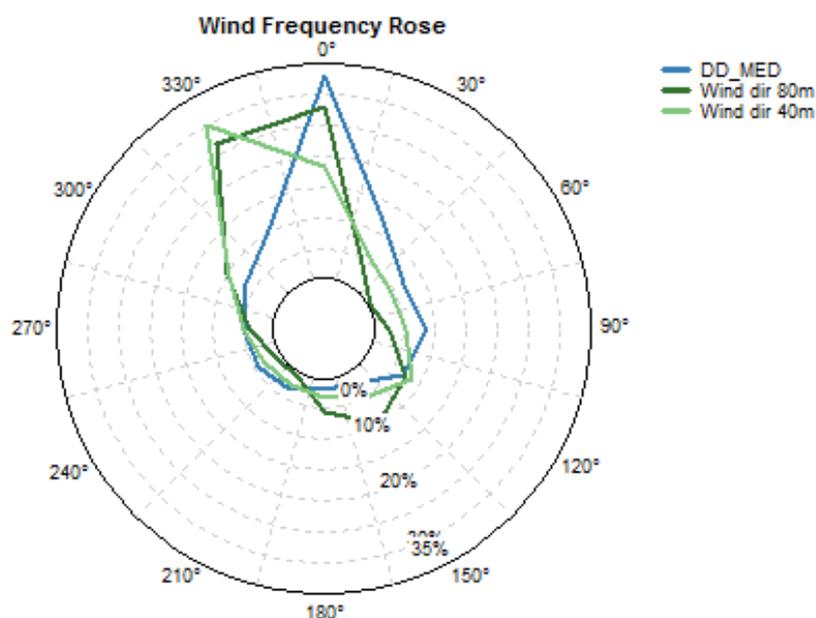


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

Efetuada a comparação das séries de dados correspondentes à fase *Measure* da metodologia designada por *Measure Correlate 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 Fundo como *séries alvo*.

A informação contida na Figura 7.3 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 7.3 - Informação da correlação entre a série de referência e a série alvo

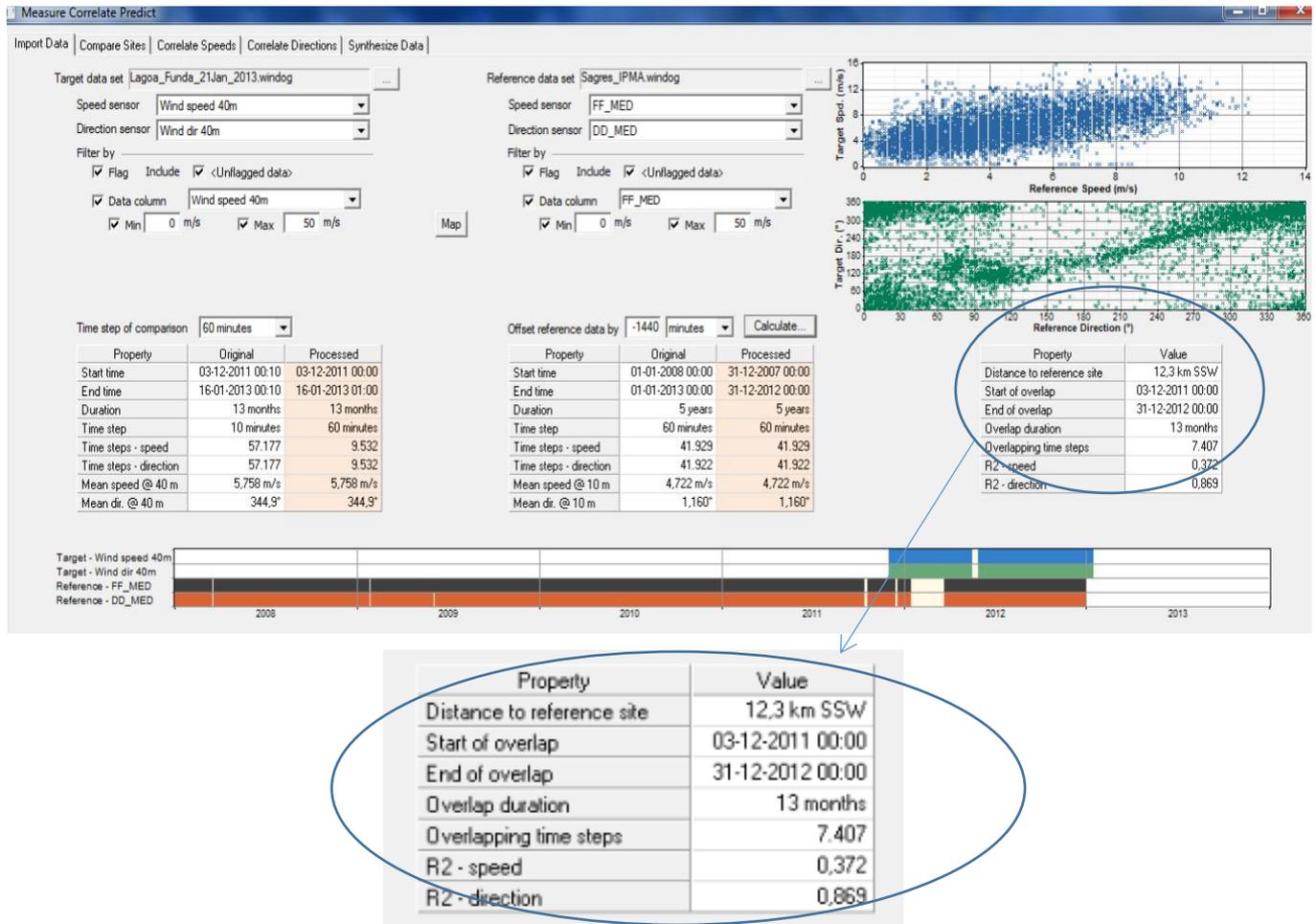


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

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 7.4 enumera-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 7.4 - Ampliação de pormenor do quadro resumo da Figura 7.3

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 Predict (MCP)” por algoritmo testado

Algoritmos	Série Alvo	Série Alvo	Série Final prevista por correlação						
	dados originais	dados ajustados	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 40 m	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 40 m	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	187 W/m ²	183 W/m ²	176 W/m ²	231 W/m ²	244 W/m ²	248 W/m ²	243 W/m ²	177 W/m ²	206 W/m ²
Direção Média a 40m	344,9º		348,2º	346,6º	348,4º	348,9º	348,3º	349,0º	349,1º

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.

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 Squares	0,00000166	1,510	1,970	29,8	LLS
					OLS
					VR
	0,00000188	1,540	2,000	32,1	WBL
					SS
					VS
OLS - Orthogonal Least Squares	0,0179	1,950	2,540	16,6	LLS
					OLS
					VR
	0,00000637	1,740	2,260	7,69	WBL
					SS
					VS
VR - Variance Ratio	0,00000597	1,720	2,230	5,72	LLS
					OLS
					VR
	0,00000221	1,730	2,250	3,45	WBL
					SS
					VS
WBL - Weibull Fit	0,136	1,770	2,280	8,44	LLS
					OLS
					VR
	0,0415	1,750	2,270	5,91	WBL
					SS
					VS
SS - SpeedSort	-0,0628	1,770	2,280	7,24	LLS
					OLS
					VR
	-0,0607	1,780	2,300	5,81	WBL
					SS
					VS
VS - Vertical Slice	-0,0677	1,550	2,020	36,2	LLS
					OLS
					VR
	-0,0525	1,510	1,970	35,2	WBL
					SS
					VS
MTS - Matrix Time Series	-0,0078	0,402	0,563	2,14	LLS
					OLS
					VR
	-0,00819	0,402	0,564	2,15	WBL
					SS
					VS
-0,0123	0,440	0,647	1,91	MTS	

Valores obtidos a partir da aplicação Windographer

O critério de seleção mais adequado para representar a série final de previsão, resultante do ajustamento entre a série alvo e a série de referência, 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 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, com intervalos de previsões de 60 minutos, entre 1 de Janeiro de 2008 a 16 de Janeiro de 2013, torna-se necessário criar condições para 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 7.17 está representado o histograma correspondente à série, bem como a curva de Weibull melhor ajustada.

Gráfico 7.17 - Histograma das velocidades médias e distribuição Weibull ajustada

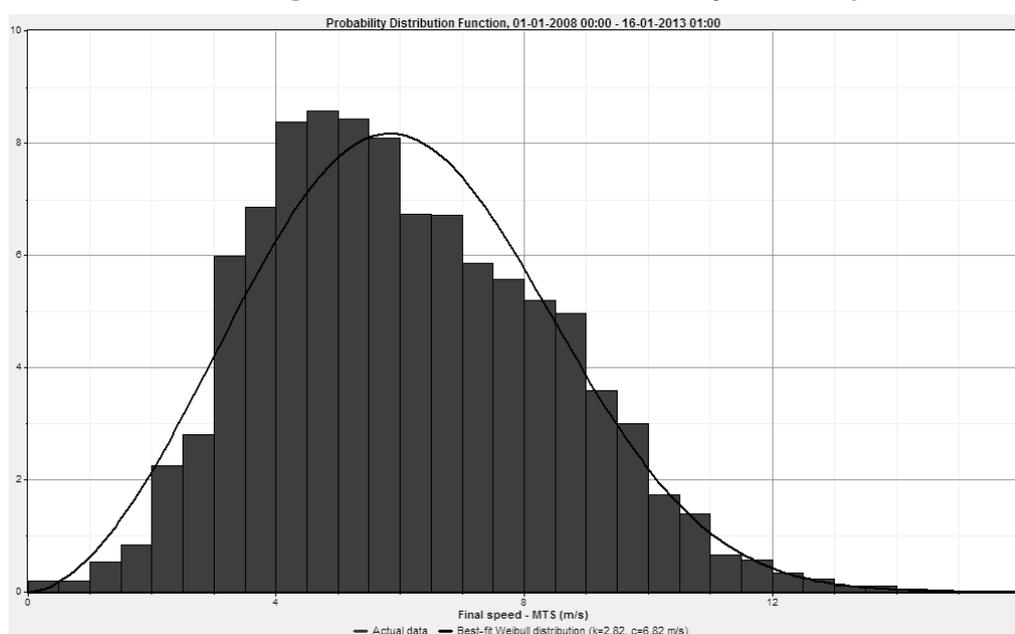


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

No Gráfico 7.18 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 disponível 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 7.18 - Valores médios diários de velocidade e de densidade de potência disponível para cada mês

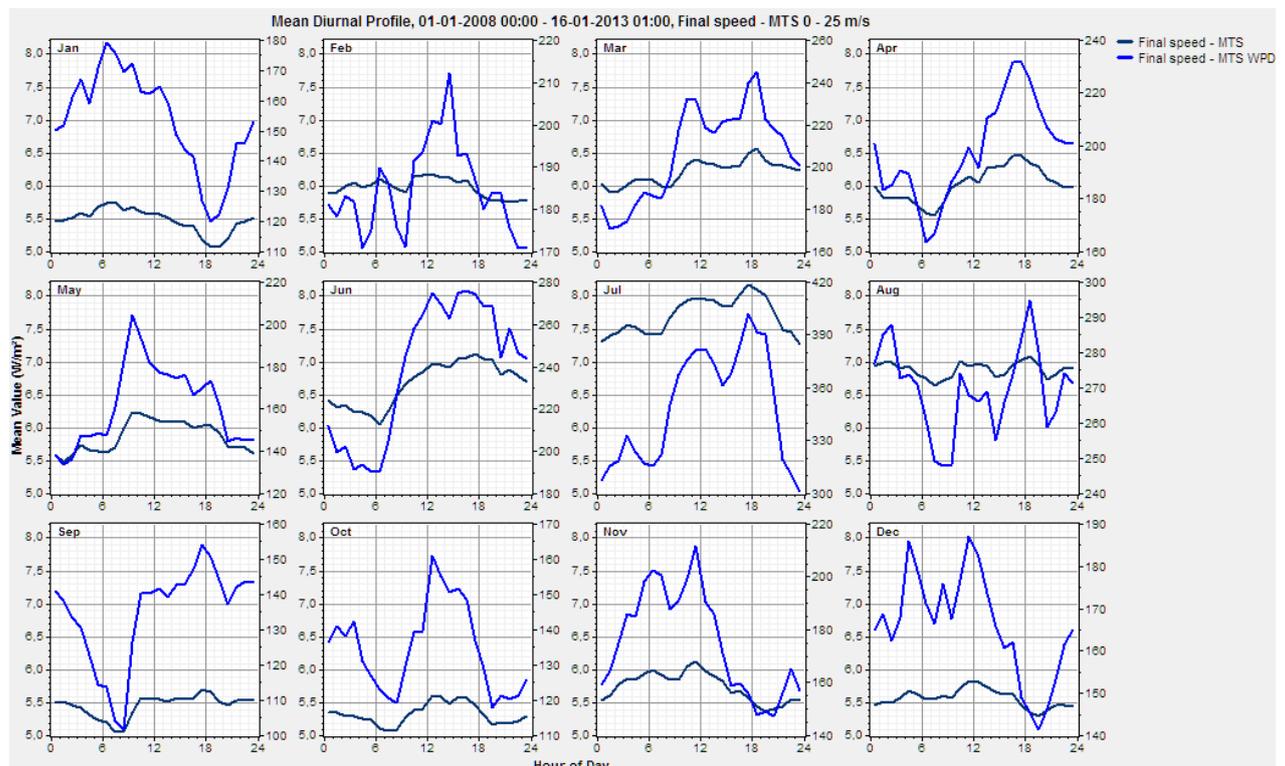


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

O Gráfico 7.19 mostra a previsão das direções de vento e respetivas frequências de ocorrência, com uma predominância de ventos Norte, setor 1, com uma probabilidade de frequência de cerca de 35% e de Noroeste, setor 12, com uma probabilidade de frequência de cerca de 20%.

Gráfico 7.19 - Direções dos ventos. Registos de frequências

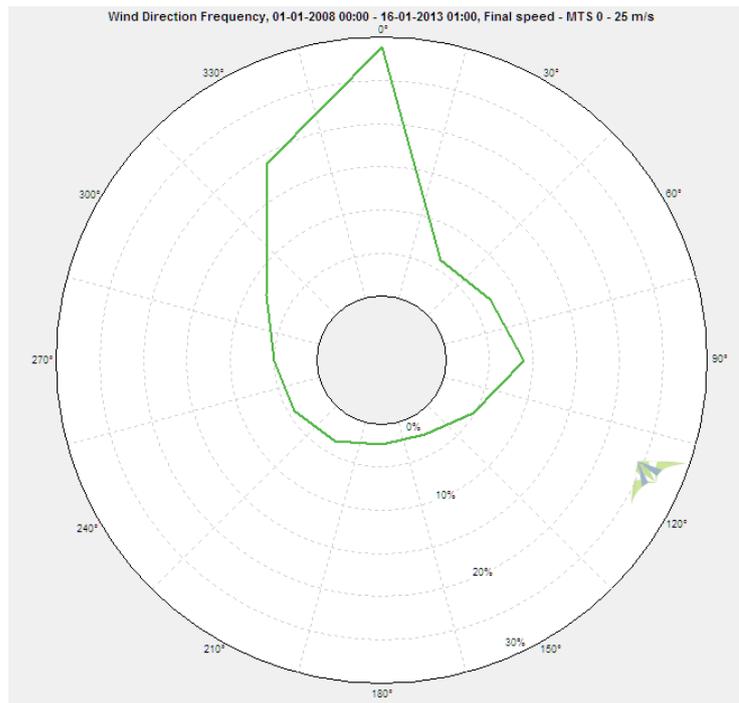
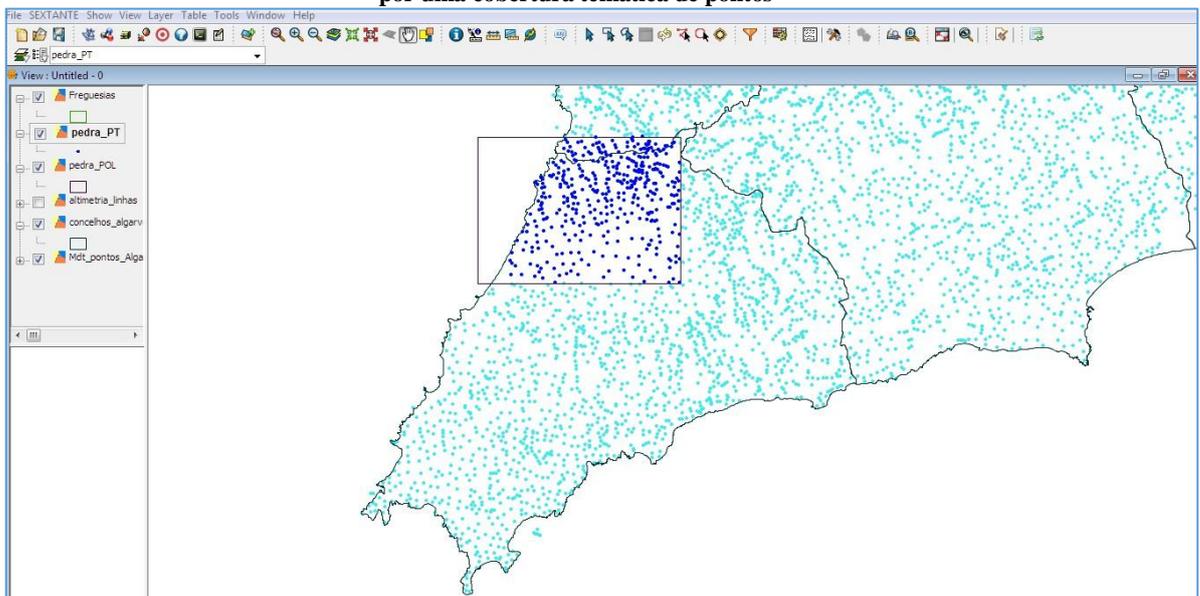


Gráfico obtido a partir da aplicação Windographer

7.1.4 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 7.5

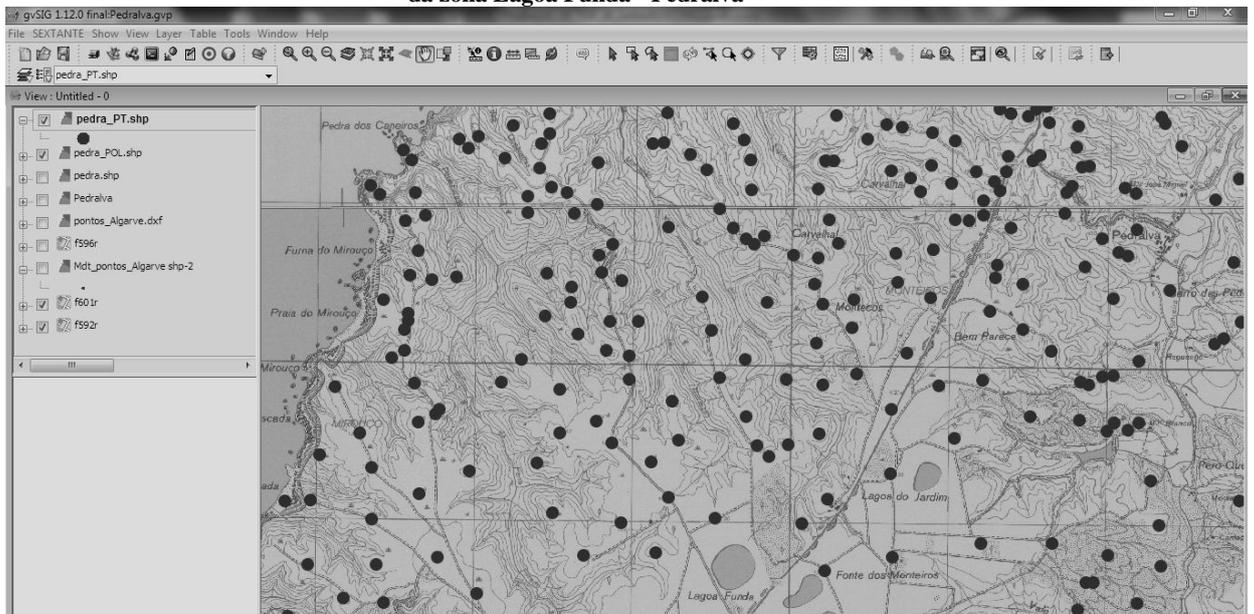
Figura 7.5 - Constituição de um “mosaico” georreferenciado, constituído por uma cobertura temática de pontos



Software gvSIG 1.12.0

Por ampliação da cobertura temática, na forma de uma *shapefile* de pontos de altimetria georreferenciados, representa-se na Figura 7.6 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 7.6 - Representação ampliada da “shapefile” de pontos georreferenciados da zona Lagoa Funda - Pedralva



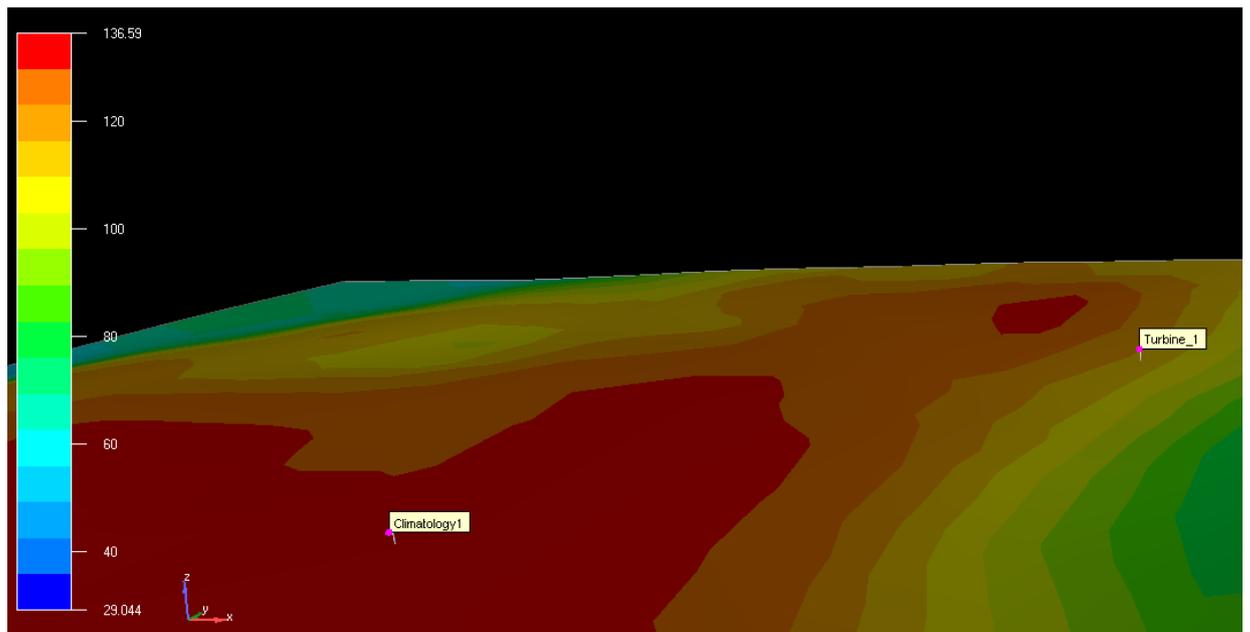
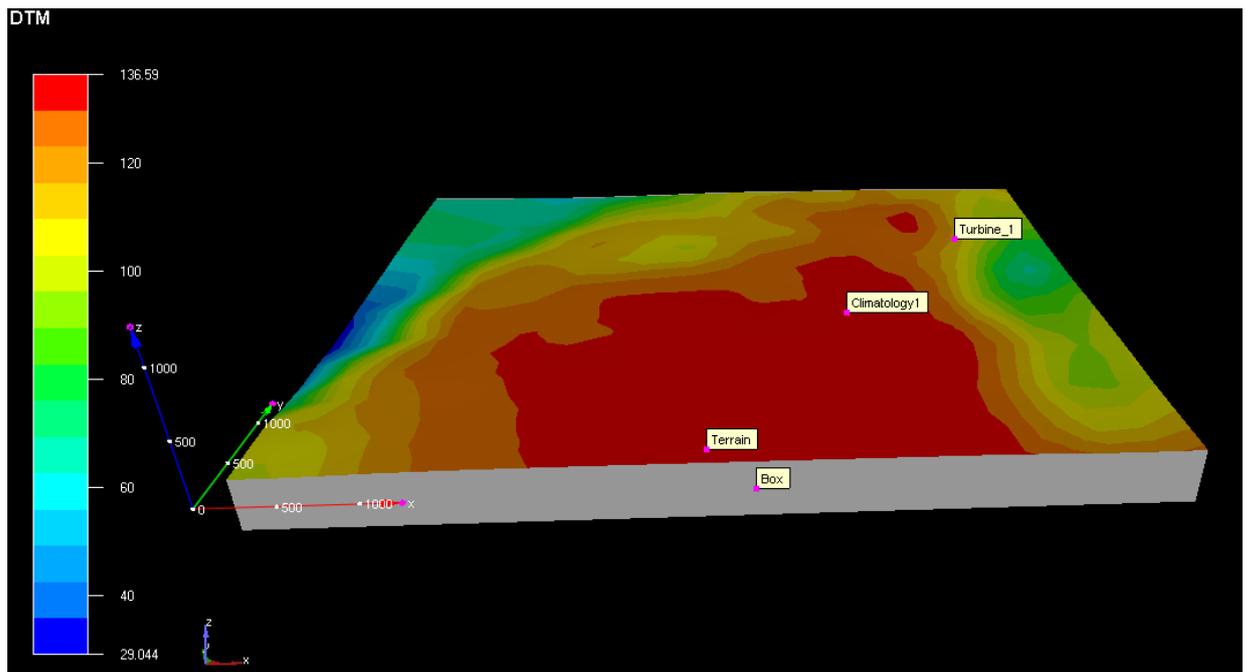
Software gvSIG 1.12.0

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 7.7 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 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 7.7 - Imagens do modelo digital do terreno



WindSim Terrain Editor

7.1.5 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 seis 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°) indicados, bem como para as alturas a partir do solo.

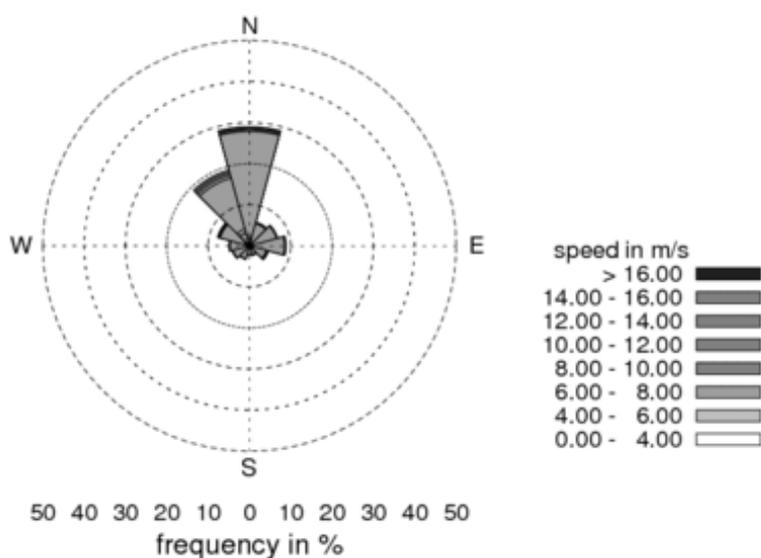
Com base nos dados de vento, obtidos por correlação no *Windographer*, relativos à velocidade média e à frequência de ocorrência, para a localização da medição, para a localização do aerogerador, dadas as características técnicas dos modelos de aerogeradores testados, bem como das simulações que permitem 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 7.8.

Figura 7.8 - Dados das velocidades e direções do vento obtidas a partir da aplicação WinSim

Características da climatologia, Weibull (k,A), velocidade média (m/s) de todos os sectores

Sagres_LagoaFunda_CorrelatePredict_MTS.windog			
Ficheiro	Sagres_LagoaFunda_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

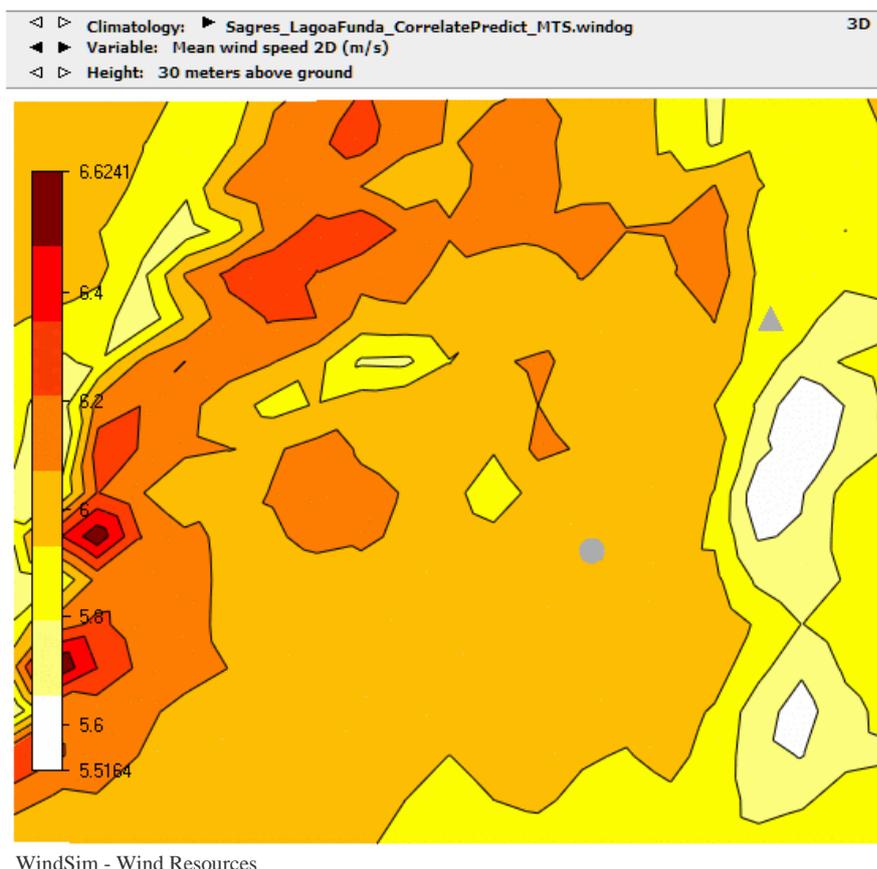
Sectores.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	74.65	34.99	77.75	90.50	13.17	10.76	29.12	49.83	49.37	33.29	22.77	14.49
A	6.51	6.56	6.52	6.54	6.59	6.60	6.57	6.51	6.51	6.54	6.58	6.59
frequência	28.9	6.0	7.0	8.8	4.7	2.5	2.3	3.4	4.3	4.9	8.0	19.1
velocidade média	5.80	5.70	5.82	5.85	5.41	5.34	5.67	5.73	5.73	5.66	5.60	5.46

Formatos adaptados da aplicação WindSim - Wind Resources

A Figura 7.8, no quadro inicial, resume a informação obtida a partir da aplicação *Windographer*, incluindo a designação do ficheiro de dados, 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 7.9 apresenta-se um exemplo 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 da climatologia, ou seja, do parque eólico da IBERWIND na Lagoa Funda.

Figura 7.9 - Perfil bidimensional das velocidades médias de vento a 30m do solo



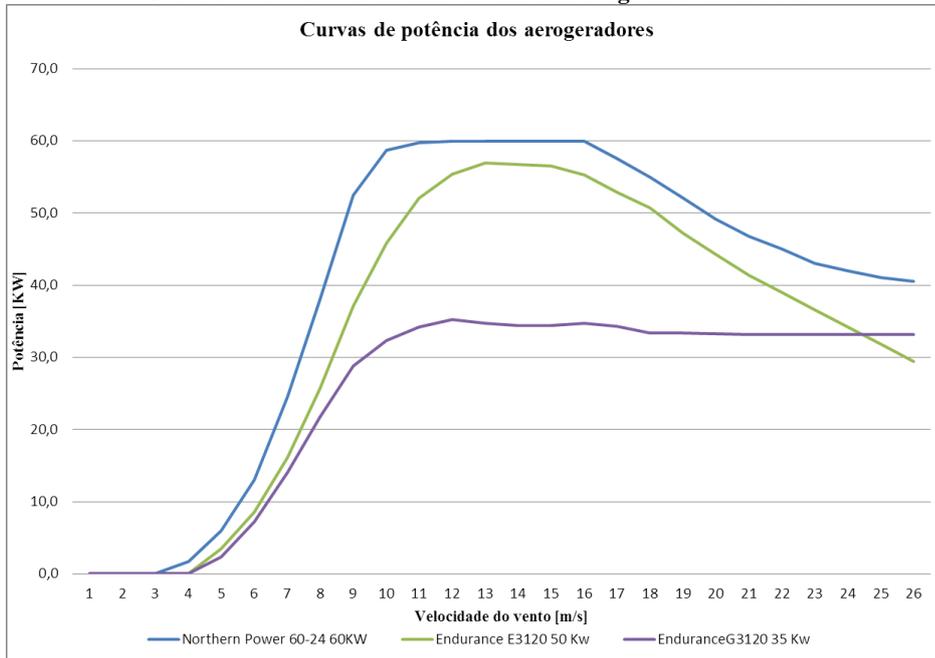
7.1.6 Cálculo da previsão da produção anual de eletricidade

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 6.6 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 7.20 estão representadas as *curvas de potência* ou *curvas características* dos aerogeradores em questão, com base nos dados divulgados pelos seus fabricantes.

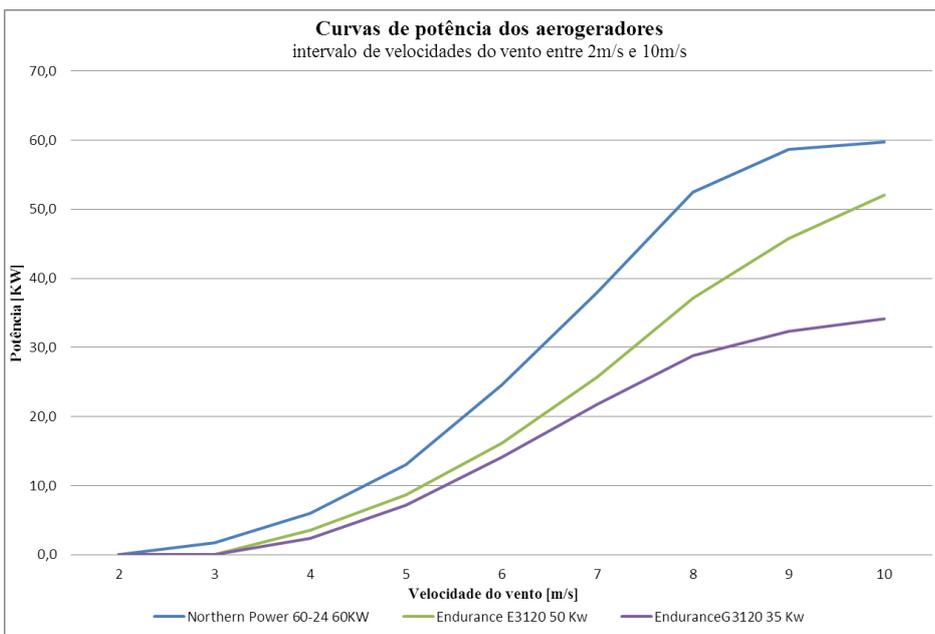
Gráfico 7.20 – Curvas características dos aerogeradores testados



Fontes: Northern Power Systems e Endurance Wind Power

Uma vez que, de acordo com os resultados apresentados na Figura 7.8, 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 7.21.

Gráfico 7.21 – Pormenor das curvas características dos aerogeradores testados



Fontes: Northern Power Systems e Endurance Wind Power

À Tabela 6.6 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	35	35,7	11	19	30	127,7 - 130,2
Endurance Wind	50	56,9	12	19	30	150,1 – 150,8
Northern Power	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, obtendo-se assim as previsões de produção anual de 127,7 MWh/ano para o aerogerador de 35 KW de potência nominal; a estimativa de produção de 150,1 MWh/ano para o de 50 KW, bem como de 269,1 MWh/ano para o de 60 KW.

Tabela 7.4 – Produção anual prevista de eletricidade por simulação no *WindSim*

Produção anual de energia elétrica prevista por simulação na aplicação WinSim					
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)

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/se 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 elétrica, 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, perspetivando 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.

7.2. 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 produção 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 produção 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 produção 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 consequente 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 7.5 procura-se sintetizar a informação relativa aos principais parâmetros de *input*, necessários à análise.

Tabela 7.5 - 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 do aerogerador	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 (3,682MWh/ano 2010 e 3,510MWh/ano2011)
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 $n^{\circ} \text{ contadores} \times (20\% \times 4,6\text{KVA} + 65\% \times 6,9\text{KVA} + 10\% \times 10,5\text{KVA} + 0,05 \times 13,8\text{KVA})$
Emissões de Co2 na produção de electricidade por fonte de energia eólica	12,0 [g CO2/KWh]	Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power Systematic Review and harmonization Stacey L. Dolan and Garvin A. Heath - 12 [gCo2eq/KWh]
Emissões Especificas de CO2 registadas em 2013	141,6 [g CO2/KWh]	Informação da ERSE, 2013 - 141,58 [g/KWh] para o mix energético do ano
Inputs Financeiros e Económicos		Observações
Custo 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); projeção 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 electricidade	0,0 [€/MWh]	Calculado com base nas tarifas simples (ERSE 2014) para consumidores de BTN simples ≤ 20,7 KVA (ERSE, Tarifas e Preços de Energia Elétrica para 2014) - 153,1 [€/MWh]
Valor de venda de electricidade	0,0 [€/MWh]	90% do valor médio MIBEL 2014 - 90% x 41,9 €/MWh = 37,7 [€/MWh]
Custo das Emissões de Co2 para a energia eólica	15,0 [€/tCo2]	CO2 Abatement from Renewable Energy - Weigt et all, 2012 - 15 [€/tCo2]
Custo das Emissões de Co2	50,0 [€/tCo2]	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 [%]	Valor estimado (% do investimento inicial)
Taxa de Inflação	1,5 [%]/ano	Atualização de valores de 2007 a 2013 por média geométrica (Portdata)
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 [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 ≤ 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 ≤ 20,7 KVA (ERSE, Tarifas e Preços de Energia Elétrica para 2014) - 153,1 [€/MWh]

Com base nos estudos referidos no subcapítulo 6.3.3, foi considerado que os custos de operacionalidade 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 7.6 apresentam-se, de forma sucinta, as principais expressões analíticas que permitem relacionar e determinar novos parâmetros, a partir dos pressupostos assumidos na Tabela 7.5, bem como para calcular os indicadores de desempenho que irão ser utilizados.

Tabela 7.6 - 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]	$\text{Consumo total anual} / \text{Número Equivalente de Habitações}$
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 produção de eletricidade	[€/MWh]	$\text{LCOE} = [(\text{SCI} \times (1 + \text{IDC}) \times \text{CRF}) / (8760 \times \text{LF})] + [\text{FOM} / (8760 \times \text{LF})]$ <i>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</i>
Fator de atualização		$[1 / ((1 + d)^n)]$ <i>c/ d = taxa de atualização[%] e n=tempo de vida útil do equipamento [anos]</i>
Fator de recuperação do capital investido	[%]	$\text{CRF} = [(d \times (1 + d)^n) / ((1 + d)^n - 1)]$ <i>c/ d = taxa de atualização[%] e n=tempo de vida útil do equipamento [anos]</i>
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	[€]	$\text{VALF} = \sum(\text{Cash Flow Líquido} \times \text{Fator de atualização})$
Taxa interna de retorno financeira - TIRF	[%]	$0 = \sum(\text{Cash Flow Acumulado} / (1 + \text{TIRF}))$ (taxa para a qual VALF=0)
Valor atual líquido económico - VALE	[€]	$\text{VALE} = \sum(\text{Cash Flow Líquido} \times \text{Fator de atualização})$
Taxa interna de retorno económica - TIRE	[%]	$0 = \sum(\text{Cash Flow Acumulado} / (1 + \text{TIRE}))$ (taxa para a qual VALE=0)

7.2.1. Análise Financeira

A análise financeira levada a efeito foi efetuada separadamente para cada tipo de aerogerador, optando-se por centrar a abordagem na opção do aerogerador de 35 KW de potência. Exposta a metodologia utilizada, apresentar-se-ão os resultados para as opções pelos aerogeradores de 50 e de 60 KW de potência.

A análise levada a efeito, essencialmente através das previsões anuais do *cash flow*, pretende calcular o valor 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 proposta pela Comissão Europeia (European Commission), no seu manual de análise de projetos de investimento ao abrigo dos fundos estruturais, seguindo-se o esquema da Figura 5.3.

7.2.1.1 Custos de Investimento

Os custos de investimento, tendo por base os valores apresentados no subcapítulo 6.3.2 deste trabalho, referentes a trabalhos de vários autores, 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 7.7 apresentada na página seguinte:

Tabela 7.7 – Custos de investimento dos aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência:

Ci - Custos de Investimento e Instalação	Ci = 1.800 [€/KW]x35 [KW]	Valor [€]
Custos de projeto, planificação e preparação da obra	9,00% Ci	5.670,00
Equipamento (turbina, pás, gerador, torre, etc)	64,00% Ci	40.320,00
Fundações e trabalhos de construção civil	16,00% Ci	10.080,00
Ligação à rede elétrica	11,00% Ci	6.930,00
Custos totais de Investimento [€]		63.000,00

Aerogerador de 50 KW de potência:

Ci - Custos de Investimento e Instalação	Ci = 1.800 [€/KW]x50 [KW]	Valor [€]
Custos de projeto, planificação e preparação da obra	9,00% Ci	8.100,00
Equipamento (turbina, pás, gerador, torre, etc)	64,00% Ci	57.600,00
Fundações e trabalhos de construção civil	16,00% Ci	14.400,00
Ligação à rede elétrica	11,00% Ci	9.900,00
Custos totais de Investimento [€]		90.000,00

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

7.2.1.2 Custos e receitas de exploração

A componente das despesas ou custos de exploração, também designada por custos operacionais, engloba as despesas 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 uso da rede de distribuição elétrica.

A componente das receitas operacionais ou de exploração para o modelo em estudo, são constituídas apenas pela “receita” obtida pela produção de eletricidade para autoconsumo, a qual deverá ser igual ao custo que se pagaria por consumo de valor igual, a partir do sistema de produção central a nível nacional.

A Tabela 7.8 resume esta informação para os três aerogeradores em estudo:

Tabela 7.8 – Custos operacionais dos aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência:

Custos Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Custos de operacionalidade e de manutenção [€/KW/ano]	40,00[€/KW]x35[KW]	1.400,00
Seguros [€/ano]	1,50% x Ci [€]	945,00
Renda do terreno da instalação [€/ano]	2,50% x Ci [€]	1.575,00
Valor da tarifa de uso da rede de distribuição em Baixa Tensão Normal, BTN simples (<=20,7KVA) em [€/MWh]	18,0 [€/MWh] x 112,4[MWH]	2.023,20
Licenças [€], <i>*apenas no ano de instalação</i>	3,0% x Ci [€]	1.890,00 *
Custos totais anuais [€]		5.943,20

Aerogerador de 50 KW de potência:

Custos Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Custos de operacionalidade e de manutenção [€/KW/ano]	40,00[€/KW]x50[KW]	2.000,00
Seguros [€/ano]	1,50% x Ci [€]	1.350,00
Renda do terreno da instalação [€/ano]	2,50% x Ci [€]	2.250,00
Valor da tarifa de uso da rede de distribuição em Baixa Tensão Normal, BTN simples (<=20,7KVA) em [€/MWh]	18,0 [€/MWh] x 132,1[MWH]	2.377,80
Licenças [€], <i>*apenas no ano de instalação</i>	3,0% x Ci [€]	2.700,00 *
Custos totais anuais [€]		7.977,80

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

Quanto às receitas de exploração, conforme já referido anteriormente, apenas compreendem uma componente. Vejamos, então, a informação da Tabela 7.9 respeitante à componente das receitas:

Tabela 7.9 – Receitas operacionais dos aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência:

Receitas Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Receita de autoconsumo	112,4 [MWh/ano] x 153,1 [€/MWh]	17.208,44
Receitas totais anuais [€]		17.208,44

Aerogerador de 50 KW de potência:

Receitas Operacionais ou de Exploração	Expressão Analítica	Valor anual [€]
Receita de autoconsumo	132,1 [MWh/ano] x 153,1 [€/MWh]	20.224,51
Receitas totais anuais [€]		20.224,51

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

7.2.1.3 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 7.10, com os valores das prestações anuais, dos juros e das amortizações anuais para cada aerogerador:

Tabela 7.10 – Encargos de financiamento dos aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência

	1	5	10	12	15
Prestação fixa	6.251,65	6.251,65	6.251,65	6.251,65	6.251,65
Juros	3.244,50	2.596,44	1.586,57	1.108,40	297,70
Amortizações	3.007,15	3.655,21	4.665,08	5.143,25	5.953,95

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
Juros [€]	4.635,00	3.709,20	2.266,53	1.583,43	425,28
Amortizações [€]	4.295,93	5.221,73	6.664,40	7.347,50	8.505,65

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

7.2.1.4 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 noutro 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.

7.2.1.5 Indicadores de desempenho financeiros

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:

$$\sum_{t=0}^n \frac{1}{(1+d)^n}$$

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 7.11.

Tabela 7.11 - Fatores de atualização para taxa de atualização de 5% e período de 15 anos

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$(1+5\%)^{-15}$	1,00	0,95	0,90	0,86	0,82	0,78	0,74	0,71	0,67	0,64	0,61	0,58	0,55	0,53	0,50	0,48
	0	2	7	4	3	4	6	1	7	5	4	5	7	0	5	1

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:

$$VALF = \sum_{t=0}^{15} \frac{CF_t}{(1+5\%)^{15}} = \frac{CF_0}{(1+5\%)^0} + \frac{CF_1}{(1+5\%)^1} + \dots + \frac{CF_{15}}{(1+5\%)^{15}}$$

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:

$$VALF = \sum_{t=0}^{15} \frac{CF_t}{(1+TIRF)^{15}} = 0$$

Na Tabela 7.12 apresentam-se os quadros que permitem determinar os dois indicadores financeiros, para cada aerogerador simulado neste trabalho.

Tabela 7.12 – Indicadores financeiros, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência:

Avaliação da rentabilidade financeira do projeto

Anos	0	1	5	10	12	15
Receitas Operacionais	0,00	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44
Receitas Totais	0,00	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44
Custos Operacionais	-1.890,00	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20
Custos Investimento e Instalação	-63.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos Totais	-64.890,00	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20
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[€]	-64.890,00	10.728,80	8.826,61	6.915,88	6.272,91	5.418,77
TIRF = 15,31[%]						

Aerogerador de 50 KW de potência:

Avaliação da rentabilidade financeira do projeto

Anos	0	1	5	10	12	15
Receitas Operacionais	0,00	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51
Receitas Totais	0,00	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51
Custos Operacionais	-2.700,00	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80
Custos Investimento e Instalação	-90.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos Totais	-92.700,00	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80
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 [€]	-92.700,00	11.663,53	9.595,62	7.518,42	6.819,43	5.890,88
TIRF = 10,08 [%]						

Aerogerador de 60 KW de potência:

Avaliação da rentabilidade financeira do projeto

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	-111.240,00	24.068,27	19.801,02	15.514,62	14.072,22	12.156,11
TIRF =21,49 [%]						

Considerando que 3,6 MWh é o consumo *equivalente* ao consumo médio anual de uma habitação (INE / DGEG, 2011), conforme referido na Tabela 7.5, constata-se que os aerogeradores simulados se aplicam a universos de consumo diferentes. Assim, como já foi dito anteriormente, 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 $1 \text{ GWh} = 86 \text{ tep}$ (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, poderia avaliar-se os ganhos em importação de petróleo.

Pelo que foi dito no parágrafo anterior, compreende-se que, se para além do autoconsumo habitacional, se fosse considerada, também, a produção 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 ainda fraca autonomia atual, não permitem considerá-los viáveis sem um sistema de incentivos significativamente melhor do que o atualmente existente.

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 7.13, 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 7.13 - 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 7.12 e 7.13 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 às despesas operacionais durante o período de tempo considerado.

7.2.1.6 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 o projeto ser considerado viável, é necessário que a previsão do *cash flow* líquido acumulado, para os anos considerados de vida útil do projeto, seja positivo em todos os anos considerados (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 7.14 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, gerem *cash flows* acumulados positivos e próximos ou mesmo superiores aos respetivos custos de

investimento e instalação, pelo que face aos resultados previstos, em qualquer dos casos o projeto apresenta viabilidade financeira.

Tabela 7.14 – Sustentabilidade financeira, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência

Anos	0	1	5	10	12	15
Sustentabilidade financeira						
Receita financeira	64.890,00					
Receitas operacionais		17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44
Receitas totais	64.890,00	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44
Custos operacionais	-1.890,00	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20	-5.943,20
Custos de investimento e instalação	-63.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros		-3.244,50	-2.596,44	-1.586,57	-1.108,40	-297,70
Amortizações		-3.007,15	-3.655,21	-4.665,08	-5.143,25	-5.953,95
Custos totais	-64.890,00	-12.194,85	-12.194,85	-12.194,85	-12.194,85	-12.194,85
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						
Receita financeira	92.700,00					
Receitas operacionais		20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51
Receitas totais	92.700,00	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51
Custos operacionais	-2.700,00	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80	-7.977,80
Custos de investimento e instalação	-90.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juros		-4.635,00	-3.709,20	-2.266,53	-1.583,43	-425,28
Amortizações		-4.295,93	-5.221,73	-6.664,40	-7.347,50	-8.505,65
Custos totais	-92.700,00	-16.908,73	-16.908,73	-16.908,73	-16.908,73	-16.908,73
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

Aerogerador de 60 KW de potência

Anos	0	1	5	10	12	15
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	111.240,00	-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

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 o que, em termos financeiros, apresenta resultados inferiores em termos do *valor atual líquido financeiro* e *cash flow acumulado*.

7.2.2. Análise económica

Para proceder à análise económica para o modelo de estudo, foram consultadas algumas obras bibliográficas, de que se destacam Bordman *et al* (2014), Comissão Europeia (2003), European Commission (2006) 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 7.12, em que se avalia a rentabilidade financeira do projeto a partir da determinação do *valor atual líquido* e da *taxa de retorno financeira*.

7.2.2.1. Correção dos valores de mercado, fatores de conversão

Conforme explicado no subcapítulo 5.2.4.2, os diferentes fatores específicos listados na Tabela 7.15 foram obtidos a partir do *fator de conversão standard* $SCF = 1$.

Tabela 7.15 - 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 7.15.

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 7.15, considerou-se não existirem distorções de mercado que justificassem um valor diferente do *fator de conversão standard*.

7.2.2.2. 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 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, p72) “...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 7.16 sintetiza a recomendação da comissão presidida por Alan Quinet, baseada no *segundo cenário* do estudo:

Tabela 7.16 - Valor [€/tnCO₂] recomendado por Quinet et al (2008)

Ano	2010	2020	2030	2050
Valor recomendado [€/tn 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 7.17, sendo este o valor que será considerado como *input* no quadro da análise económica, para valoração das emissões de carbono.

Tabela 7.17 - Valor [€] para 2014, com base na recomendação de Quinet et al (2008) para cada t_n 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)

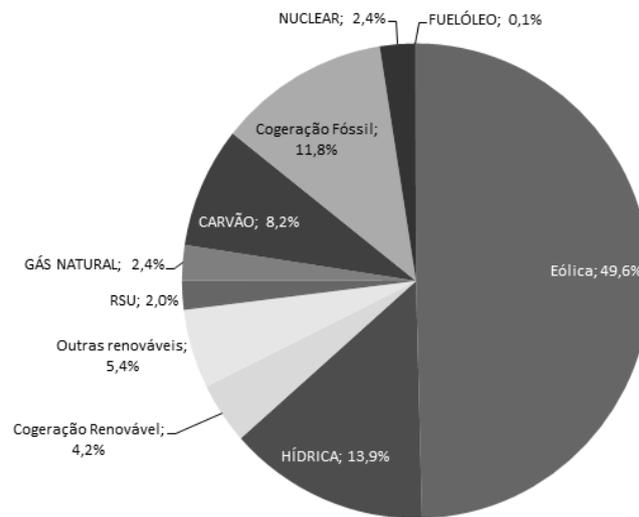
Quanto à quantidade de emissões, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, divulga anualmente o valor médio do designado *mix energético*. Assim, para 2014, tomou-se o valor divulgado relativamente ao ano de 2013, Tabela 7.18, de 141,58 [g CO₂/ kWh], com base no *mix* energético da Figura 7.10

Tabela 7.18 - Valores nacionais das emissões de CO₂

Evolução das emissões específicas															
RESUMO	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
CO2 (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	0,00

Fonte: ERSE

Figura 7.10 – Repartição por tecnologia da energia fornecida pela EDP em 2013
Repartição por tecnologia da energia comercializada pela EDP Serviço Universal 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 produção 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 produção 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.

7.2.2.3. 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. (European Commission; 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.

7.2.2.4. 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 produção 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 7.19 resume essa informação, para cada aerogerador testado, tendo sido determinados os respetivos indicadores de desempenho, *valor atual líquido económico*, *VALE [€]*, e *taxa interna de retorno económica*, *TIRE [%]*.

A Tabela 7.19 mostra que os dois indicadores de desempenho, o *valor atual líquido económico*, *VALE [€]*. A *taxa interna de retorno económico*, *TIRE [%]*, é suficientemente superior à taxa de atualização.

Tabela 7.19 – Indicadores econômicos, resultados obtidos para os aerogeradores testados

Aerogerador de 35 KW de potência:

Ano		0	1	5	10	12	15
Análise de avaliação econômica		SCF = 1,00					
Receitas operacionais	$CF = 1,00$		17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44	17.208,44
Receitas da redução de emissões de CO ₂ 40,57[€/tCo2]	$CF = 1,00$		645,61	645,61	645,61	645,61	645,61
Receitas Totais Anuais			17.854,05	17.854,05	17.854,05	17.854,05	17.854,05
Custos de Operac. e de Manutenção (CF= 25% CF _{NSL} +75% CF _{SL})	$CF = 0,88$		-1.237,50	-1.237,50	-1.237,50	-1.237,50	-1.237,50
Seguros	$CF = 1,00$		-945,00	-945,00	-945,00	-945,00	-945,00
Arrendamento do terreno	$CF = 1,00$		-1.575,00	-1.575,00	-1.575,00	-1.575,00	-1.575,00
Licenciamento	$CF = 1,00$	-1.890,00					
Tarifa de uso da rede elétrica de distribuição	$CF = 1,00$		-2.023,20	-2.023,20	-2.023,20	-2.023,20	-2.023,20
Custos Operacionais Anuais			-1.890,00	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70	-5.780,70
Equipamento e Instalação - C_{Inv}							
Projeto e planificação - 9% C _{Inv}	$CF = 1,00$		-5.670,00				
Aerogerador (Equipamento) - 64% C _{Inv}	$CF = 1,00$		-40.320,00				
Construção Civil / Fundações - 16% C _{Inv}	$CF_{CT} = 0,86$		-8.675,96				
Ligação rede elétrica - 11% C _{Inv}	$CF_{CT} = 0,86$		-5.964,73				
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
Cash Flow Líquido			-62.520,69	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 econômica		SCF = 1,00					
Receitas operacionais	$CF = 1,00$		20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51	20.224,51
Receitas da redução de emissões de CO ₂ 40,57[€/tCo2]	$CF = 1,00$		758,77	758,77	758,77	758,77	758,77
Receitas Totais Anuais			20.983,28	20.983,28	20.983,28	20.983,28	20.983,28
Custos de Operac e de Manutenção (CF= 25% CF _{NSL} +75% CF _{SL})	$CF = 0,88$		-1.767,85	-1.767,85	-1.767,85	-1.767,85	-1.767,85
Seguros	$CF = 1,00$		-1.350,00	-1.350,00	-1.350,00	-1.350,00	-1.350,00
Arrendamento do terreno	$CF = 1,00$		-2.250,00	-2.250,00	-2.250,00	-2.250,00	-2.250,00
Licenciamento	$CF = 1,00$	-2.700,00					
Tarifa de uso da rede elétrica de distribuição	$CF = 1,00$		-2.377,80	-2.377,80	-2.377,80	-2.377,80	-2.377,80
Custos Operacionais Anuais			-2.700,00	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65	-7.745,65
Equipamento e Instalação - C_{Inv}							
Projeto e planificação - 9% C _{Inv}	$CF = 1,00$		-8.100,00				
Aerogerador (Equipamento) - 64% C _{Inv}	$CF = 1,00$		-57.600,00				
Construção Civil / Fundações - 16% C _{Inv}	$CF_{CT} = 0,86$		-12.394,23				
Ligação rede elétrica - 11% C _{Inv}	$CF_{CT} = 0,86$		-8.521,04				
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
Cash Flow Líquido			-89.315,27	13.237,63	13.237,63	13.237,63	13.237,63

Valor Atual Económico Líquido – VALE	43.558,49	-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%						

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[€/tCO ₂]	$CF = 1,00$		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 Operac e de Manutenção (CF= 25% CF _{NSL} +75% CF _{SL})	$CF = 0,88$		-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					
Tarifa de uso da rede elétrica de distribuição	$CF = 1,00$		-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
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			-103.938,33				
Custos Totais Anuais			-107.178,33	-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
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%						

As correções de mercado efetuadas através dos fatores sócio económicos 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 7.20 que o rácio continua a ser mais favorável para o aerogerador de 60 Kw de potência, com um valor de 2.468,74 €/HabEquiv.

Tabela 7.20 - 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 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.

A interpretação possível do rácio *VALE/HabEquiv* é a de que, em condições de valores de vento iguais, a instalação do aerogerador de 50KW indicado, para garantir o consumo de um aglomerado urbano correspondente a 37 HabEquiv, traz menos benefícios sócio económicos aos seus residentes que traria a instalação do aerogerador de 35KW 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 referidos atrás referidos.

A análise económica do projeto de investimento associada ao modelo em estudo deverá ter em consideração as *externalidades não pecuniárias*, positivas e negativas, que lhe possam estar eventualmente associadas.

No quadro 7.1 identificam-se possíveis consequências da implementação do projeto do modelo de estudo, cujos efeitos indiciam que possam ser consideradas suas *externalidades não pecuniárias*.

Quadro 7.1 Externalidades

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;

Negativas:

- 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 caráter comunitário, para a produção e distribuição de energia para autoconsumo de eletricidade, visando o autoconsumo;

7.3. Análise de Sensibilidade

7.3.1. Avaliação de impactos nos indicadores de desempenho

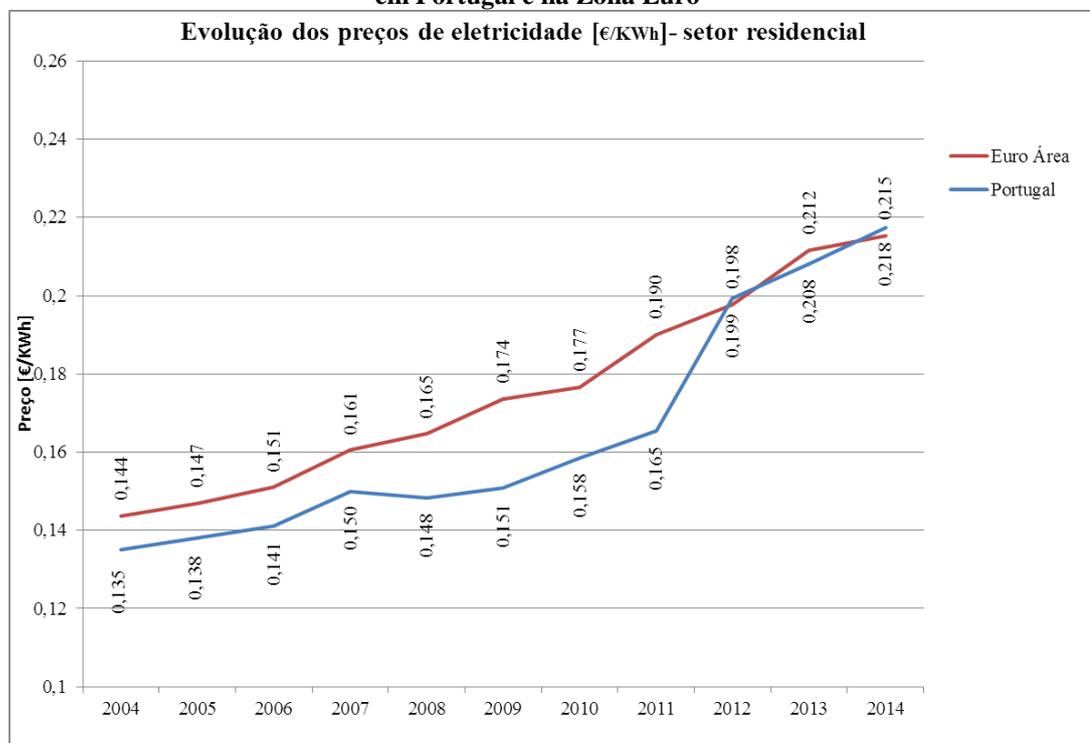
Foi efetuada uma abordagem determinística, estipulando limites, superior e inferior, para cada variável de *input* considerada relevante para o estudo em causa. Pretendeu-se desta forma avaliar o impacto nos indicadores de desempenho da análise de custo-benefício.

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 a evolução da média da zona euro, conforme Gráfico 7.21.

Gráfico 7.22 - Evolução dos preços de eletricidade do setor 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 produção 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 produção 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 operacionalidade e manutenção [€/KW], *Oper_Cost*** – Estipularam-se valores limites de 30 e de 50 €/KW tendo em consideração os dados do capítulo 6, Tabela 6.10, 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 de 2007-2013, em que a orientação foi no sentido da aplicação do valor de 5% (European Commission).

- **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 7.21, resumem-se alguns valores indicados neste relatório, relativos a alguns países da OCDE.

Tabela 7.21 - 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 setor dos transportes e de 4% no setor 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 7.22 na página seguinte.

Tabela 7.22 - 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%
<i>Finantial_Discount_Rate</i> [%]	5%	3%	8%
<i>Social_Discount_Rate</i> [%]	5,5%	3,5%	8,5%

Na Tabela 7.23 são apresentadas as variáveis de *input* cujos valores e limites dependem de cada aerogerador.

Tabela 7.23 – 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 7.24, 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 7.24 - 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>
<i>Custo Nivelado de Produção</i> [€/MWh]	<i>LCOE</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 7.25 e 7.26 e nos Gráficos 7.33 e 7.33 apresentam-se os resultados obtidos relativos aos indicadores de desempenho *valor atual líquido financeiro* - *VALF* e *valor atual líquido económico* – *VALE*, para o aerogerador de 35 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

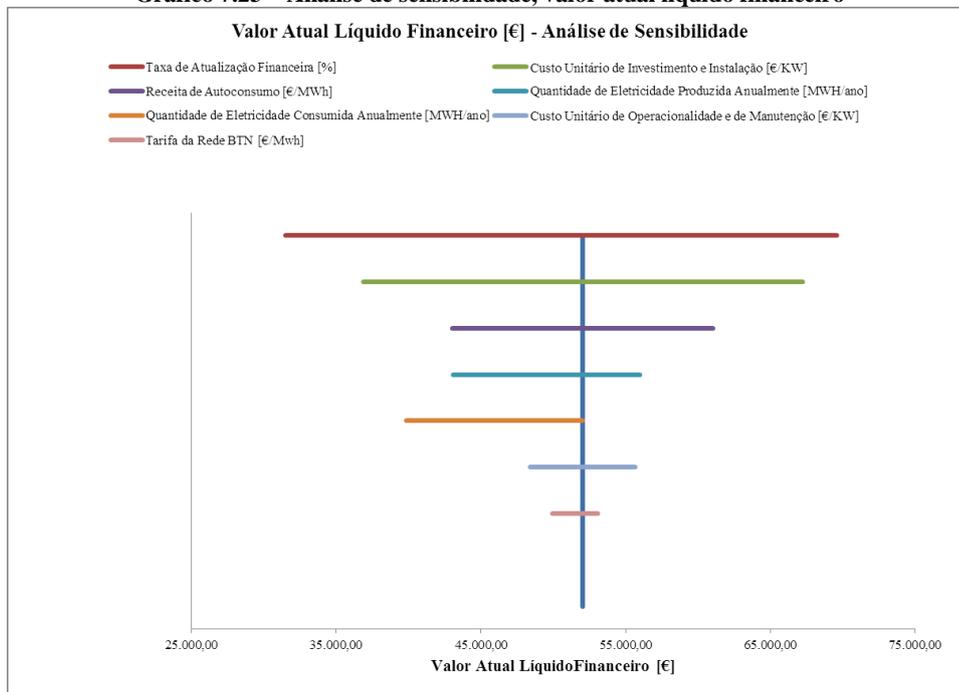
variáveis de *input* consideradas. A Tabela 7.25 mostra os resultados obtidos, expressos graficamente através do Gráfico 7.23, para o *valor atual líquido financeiro*.

Tabela 7.25 – Valor atual líquido financeiro, resultados da análise de sensibilidade

Aerogerador de 35 KW de potência

Valor Atual Líquido Financeiro - VALF [€]							
Expected Results 52.039,34							
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)	Impact (%)
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	69.593,70	31.534,58	38.059,12	31%
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/KW]	1500	1800	2100	67.213,80	36.864,88	30.348,91	25%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	43.055,95	61.022,73	17.966,77	15%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	106,0	112,4	118,8	43.064,67	55.965,76	12.901,08	11%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	103,7	115,2	126,7	39.839,40	52.039,34	12.199,94	10%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/KW]	30	40	50	55.672,22	48.406,46	7.265,76	6%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	53.089,35	49.939,33	3.150,02	3%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	52.039,34	52.039,34	0,00	0%
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	52.039,34	52.039,34	0,00	0%

Gráfico 7.23 – Análise de sensibilidade, valor atual líquido financeiro



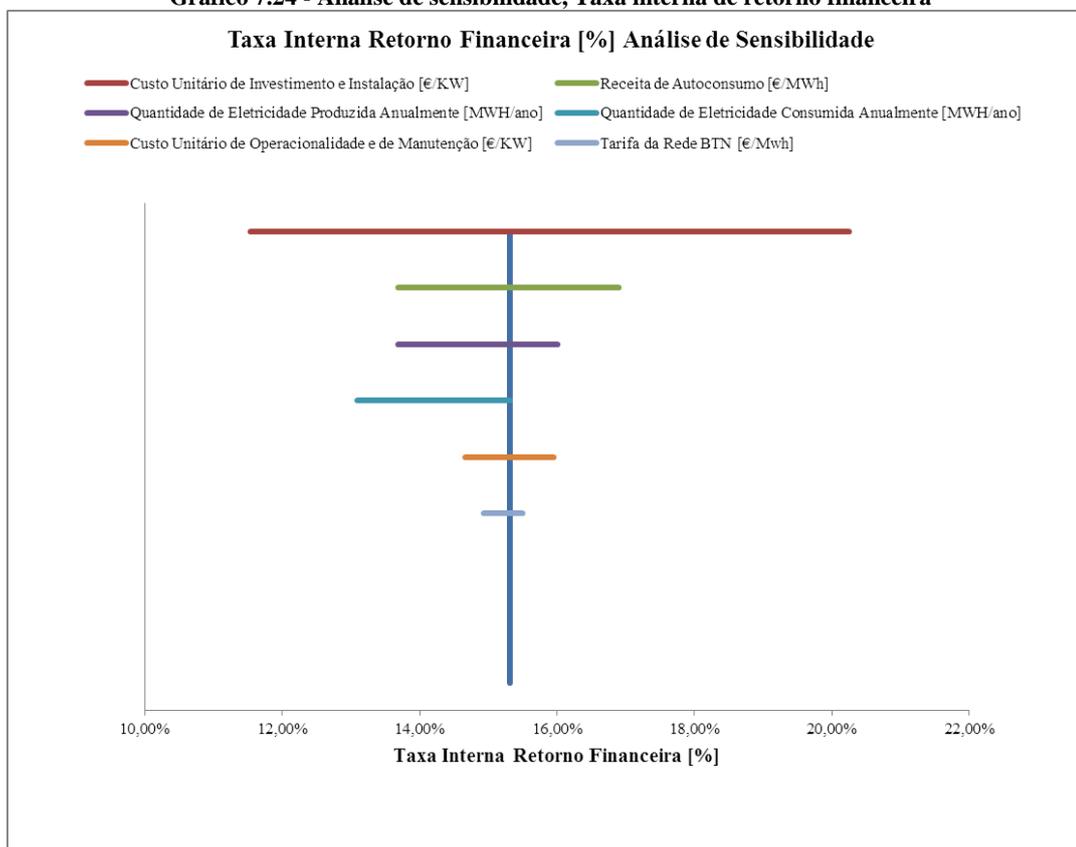
Constata-se que o maior impacto neste indicador é provocado pela *taxa de atualização financeira [%]*, com um peso de 31%, secundada pelo *custo de investimento e de instalação [€/KW]*, com 25%, seguindo-se, por ordem decrescente de impacto, as variáveis, *receita de autoconsumo [€/MWh]* com 15%, *quantidade de eletricidade produzida anualmente [MWh/ano]* com 11%, *quantidade de eletricidade consumida anualmente [MWh/ano]* com 10%, *custo de operacionalidade e de manutenção [€/KW]* com 6% e a *tarifa da rede BTN [€/MWh]* com 3%. Conclui-se que as três primeiras variáveis de *input* representam 71% do impacto total no valor de *VALF*.

Para a *taxa interna de retorno financeira* – *TIRF* apresentam-se os resultados na Tabela 7.26 e Gráfico 7.24.

Tabela 7.26 – Taxa interna de retorno financeira, resultados da análise de sensibilidade

<i>Taxa Interna de Retorno Financeira - TIRF [%]</i>							
	Expected Results						
		15,31%					
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)	Impact (%)
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/KW]	1500	1800	2100	20,25%	11,54%	8,71%	48%
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	13,69%	16,90%	3,21%	18%
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWH/ano]	106,0	112,4	118,8	13,69%	16,01%	2,32%	13%
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWH/ano]	103,7	115,2	126,7	13,09%	15,31%	2,22%	12%
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/KW]	30	40	50	15,96%	14,66%	1,30%	7%
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	15,50%	14,94%	0,56%	3%
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	15,31%	15,31%	0,00%	0%
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	15,31%	15,31%	0,00%	0%
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	15,31%	15,31%	0,00%	0%

Gráfico 7.24 - Análise de sensibilidade, Taxa interna de retorno financeira



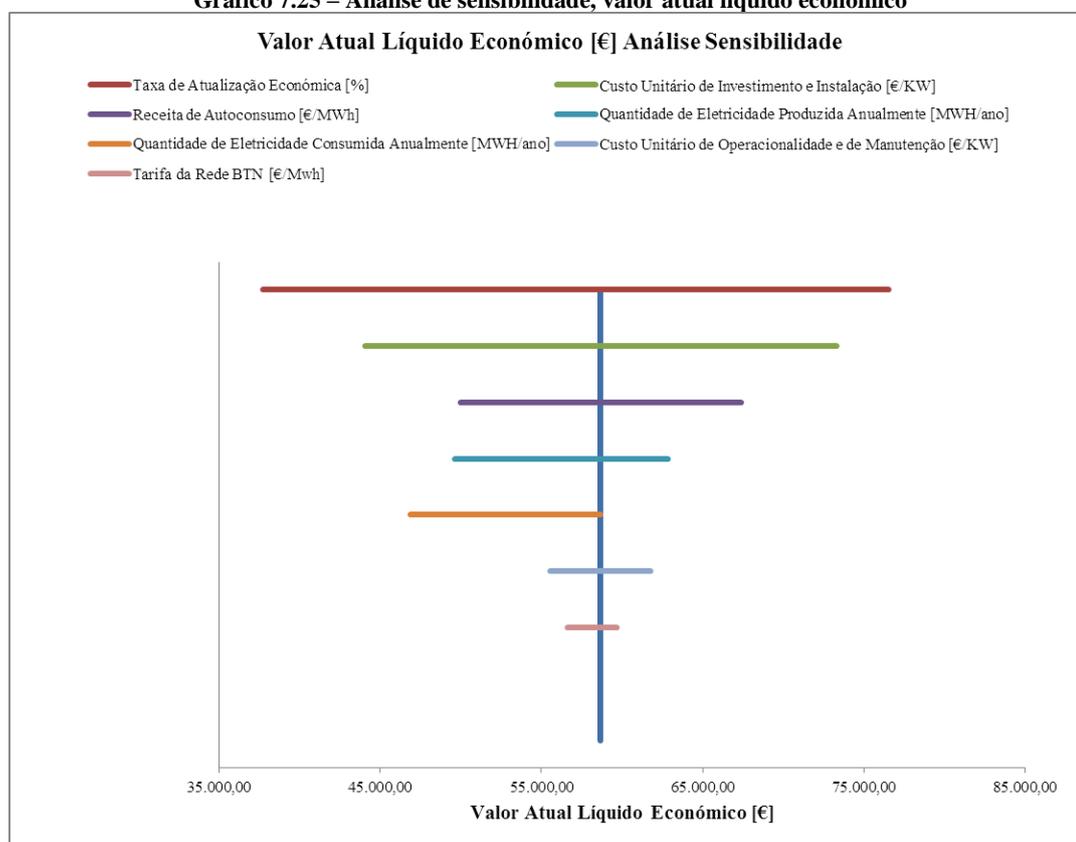
O maior impacto na *taxa interna de retorno financeiro* – *TIRF*, tem origem no *input* do *custo de investimento e de instalação*, com 48%, seguida da *receita de autoconsumo* com 18%, da *quantidade de eletricidade produzida anualmente*, 13%, da *quantidade de eletricidade consumida*, 12%, do *custo de operacionalidade e manutenção*, 7% e da *tarifa de uso da rede de BTN* com 3%.

Para o *valor atual líquido económico - VALE*, a Tabela 7.27 e Gráfico 7.25 resumem os resultados:

Tabela 7.27 – Valor atual líquido económico, resultados da análise de sensibilidade

<i>Valor Atual Líquido Económico - VALE [€]</i>								
Expected Results								
58.666,62								
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)	Impact (%)	
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	76.533,14	37.739,34	38.793,81	32%	
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/KW]	1500	1800	2100	73.302,52	44.030,72	29.271,80	24%	
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	49.979,30	67.353,95	17.374,65	15%	
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	106,0	112,4	118,8	49.618,74	62.832,63	13.213,89	11%	
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	103,7	115,2	126,7	46.868,75	58.666,62	11.797,87	10%	
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/KW]	30	40	50	61.771,99	55.561,26	6.210,73	5%	
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	59.682,03	56.635,82	3.046,21	3%	
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	58.666,62	58.666,62	0,00	0%	
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	58.666,62	58.666,62	0,00	0%	

Gráfico 7.25 – Análise de sensibilidade, valor atual líquido económico



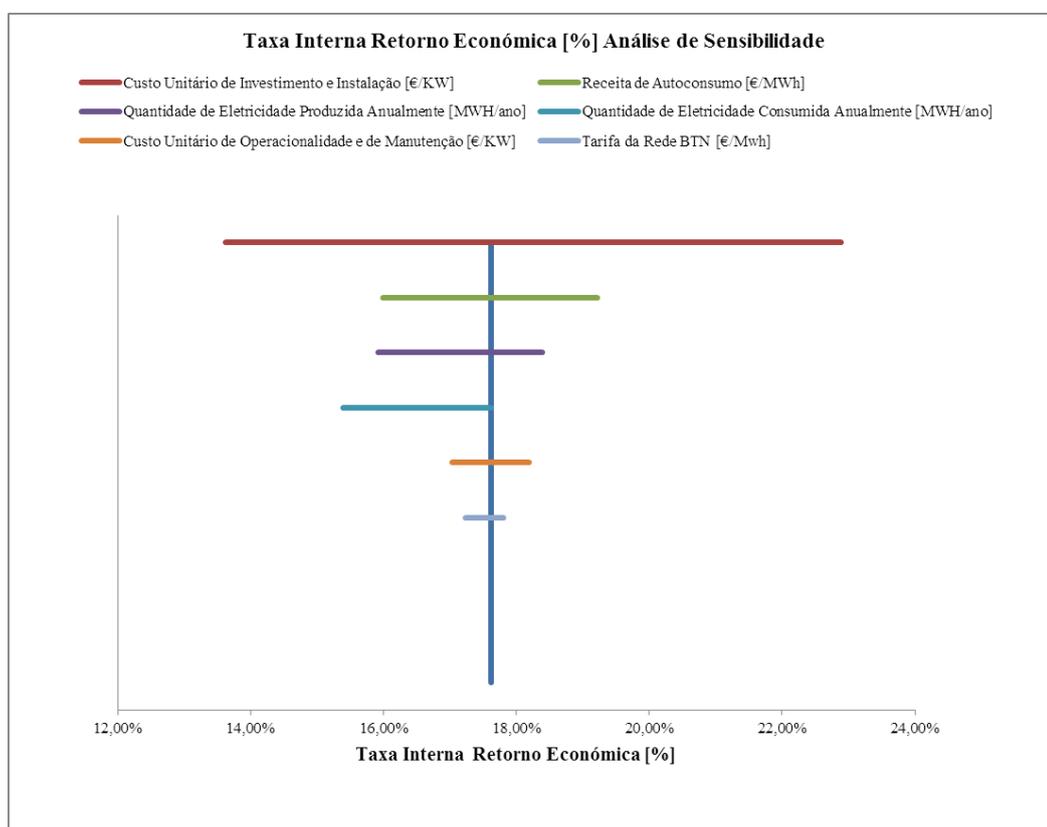
O maior impacto é o da *taxa de atualização económica*, com 32%, secundada pelo do *custo de investimento e de instalação [€/KW]*, com 24%, seguindo-se por ordem decrescente de impacto as variáveis, *receita de autoconsumo [€/MWh]* com 15%, *quantidade de eletricidade produzida anualmente [MWh/ano]* com 11%, *quantidade de eletricidade consumida anualmente [MWh/ano]* com 10%, *custo de operacionalidade e de manutenção [€/KW]* com 5% e a *tarifa da rede BTN [€/MWh]* com 3%.

Quanto à *taxa interna de retorno económica – TIRE*, os resultados obtidos estão expressos na Tabela 7.28 e no Gráfico 7.26.

Tabela 7.28 – Taxa interna de retorno económica, resultados da análise de sensibilidade

<i>Taxa Interna de Retorno Económica - TIRE [%]</i>								
Expected Results								
17,62%								
Input variables:	<i>Low value</i>	<i>Expected value</i>	<i>High value</i>	value if input set to the lowest likely value	value if input set to the highest likely value	Impact (absolute)	Impact (%)	
Custo Unitário de Investimento e Instalação [€/KW]	1500	1800	2100	22,89%	13,62%	9,27%	49%	
Receita de Autoconsumo [€/MWh]	145,4	153,1	160,8	15,99%	19,21%	3,22%	17%	
Quantidade de Eletricidade Produzida Anualmente [MWh/ano]	106,0	112,4	118,8	15,92%	18,39%	2,47%	13%	
Quantidade de Eletricidade Consumida Anualmente [MWh/ano]	103,7	115,2	126,7	15,40%	17,62%	2,22%	12%	
Custo Unitário de Operacionalidade e de Manutenção [€/KW]	30	40	50	18,19%	17,04%	1,15%	6%	
Tarifa da Rede BTN [€/Mwh]	17,1	18,0	19,8	17,81%	17,24%	0,57%	3%	
Taxa de Atualização Financeira [%]	3,0%	5,0%	8,0%	17,62%	17,62%	0,00%	0%	
Taxa de Juro [%]	2,00%	5,00%	8,00%	17,62%	17,62%	0,00%	0%	
Taxa de Atualização Económica [%]	3,5%	5,5%	8,5%	17,62%	17,62%	0,00%	0%	

Gráfico 7.26 – Análise de sensibilidade, taxa interna de retorno económica



O custo de investimento e de instalação tem um impacto de 49% na taxa interna de retorno económica, à semelhança do que se tinha verificado para a taxa de retorno financeira. Por ordem decrescente, os restantes impactos verificados são de 17% da receita de autoconsumo, 13% da quantidade de eletricidade produzida anualmente, 12% da quantidade de eletricidade consumida anualmente, 6% do custo de operacionalidade e de manutenção e de 3% da tarifa da rede BTN.

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%
---------------	--------------------	--------------------	--------------------	---------------

Assim, nas Tabelas 7.29, 7.30 e 7.31 estão sintetizados os resultados obtidos para os aerogeradores de 35, 50 e 60 KW de potência, das análises dos níveis de impactos gerados nos indicadores de desempenho por efeito das variáveis de input consideradas no modelo de estudo.

Aerogerador de 35 KW de potência

Tabela 7.29 - 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 7.30 - 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 7.31 - Impacto das Variáveis de Input nos Indicadores de Desempenho

<u>Variáveis de Input</u>	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 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 *taxa 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*.

7.4 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 indicados no ponto 7.3.1 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 indicados no ponto 7.3.1, para os quais foi efetuada a análise de custo-benefício e determinados os *indicadores de desempenho*.

Aerogerador de 35 KW de potência

Tabela 7.32 - 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 7.32 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 operacionalidade, 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 7.33 - 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 7.33 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, sendo o resultado 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. Também a título complementar se comenta que, para o *cenário base*, o valor obtido para o *custo nivelado de produção - LCOE*, de 80,78 €/MWh, deve ser 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 7.34 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 7.34 - 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_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 - Indicadores de desempenho</i>		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

A Tabela 7.34 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.

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 produção de eletricidade- LCOE*, de 79,32 €/MWh, está acima do valor negociado para venda no Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL.

7.5 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.

7.5.1 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*.

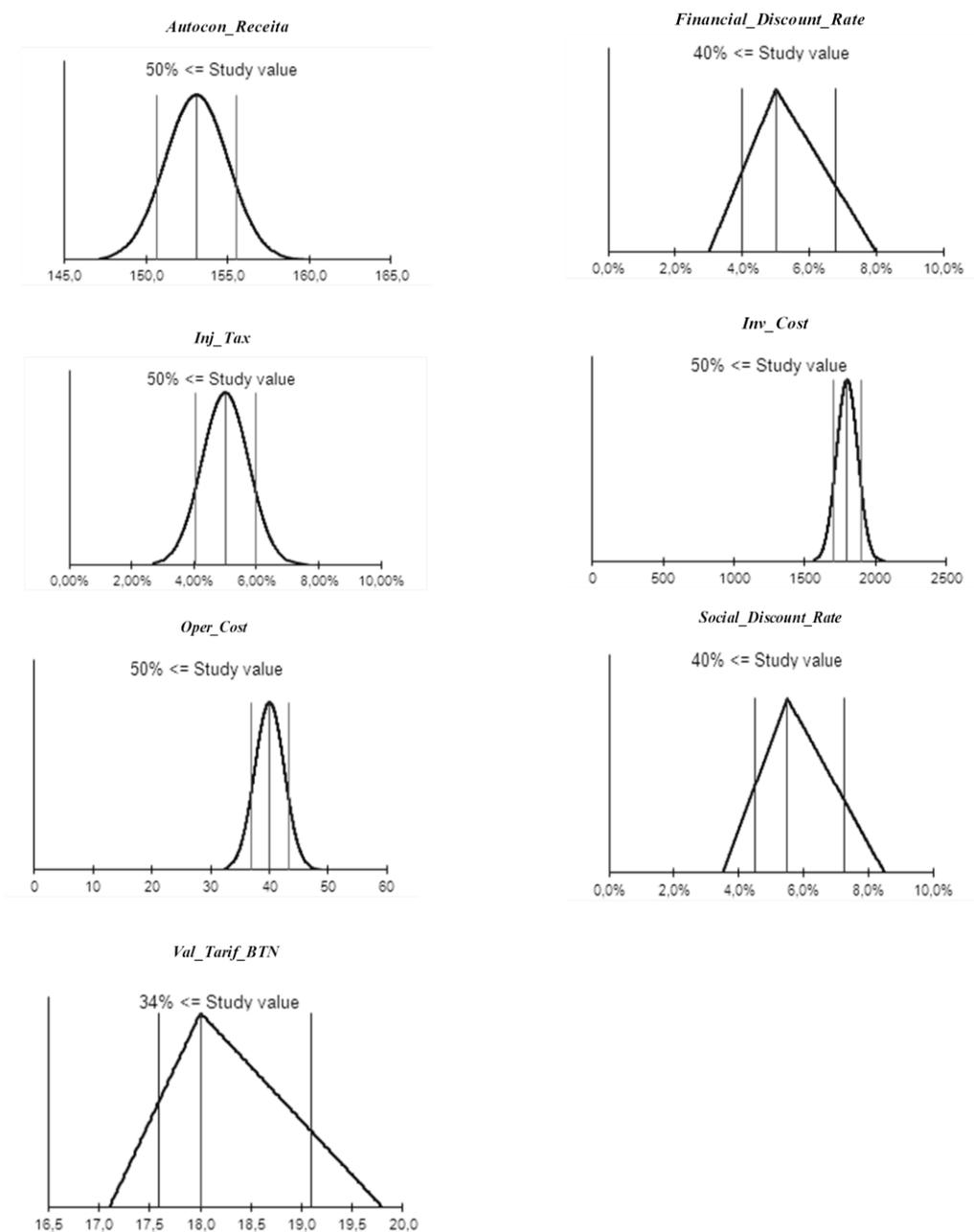
A opção por estas distribuições de probabilidades baseia-se na sua adequabilidade ao tipo de variáveis e de escala do modelo de estudo, bem como nas recomendações para estudos de análise de custo-benefício de projetos de investimento (European Commission, 2008).

Estruturou-se a informação relativa às variáveis de *input*, comuns aos três aerogeradores, de acordo com a Tabela 7.35 e diagramas de distribuição probabilística da Figura 7.11.

Tabela 7.35 - 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
Financial_Discount_Rate	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 7.11 – Distribuições probabilísticas das variáveis comuns



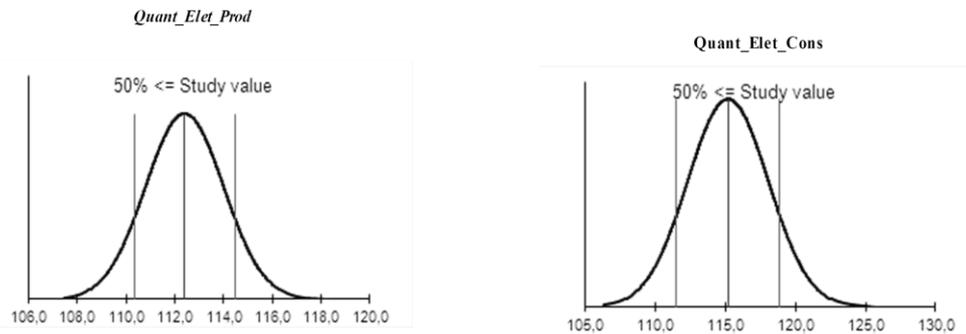
Relativamente às variáveis de *input* cujos valores *base* e limites dependem do tipo de aerogerador, a informação está contida nas Tabelas e Figuras seguintes. Para o aerogerador de 35 KW de potência, a informação consta na Tabela 7.36 e Figura 7.12, na página seguinte.

Tabela 7.36 – Variáveis de *input*, variação e distribuição probabilística

Aerogerador de 35 KW de potência

Variáveis de input	Valor base	Limite mínimo	Percentil 10/90	Valor mais provável	Percentil 90/10	Limite máximo	Distribuição Probabilidade
Quant_Elet_Prod	112,4	106,0	110,3	112,4	114,5	118,8	Normal
Quant_Elet_Cons	115,2	103,7	111,5	115,2	118,9	126,7	Normal

Figura 7.12 – Aerogerador de 35 KW, distribuições probabilísticas das variáveis de *input*



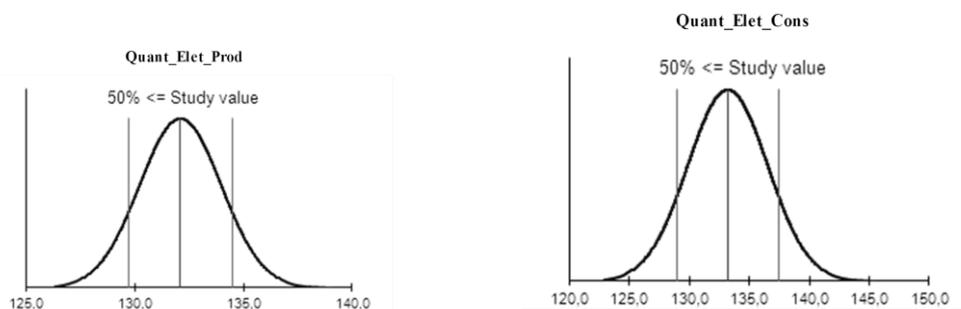
Para o aerogerador de 50 KW de potência a informação está contida na Tabela 7.37 e Figura 7.13

Tabela 7.37 - Variáveis de *input*, variação e distribuição probabilística

Aerogerador de 50 KW de potência

Variáveis de input	Valor base	Limite mínimo	Percentil 10/90	Valor mais provável	Percentil 90/10	Limite máximo	Distribuição Probabilidade
Quant_Elet_Prod	132,1	124,6	129,7	132,1	134,5	139,6	Normal
Quant_Elet_Cons	133,2	119,9	128,9	133,2	137,5	146,5	Normal

Figura 7.13 - Aerogerador de 50 KW, distribuições probabilísticas das variáveis de *input*



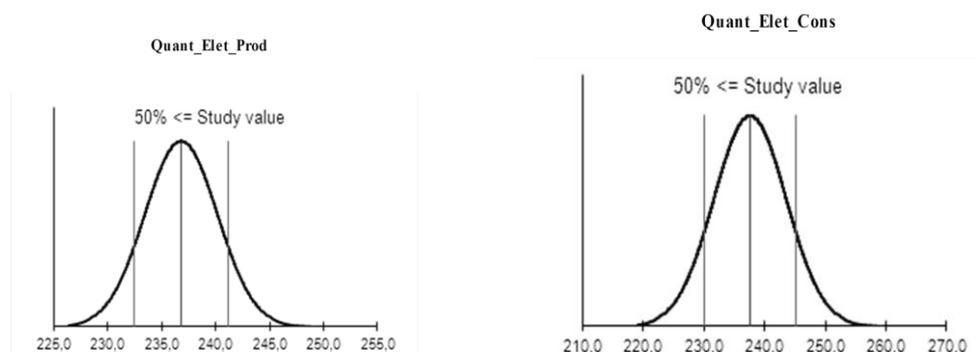
Para o aerogerador de 60 KW de potência a informação está contida na Tabela 7.38 e Figura 7.14, na página seguinte.

Tabela 7.38 - Variáveis de *input*, variação e distribuição probabilística

Aerogerador de 60 KW de potência

Variáveis de input	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 7.14 - Aerogerador de 60 KW, distribuições probabilísticas das variáveis de *input*



7.5.2. 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 conduzissem 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.

No Anexo V apresentam-se as condições de convergência obtidas para o número de simulações realizadas para cada aerogerador, bem como os resultados e respetivas análises probabilísticas dos *indicadores de desempenho*. A título complementar serão também dados os resultados para as duas variáveis de *output* já referidas anteriormente, *cash flow acumulado líquido* e *custo nivelado de produção*. Todas as Tabelas apresentadas são adaptações das Tabelas originais do módulo *Risk Analyzer - Add-ins*.

7.5.3 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. Os resultados detalhados, Gráficos e Tabelas de output constituem o Anexo V.

A. Aerogerador de 35 KW de potência

A Tabela 7.39 mostra os resultados para as 4500 simulações efetuadas (com a finalidade de garantir níveis de convergência inferiores a 1%) para os resultados em termos de *valor mais provável* para todas as variáveis de *output*, bem como para os respectivos valores de *desvio padrão*. Revela ainda os valores, mínimo e máximo, encontrados nas simulações efetuadas.

Tabela 7.39 – Aerogerador de 35 KW, resultados da análise de risco

		Variáveis de <i>output</i>				
		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%.

B. Aerogerador de 50 KW de potência

A Tabela 7.40 mostra os resultados para as 4500 simulações efetuadas (com a finalidade de garantir níveis de convergência inferiores a 1%) para os resultados 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 7.40 – Aerogerador de 50 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 [€]	-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

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%.

C. Aerogerador de 60 KW de potência

A Tabela 7.41 mostra os resultados para as 4500 simulações efetuadas (com a finalidade de garantir níveis de convergência inferiores a 1%) para os resultados 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 7.41 – Aerogerador de 60KW, 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 [€]	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.

8. CONCLUSÕES

Decorreu recentemente em Paris, 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 caráter vinculativo, que permita evitar que, até 2100, haja um aumento da temperatura média global do planeta superior a 2° C²⁸.

Mais de 150 Chefes de Estado e de Governo confirmaram a sua presença²⁹. Este nível de participação é 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 a sua quota de responsabilidade nas alterações climáticas atualmente verificadas, os Estados Unidos, como a maior economia mundial e um dos maiores emissores de gases causadores do efeito de estufa, considera, como outros países presentes, ser necessário estabelecer, na COP21, um acordo que vincule coletivamente todos os países, alertando para o facto de que não vão ser suficientes as metas que cada país se propõe, por si só, estabelecer. Parece gerar-se consenso quanto à necessidade de concretizar um acordo conjunto, de caráter vinculativo, tais as consequências nefastas que o planeta pode vir a enfrentar, na ausência do mesmo.

Este trabalho pode dar 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 produção 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.

²⁸ <http://www.apambiente.pt/>

²⁹ <http://www.cop21.gouv.fr/en/>

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 produção 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 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 produção 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.

A opção futura por veículos rodoviários de transporte de passageiros e de mercadorias movidos a gás pode contribuir para a redução significativa do nível de emissões, comparativamente aos motores diesel.

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 setor dos transportes, a incorporação de energias renováveis é meramente residual, tendo representado em 2012 apenas 0,4% da energia consumida por este setor. Face aos compromissos que resultarão do COP21, estes números são indicativos de que há ainda um longo percurso a fazer para que Portugal, no setor 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 nº 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

nº 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 produção de eletricidade de forma descentralizada, recordando aqui os quatro princípios fundamentais de Hicks *et al* (2014) “4D’s – Decarbonising, Decentralising, Democratising, Demonstrating”, abordados no capítulo quatro. 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 quatro, 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 setor 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. Sabendo-se que, tanto as *comunidades energéticas* como os *sistemas locais de produção* 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 na parte empírica da tese 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 produção 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 produção 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 produção 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 50KW 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 viabilidade 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 CO₂equiv, 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* resultado positivo de 58.666 € para o aerogerador de 35 KW de potência, 43.558 € para o 50KW 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 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 do espírito de comunidade local; fixação de emprego e de atividades locais ligadas ao pequeno comércio.

Como externalidades negativas 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 caráter 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 financeiros e económicos, 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 35KW 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 conduzissem 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.

Contudo, é 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 produção 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 produção 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 produção 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.
- ADB - Asian Development Bank. (2013). *Cost-benefit analysis for development: A practical guide*. Mandaluyong City, Philippines:: ADB.
- 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.
- Boardman, A., Greenberg, D., Vining, A., & Weimer, D. (2014). *Cost-Benefit Analysis, Concepts and Practice*. Pearson.
- Boccard, N. (10 de April de 2009). *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. (January 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, Centro Regional de Inovação do Algarve. (2008). *Plano Regional de Inovação do Algarve*. Faro: Universidade do Algarve.
- Direção Geral de Energia e Geologia. (2014). *Renováveis, Estatísticas Rápidas*. Lisboa: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia .
- Direção-Geral de Energia e Geologia. (2013). *Balanço Energético Sintético*. Lisboa: Ministério da Economia.
- 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 - European Environment Agency. (2014). *Energy support measures and their impact on innovation in the renewable energy sector in Europe*. Denmark: European Union Publications Office.
- EIA, US Energy Information Agency. (April 2014). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*. United States: US Energy Information Agency.
- ERSE . (2014). *Evolução Tarifária por Entidade Regulada*. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE.
- Estanqueiro, A. (2010). <http://www.intechopen.com>. Obtido em 2014, de INTECH Open Science:<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. (24 de October de 2007). *How to Prepare a Power System for 15% Wind Energy Penetration: the Portuguese Case study*. Obtido em 2014, de 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 - Environment. (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. (2013). *Commission Staff Working Document, Technology Assessment, Energy Technologies and Innovation*. Brussels: European Commission.
- European Commission. (2013). *EVALSED Sourcebook: Method and Techniques*. Brussels: European Commission.
- European Commission. (2014). *EU energy in figures - Statistical PocketBook*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Commission. (May de 2014). *EUROSTAT*. Obtido de EUROSTAT: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- 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 Statistical Books. (2014). *Energy Balance Sheets*. Luxembourg: European Union.
- European Wind Energy Association - EWEA. (2009). *Wind Energy - The Facts, Part I - Technology*. Brussels: EWEA
- European Wind Energy Association - EWEA. (2009). *Wind Energy - The Facts, Part III - The Economics of Wind Power*. Brussels: EWEA.
- Fillion, N., MacDonald, B., & Magill, A. (27 de April de 2011). *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 I. As chaves para a compreensão*. In S. Furfaria, *O Mundo e a Energia. Desafios geopolíticos I. As chaves para a compreensão* (p. 29). 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. (26 de Agosto de 2014). *Energias Endógenas de Portugal*. Obtido de E2P: <http://e2p.inegi.up.pt/>
- International Renewable Energy Agency - IRENA. (November 2012). *Renewable Power Generation Costs*. United Arab Emirates: IRENA.
- International Renewable Energy Agency - IRENA. (2012). *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.
- 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. (10 de December de 2001). *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, e.-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.
- 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.
- 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. (May 2011). *Costs of low-carbon generation technologies*. London: Mott MacDonald, Prince House.
- Müller, W., Wille, V., Reumann-Scwichtenberg, 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.
- 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. (11 de 3 de 2014). *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.
- Rensselaar, J. V. (June de 2010). *Tribology & Lubrification Technology - The elephant*. Obtido de 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. (October, 2011). *Wind Turbine Gearbox Failure Modes - A Brief*. ASME/STYLE 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. (21 de August de 2008). *LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 1067–1073.
- 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.

APÊNDICE I

Este apêndice tem por base os autores Johnson (2001) e Castro (2009).

A equação genérica que permite calcular a velocidade média do vento, em que $f(v)$ representa uma dada função densidade de probabilidade, é:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \times f(v) dv$$

Para uma distribuição de velocidades dada pela função densidade de probabilidade de Weibull a equação passará a ter a seguinte forma (Johnson, 2001):

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} \frac{vk}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv$$

Dada a sua complexidade, se efetuarmos uma mudança de variável, de v para $x = \left(\frac{v}{c}\right)^k$, a equação anterior passará a ter a seguinte forma:

$$\bar{v} = c \int_0^{\infty} x^{1/k} e^{-x} dx$$

Equação esta que é semelhante à da *função Gamma* dada por:

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx$$

Se em $\Gamma(y)$ considerarmos $y = 1 + 1/k$, o integrando desta equação ficará igual ao de \bar{v} , pelo que a velocidade média pode ser obtida da expressão seguinte:

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

A *variância*, σ^2 , para uma função densidade de probabilidade $f(v)$ genérica é dada por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v) dv$$

Em função de Γ ter-se-á:

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)^2 \right]$$

Representando $F(v)$ a *função de distribuição acumulada*, esta é expressa por:

$$F(v) = \int_0^v f(v) dv, \text{ de que decorre a relação } f(v) = \frac{dF(v)}{dv}$$

Pelo que, para a distribuição de Weibull, a relação anterior conduz a:

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

Daqui decorre que a probabilidade da velocidade do vento v poder ser maior ou igual a um determinado valor v_a é:

$$P(v \geq v_a) = \int_{v_a}^{\infty} f(v)dv = e\left[-\left(\frac{v_a}{c}\right)^k\right]$$

E que a probabilidade da velocidade do vento se situar num intervalo de 1m/s, centrado em v_a é:

$$P(va - 0,5 \leq v \leq va + 0,5) = \int_{va-0,5}^{va+0,5} f(v)dv = e\left[-\left(\frac{va-0,5}{c}\right)^k\right] - e\left[-\left(\frac{va+0,5}{c}\right)^k\right]$$

$$\cong f(va)\Delta v = f(va)$$

A equação que expressa a distribuição acumulada $F(v)$ para a distribuição de Weibull contém um termo exponencial e, regra geral, os termos exponenciais são passíveis de poder ser linearizados a partir dos seus logaritmos (Johnson, 2001), (Castro, 2009). Sendo a exponencial levantada a uma potência a linearização é expressa pela seguinte equação:

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c$$

A equação anterior é de uma função linear do tipo $y = mx + b$, em que x e y são variáveis, m representa o declive e b o valor da interseção com o eixo de y . Assim:

$$y = k \ln v - k \ln c$$

$$m = k$$

$$x = \ln v$$

$$b = -k \ln c$$

Permitindo extrair os valores dos parâmetros da função Weibull::

$$k = m$$

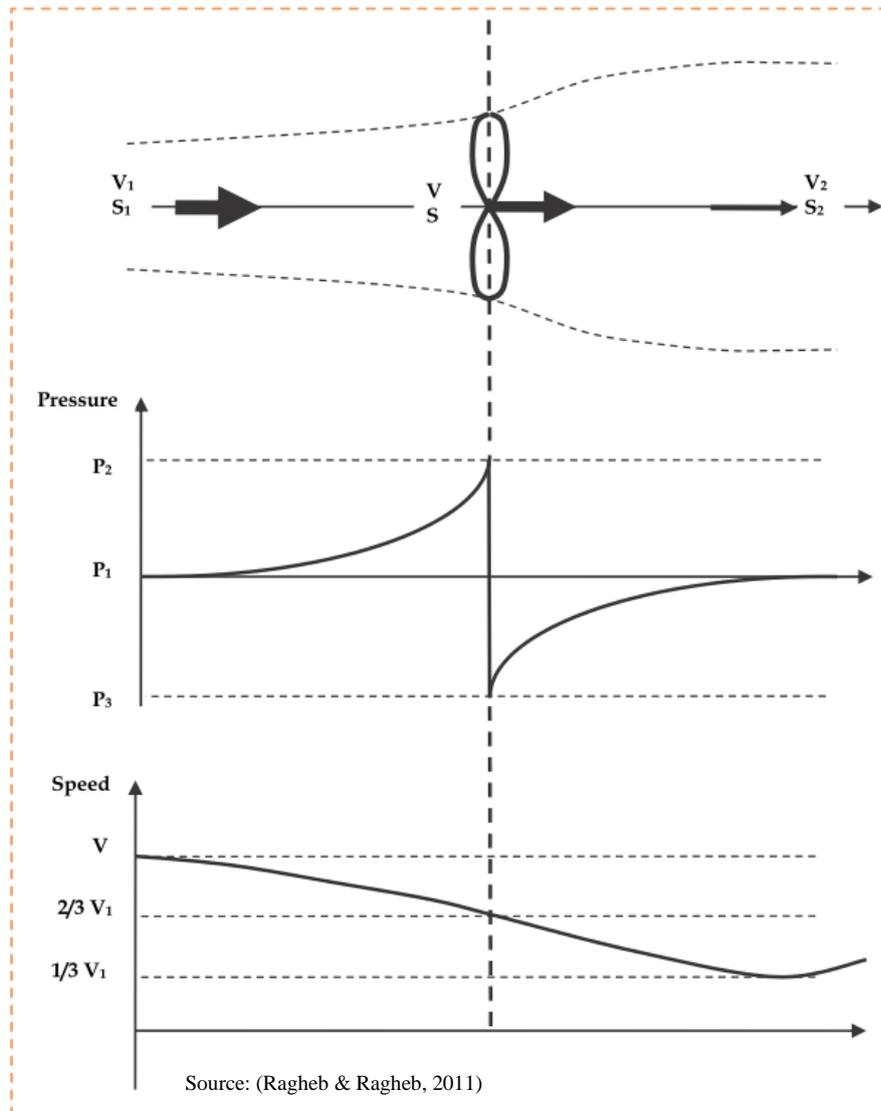
$$c = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)}$$

APÊNDICE II

Este apêndice baseia-se no trabalho de Ragheb e Ragheb (2011)

Consideremos o esquema representado na Figura AII.1:

Figura AII.1



Admita-se que um determinado caudal mássico de ar \dot{m} se desloca à velocidade v_1 , em direção ao rotor de um aerogerador, tomando a configuração de uma coluna de ar com secção S_1 , submetida à pressão p_1 . Esta massa de ar atravessa o rotor a uma velocidade uniforme v , e a uma determinada distância do rotor, toma a forma de uma coluna de ar com secção S_2 , deslocando-se à velocidade v_2 . A pressão do ar eleva-se à medida que se aproxima do rotor subindo de p_1 para uma pressão máxima p_2 junto deste, caindo, à saída do rotor, para um valor p_3 abaixo da pressão atmosférica e retomando a pressão atmosférica perto da secção S_2 .

O rotor do aerogerador produz energia mecânica através da redução da energia cinética do caudal mássico de ar, entre a secção 1 e a secção 2, de acordo com o esquema da figura. Esta redução de energia cinética é consequência da diminuição da velocidade do caudal mássico de ar entre as secções referidas. Temos então que $v_2 < v_1$ e, consequentemente, $S_2 > S_1$.

Se considerarmos esta massa de ar incompressível, expressa pela *equação da conservação da massa* teremos:

$$\dot{m} = \rho S_1 v_1 = \rho S v = \rho S_2 v_2 = c^{te}$$

Pelo Teorema de Euler, sendo F a força que origina o deslocamento da massa de ar:

$$F = ma = m \frac{dv}{dt} = \dot{m} \Delta v = \rho S v (v_1 - v_2)$$

O trabalho realizado pela força da massa de ar no deslocamento dx , é:

$$W = F dx$$

Resultando daí que a *potência disponível* P_w é dada por:

$$P_w = \frac{dW}{dt} = F \frac{dx}{dt} = Fv = \rho S v^2 (v_1 - v_2)$$

Por outro lado, a *potência disponível* P_w , função da variação de energia cinética entre as secções 1 e 2 é, também, dada por:

$$P_w \cong \frac{\Delta E}{\Delta t} \cong \frac{\left(\frac{1}{2} m v_1^2 - \frac{1}{2} m v_2^2\right)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2)$$

$$P_w = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2)$$

Igualando as duas equações anteriores permite-nos relacionar a velocidade v , na secção do rotor, com as velocidades v_1 e v_2 , conforme esquema da Figura 3.16:

$$\frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) = \rho S v^2 (v_1 - v_2) \Leftrightarrow \frac{1}{2} (v_1 + v_2)(v_1 - v_2) = v (v_1 - v_2)$$

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2)$$

Esta relação entre v , v_1 e v_2 diz-nos que podemos considerar que a velocidade do vento na secção do rotor é igual à média das velocidades das secções 1 e 2, sendo que $v_1 > v > v_2$. Permite-nos, ainda, expressar a força F e a potência disponível P_w , por novas equações:

$$F = \rho S v (v_1 - v_2) = \rho S \frac{1}{2} (v_1 + v_2) (v_1 - v_2) \equiv \frac{1}{2} \rho S (v_1^2 - v_2^2)$$

$$P_w = \rho S v^2 (v_1 - v_2) = \frac{1}{4} \rho S (v_1 + v_2)^2 (v_1 - v_2) = \frac{1}{4} \rho S (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)$$

Com base nesta última expressão obtida para a *potência disponível* P_w , interessa obter uma expressão para a *potência máxima* P_{max} que pode ser extraída de uma massa de ar que se desloca com velocidade constante v_1 .

O valor de P_{max} obtém-se derivando a equação anterior em ordem a v_2 e igualando a zero. Calcula-se, assim, o valor da velocidade v_2 que *maximiza* esta equação:

$$\begin{aligned} \frac{dP_w}{dv_2} &= \frac{d}{dv_2} \left[\frac{1}{4} \rho S (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \right] = \frac{1}{4} \rho S \frac{d}{dv_2} [(v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)] \\ &= \frac{1}{4} \rho S [v_1^2 - v_2^2 - 2v_2(v_1 + v_2)] = \frac{1}{4} \rho S [v_1^2 - 3v_2^2 - 2v_1v_2] \\ &= \frac{1}{4} \rho S [(v_1 + v_2)(v_1 - 3v_2)] \end{aligned}$$

Da resolução da equação anterior obtém-se duas raízes:

$$(v_1 + v_2) = 0 \Leftrightarrow v_2 = -v_1, \text{ inviável}$$

$$(v_1 - 3v_2) = 0 \Leftrightarrow v_2 = \frac{1}{3}v_1, \text{ a solução para a equação}$$

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

$$\begin{aligned} P_{max} &= P_w|_{v_2=\frac{1}{3}v_1} = \frac{1}{4} \rho S \left[\left(v_1^2 - \frac{v_1^2}{9} \right) \left(v_1 + \frac{v_1}{3} \right) \right] = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left[\left(1 - \frac{1}{9} \right) \left(1 + \frac{1}{3} \right) \right] \\ &= \frac{32}{27} \times \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \end{aligned}$$

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

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

Sendo $S = \frac{\pi D^2}{4} = \pi r^2$ a área da secção ou área de varrimento do rotor de um dado aerogerador, em que r representa o comprimento das pás do rotor.

APÊNDICE III

Importa introduzir o conceito de *valor ótimo da relação entre a velocidade tangencial das pás do rotor e a velocidade a que se desloca uma massa de ar livre que as atravessa*, designado por *coeficiente de velocidade periférica TSR*, designado em língua inglesa por *rotor Tip Speed Ratio*, e analisar a sua influência no coeficiente de potência.

Vários autores se têm debruçado sobre esta relação e o seu valor ótimo, bem como a variação do coeficiente de potência, designadamente Bottasso e Croce (2009), Fillion, MacDonald, e Magill, (2011), Jadallah, Mahmood, e Abdulqader (2014), Ochieng, Manyonge, & Oduor, (2014) e Ragheb M. (2014).

Esta relação entre a velocidade tangencial das pás do rotor e a velocidade do fluxo de uma massa de ar, que num dado instante as atravessa, depende, entre outros fatores, do perfil aerodinâmico das pás do rotor e do número de pás (Ragheb & Ragheb, 2011), podendo ser expressa da seguinte forma:

$$TSR = \lambda = \frac{v_r}{v_1} = \frac{\omega r}{v_1}$$

Com: $v_r = \omega r$ e $\omega = \frac{2\pi\eta}{60}$

Em que:

v_r – velocidade tangencial (periférica) das pás do rotor [m/s]

v_1 – velocidade do vento [m/s]

r – raio máximo do rotor [m]

η - velocidade de rotação [rpm]

$\omega = 2\pi f$ – velocidade angular [rad/s]

f – frequência de rotação [Hz],[s⁻¹]

Para melhor se compreender a importância do valor ótimo do coeficiente de velocidade periférica, considerem-se duas situações extremas do funcionamento de um aerogerador: a) a situação correspondente a uma velocidade de rotação das pás do rotor bastante lenta e b) a situação oposta, em que a velocidade de rotação é extremamente elevada. No primeiro caso, a que corresponde um valor baixo para o coeficiente, a velocidade de rotação baixa implica maiores intervalos de tempo no espaçamento entre

pás e, conseqüentemente, maiores quantidades de massa de ar que fluem entre as pás sem haver aproveitamento da potência disponível nesses fluxos. No segundo caso, a que corresponde um valor elevado para o coeficiente, a elevada rotação das pás conduz a uma área de varrimento que se comporta como se se tratasse de um disco sólido, impedindo que haja passagem de qualquer massa de ar e, conseqüentemente, extração de energia da mesma.

Para além das duas situações extremas apontadas no parágrafo anterior, é importante ter, ainda, em consideração que, no seu movimento de rotação, cada pá gera turbulência ou distorção na massa de ar que atravessa o rotor, pelo que também é importante que a velocidade de rotação seja tal que a pá seguinte, ao atingir a posição da imediatamente anterior, não “chegue demasiado cedo” sendo dessa forma afetada pela turbulência provocada pela pá anterior. Pode, neste caso, ser mais importante ter uma velocidade de rotação do rotor mais lenta e, assim, mais adequada à velocidade a que se desloca a massa de ar que atravessa o rotor.

Tendo em consideração o exposto nos parágrafos acima, se t_w corresponder ao tempo [s] necessário para que termine a turbulência do fluxo de vento entre as pás do rotor, na sua rotação, e t_s corresponder ao tempo [s] necessário para que uma pá atinja a posição da anterior, durante a sua rotação, então:

$$t_w = \frac{s}{v_1}$$

$$t_s = \frac{2\pi}{n_p \omega}$$

Sendo:

s – comprimento da zona de turbulência da massa de ar antes e depois do rotor, causada por cada pá [m]

v_1 – velocidade do vento [m/s]

ω – velocidade angular do rotor [rad/s]

n_p – número de pás do rotor

Se $t_s > t_w$, parte da massa de ar não é utilizada pelo aerogerador. Se $t_s < t_w$ então parte da massa de ar não atravessa o aerogerador.

O valor ótimo para a potência extraída da energia cinética disponível no fluxo de uma massa de ar que passa através das pás do rotor de um aerogerador, ocorre quando as pás rodam com uma frequência de rotação “sincronizada” com a velocidade desse fluxo que as atravessa (Ragheb & Ragheb, 2011). Isto ocorre para $t_s \approx t_w$:

$$t_s \approx t_w \Leftrightarrow \frac{2\pi}{n_p \omega} \approx \frac{s}{v_1} \Rightarrow \frac{n_p \omega}{v_1} \approx \frac{2\pi}{s}$$

$$\omega_{opt} \approx \frac{2\pi v_1}{n_p s}$$

$$TSR_{opt} = \lambda_{opt} \approx \frac{w_{opt} r}{v_1} = \frac{2\pi v_1}{n_p s} \times \frac{r}{v_1} \approx \frac{2\pi}{n_p} \left(\frac{r}{s} \right)$$

Como se pode ver da expressão acima, o valor TSR_{opt} depende do número de pás n_p do aerogerador, tendo este que funcionar com velocidade de rotação mais elevada se tiver menor número de pás, em condições ótimas da relação acima.

Estando provado empiricamente (Ragheb M. , 2014) que o comprimento da zona de turbulência $s[m]$ é sensivelmente igual a metade do raio $r[m]$ do rotor, equivalente ao comprimento de uma pá, então:

$$\frac{s}{r} \approx \frac{1}{2}$$

Ou seja, a relação s/r é aproximadamente igual a 0,5, pelo que:

$$TSR_{opt} = \lambda_{opt} \approx \frac{2\pi}{n_p} \left(\frac{r}{s} \right) = \frac{4\pi}{n_p}$$

Da expressão anterior resultam os seguintes valores, para condições de valor máximo do coeficiente de potência, C_{pmax} :

Nº de pás	TSR_{opt}
$N_p=2$	$\lambda_{opt} \approx 4\pi/2 \approx 6.283$
$N_p=3$	$\lambda_{opt} \approx 4\pi/3 \approx 4.189$
$N_p=4$	$\lambda_{opt} \approx 4\pi/4 \approx 3.142$

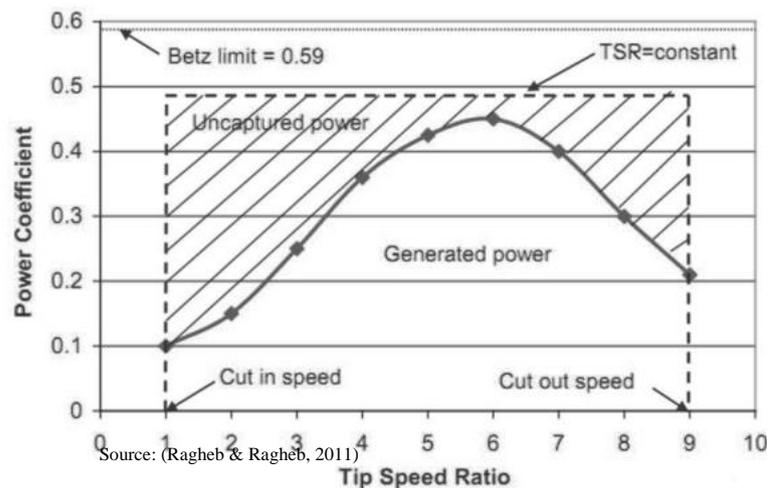
Neste quadro estão representados os valores ótimos da relação entre a velocidade tangencial das pás do rotor e a velocidade a que se desloca uma massa de ar livre, TSR_{opt} . Contudo, a otimização aerodinâmica das pás permite obter acréscimos de 25 a 30% nos valores da Tabela, pelo que na prática, um aerogerador com um rotor de três pás permite obter um valor entre:

$$\lambda_{opt} \approx \frac{4\pi}{3} (1.25 \text{ a } 1.30) \approx 5.236 \text{ a } 5.445$$

Na Figura AIII.1, para um aerogerador com rotor de 2 pás, está representada a variação do coeficiente de potência em função da variação do valor da relação TSR, constatando-se que a potência máxima que as pás do seu rotor extraem do fluxo de massa de ar que o atravessa, é obtida para $TSR_{opt} \approx 6.3$. Neste instante em que a curva atinge o seu máximo, para um coeficiente de potência $C_p \cong 0,45$, a distância à linha horizontal, de valores de TSR constante para $C_p \cong 0,49$, é mínima. A área a tracejado representa a potência disponível na massa de ar que não é aproveitada pelo aerogerador, mostrando este Gráfico que, durante a maior parte do seu tempo de funcionamento, um aerogerador trabalha fora das condições de TSR_{opt} (Ragheb & Ragheb, 2011).

Importa assim que os aerogeradores devam ser projetados para funcionar em condições de TSR_{opt} , podendo, dessa forma, extrair o máximo da potência disponível no vento.

Figura AIII.1

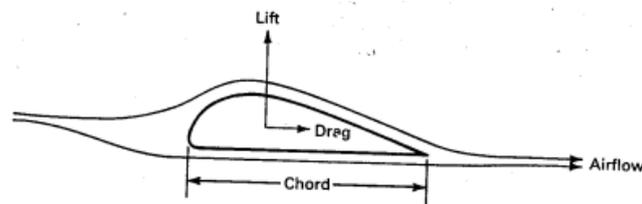


Power coefficient as a function of TSR for a two-bladed rotor.

Como já foi referido anteriormente, o estudo aerodinâmico das pás do rotor é importante no funcionamento de um aerogerador, tendo como objetivo um melhor

aproveitamento da potência disponível no vento. Considere-se o perfil aerodinâmico representado na Figura AIII.2 (Johnson, 2001). Uma massa de ar, ao passar ao longo do perfil representado, produz duas forças: uma *força de sustentação* perpendicular ao seu deslocamento (*lift*) e uma *força de arrasto* (*drag*) na sua direção e sentido.

Figura AIII.2



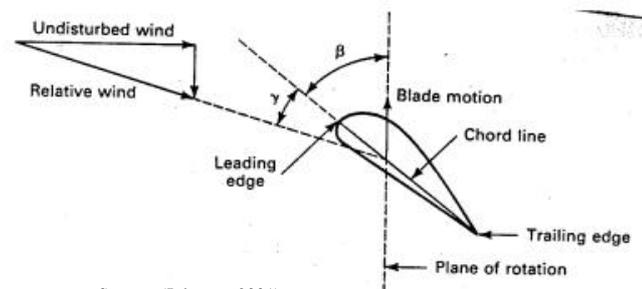
Source: (Johnson, 2001)

Lift and drag on a stationary airfoil

A força de sustentação está dependente do tipo de escoamento ao longo do perfil. Se o escoamento for turbulento, a força de sustentação será mínima ou mesmo nula. Se o escoamento for de comportamento laminar, como a parte superior do perfil é mais longa que a parte inferior, há um aumento da velocidade na face superior relativamente à face inferior. Associada a esta diferença de velocidades, a face superior registra uma diminuição do valor da pressão relativamente à do escoamento na parte inferior. É esta diferença de pressão entre os escoamentos superior e inferior do perfil que é responsável pela existência da força de sustentação, num escoamento laminar.

A Figura AIII.3 mostra-nos dois parâmetros importantes do perfil das pás, o *ângulo de ataque* γ e o *ângulo de inclinação* β . Enquanto o primeiro é dinâmico, dependendo simultaneamente da velocidade de rotação das pás e da velocidade do vento o segundo é estático, dependendo apenas da orientação das pás (Johnson, 2001).

Figura AIII.3



Source: (Johnson, 2001)

Definition of pitch angle β and angle of attack γ .

APÊNDICE IV

A utilização dos custos nivelados de produção de eletricidade (LCOE – Levelized Cost of Electricity) como métrica de comparação entre as diversas fontes de energia, se bem que venha sendo prática corrente, não é uma questão pacífica entre os diversos autores que se debruçam sobre esta matéria, quando nessa comparação são também consideradas as fontes renováveis de energia.

A questão centra-se no facto de se compararem custos de produção de eletricidade de centrais térmicas, de energias fósseis, em que os coeficientes de potência são da ordem dos 85% e que funcionam em regime contínuo, com sistemas de produção a partir de fontes renováveis, cujos coeficientes de potência podem ter variações entre 15% e 45%, consoante a fonte de energia, e que tem uma característica de funcionamento predominantemente intermitente, como é o caso da solar fotovoltaica e da eólica.

Vários autores se têm debruçado sobre as implicações para as redes de transporte de eletricidade, em termos de funcionamento e de custos, que a intermitência destes sistemas de produção de eletricidade apresenta, quando integrados nesses sistemas de fornecimento de energia.

Segundo estes, a métrica LCOE não entra em consideração com os custos de integração no sistema de fornecimento de eletricidade da energia elétrica produzida com origem em fontes renováveis, caracterizada por intermitência e variabilidade na produção. Se bem que todas as fontes de energia têm custos de integração, a variabilidade na produção de eletricidade associada a algumas fontes renováveis de energia, como é o caso da eólica e da solar fotovoltaica, trás custos não negligenciáveis na sua integração na rede.

Vários estudos e modelos têm sido desenvolvidos com o objetivo de caracterizar e agregar os custos de integração no sistema de fornecimento de energia. Ueckerdt et al (2012) propõem uma nova métrica de comparação de custos, que designam por *System LCOE*, a qual considera os custos de produção e os designados custos de integração no sistema.

No seu estudo, Ueckerdt et al (2012) caracterizam os custos nivelados de produção de eletricidade como sendo os custos fixos e variáveis por unidade de eletricidade [MWh]

ou [KWh], ao longo da vida útil das instalações. Citam, entre outros, (Karlynn & Schwabe, 2009) e (Borenstein, 2012), justificando a utilização da métrica LCOE (Levelized Cost of Electricity), também designada por LEC (Levelized Energy Costs), apesar das diferentes estruturas de custos entre as centrais de produção convencionais e as “*variable renewable sources (VRE)*”. Associam a estas últimas uma estrutura com elevados custos fixos e custos variáveis praticamente nulos, relação que é diversa da das fontes de energia ditas convencionais.

Ueckerdt et al (2012) referem outro estudo (Joskow, 2011), em que o seu autor considera inadequada a utilização do custo nivelado de produção de eletricidade (LCOE) como métrica de comparação de custos entre tecnologias renováveis com características de variabilidade na produção (VRE), como é o caso da energia eólica e da solar fotovoltaica, e tecnologias convencionais, ditas de produção regulável (dispatchable generating technologies), como as fontes de energia fóssil, nuclear e a renovável hidroelétrica.

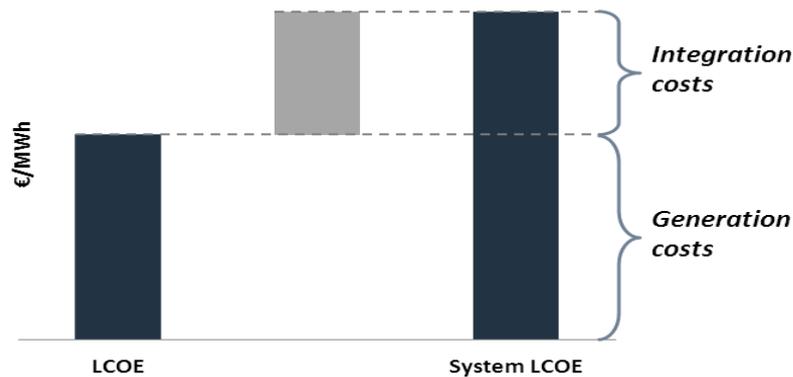
Uma das principais razões que fundamentam essa tese prende-se com o fato de a eletricidade ter consumo variável no tempo e a capacidade do seu armazenamento ser limitada e dispendiosa. Este comportamento reflete-se na variação do seu preço no tempo, em função da oferta e da procura. Assim, como o output dos sistemas de produção de energia eólica e solar fotovoltaica está dependente de condições naturais, o seu valor está intrinsecamente associado aos padrões de variabilidade de produção dos respetivos sistemas de produção, o que é ignorado pela métrica LCOE.

Consideram (Ueckerdt, Hirth, Gunnar, & Ottmar, 2012) que uma análise económica de um sistema de produção de eletricidade deve ter em consideração o seu valor de mercado, ou seja as suas receitas. Em seu entender, os sistemas de produção de eletricidade com recurso a fontes de energia renovável caracterizados por variabilidade na produção (VRE), como a eólica e a solar fotovoltaica, só deverão ser considerados competitivos e economicamente eficientes se os seus valores de mercado corresponderem, pelo menos, ao dos seus custos nivelados.

A métrica proposta por esses autores, designada por *System LCOE*, é definida como a soma dos *custos marginais de integração* num sistema global com os *custos marginais de produção* das fontes de energia renovável caracterizadas por variabilidade na

produção (VRE), em função da eletricidade gerada ou produzida por estas fontes de energia. Este conceito está representado na Figura IV.1. Designa-se por custo *marginal de integração* o acréscimo dos custos totais de integração do sistema global, resultante do aumento marginal da produção de eletricidade do sistema pela incorporação das VRE.

Figura IV.1



System LCOE of VRE are defined as the sum of their LCOE and integration costs per unit of VRE generation. They equal the marginal economic costs of VRE.

Fonte: (Ueckerdt, Hirth, Gunnar, & Ottmar, 2012)

Citando vários autores que apresentaram definições qualitativas para os custos de integração das fontes de energia não renovável caracterizados por variabilidade na produção (VRE), Ueckerdt et al (2012) propõem que sejam definidos como sendo todos os custos adicionais do sistema global, induzidos pela incorporação das VRE excetuando os seus custos de produção.

Nesta definição incluem-se, entre outros, custos adicionais nas redes elétricas e custos de flexibilização de operacionalidade das centrais térmicas de fontes convencionais. São designados por *custos residuais* todos os custos de integração do sistema global, com exclusão dos custos das VRE, ou seja, os custos de integração das centrais de produção *controlável* (dispatchable power plants).

Quantificar os custos *adicionais* de integração no sistema global originados pela introdução das VRE no sistema de produção de eletricidade tem merecido o estudo e a utilização de diferentes abordagens por parte de alguns autores citados neste trabalho. Estes custos adicionais não são obtidos por cálculo direto, tornando-se necessária a comparação de dois sistemas, com e sem fontes VRE (Ueckerdt, Hirth, Gunnar, & Ottmar, 2012).

Os custos de integração associados às fontes de energia renovável designadas por VRE, podem ser decompostos de acordo com três propriedades que lhes são intrínsecas (Joskow, 2011), (Hirth, 2012): a variabilidade (variability), a incerteza (uncertainty) e a especificidade da localização (location-specificity).

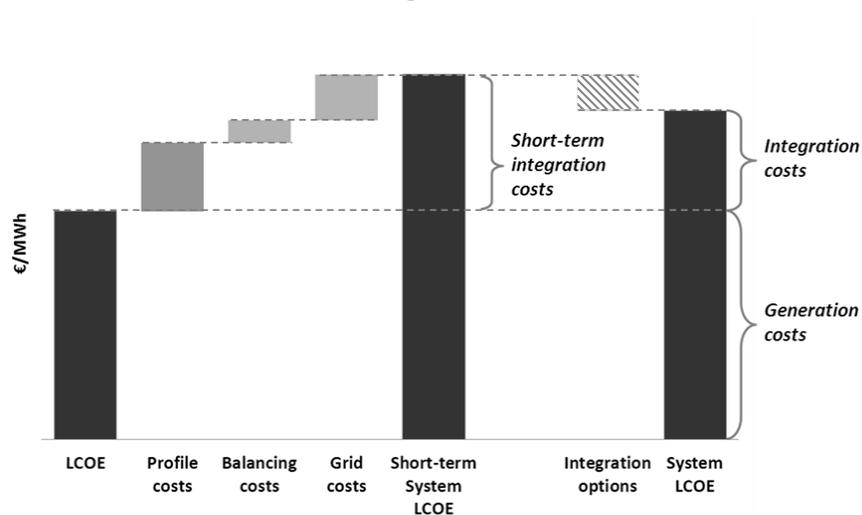
A estas propriedades estão associados custos que, salvo melhor tradução, se designam por custos de caracterização ou perfil (profile costs), custos de compensação ou de equilíbrio (balancing costs) e custos relativos à rede elétrica (grid-related costs).

Os custos de integração podem ser considerados nas perspectivas de curto prazo (short-term integration costs) e de longo prazo (long-term integration costs) (Ueckerdt, Hirth, Gunnar, & Ottmar, 2012).

Os custos de integração de curto prazo são os que resultam da introdução de fontes VRE num sistema global de fornecimento de eletricidade já existente, que não foi projetado e dimensionado para a integração destas fontes, enquanto os custos de integração de longo prazo derivam dos ajustamentos que vão sendo realizados no sistema, previamente estruturado e pensado para incorporar as fontes VRE.

Ueckerdt et al (2012) analisaram a questão da integração das fontes de energia renovável de produção variável (VRE) na perspetiva do acréscimo dos custos de integração aos custos nivelados de produção. A Figura IV.2 esquematiza este acréscimo de custos, na perspetiva da despesa.

Figura IV.2

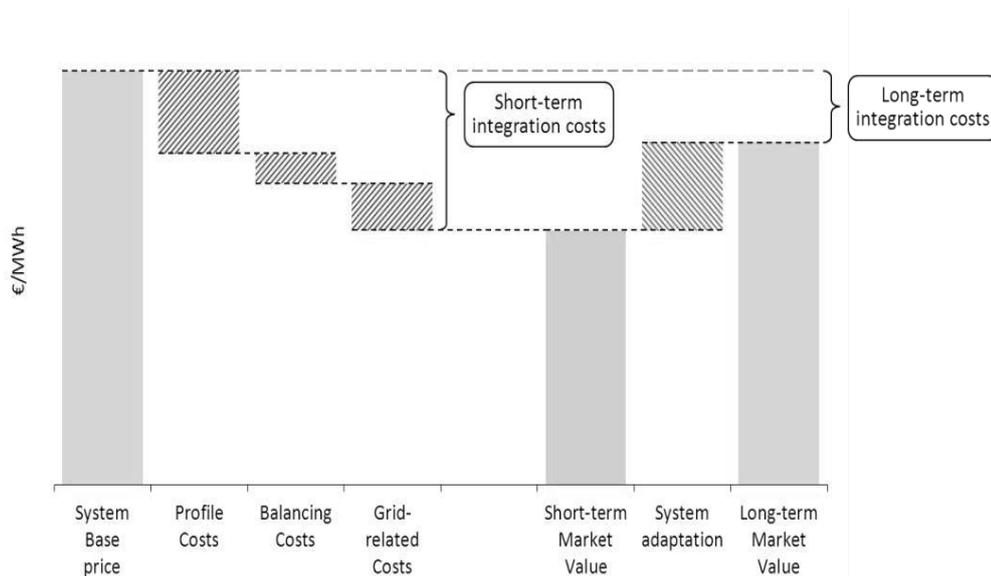


Integration costs are divided into three components: profile, balancing and grid-related costs (Hirth 2012a). To some extent integration costs that occur in the short term can be reduced by integration options in the long term

Fonte: (Ueckerdt, Hirth, Gunnar, & Ottmar, 2012)

Hirth (2012), por sua vez, propôs a avaliação dos custos de integração na perspectiva da receita, pela sua redução a partir de um valor de referência, conforme esquematizado na Figura IV.3, para a fonte de energia eólica.

Figura IV.3



Graphical Abstract: The framework proposed here uses the system base price as benchmark. The value of wind is reduced below this benchmark by the effects of variability (profile costs), uncertainty (balancing costs), and geography (grid-related costs). The adaptation of the power system, for example a shift of the conventional capacity mix, usually increases the value
 Fonte: (Hirth, 2012)

Para que se possa efetuar a comparação, torna-se necessário ter uma base de referência, ou seja uma fonte de energia fiável, de fornecimento constante e com uma distância ideal entre a central de produção e o universo de consumidores. Nestes pressupostos, os custos de integração de fontes VRE são determinados pela diferença do seu valor de mercado para o da fonte de referência (System Base Price), podendo ser decompostos nas três componentes, representadas na Figura IV.3.

Das três componentes dos custos de integração, os custos de caracterização ou perfil (profile costs) são os mais elevados, estimando-se que em sistemas globais de fornecimento de eletricidade projetados para centrais térmicas de fontes convencionais, a incorporação da fonte eólica até aos 30% do valor global de produção de eletricidade, pode conduzir a que esta componente se situe entre 15 e 35 €/MWh, Quanto aos custos de compensação ou de equilíbrio (balancing costs) estimou-se que possam representar até 13% do valor de mercado de referência. Para a componente dos custos relativos à rede elétrica (grid-related costs), as estimativas realizadas em vários estudos não permitiram que se possa avaliar o seu peso nos custos de integração das fontes renováveis (Hirth, 2012).

Apesar de a intermitência ser um fator de penalização das fontes VRE, em particular da eólica e da solar, outros fatores deverão ser, também, tidos em consideração, destacando-se, por exemplo, a boa articulação entre as fontes eólica e hídrica, funcionando esta última como “bateria de armazenamento de energia”, ou ainda o facto de as VRE não terem, praticamente, emissões de SO₂, NO_x, CO₂ e cinzas.

Para que se possam avaliar os benefícios ambientais com a utilização das VRE, considere-se o exemplo da Tabela IV.1 em que se compara a produção de eletricidade de um parque eólico com 10 MW de potência instalada e uma produção média anual de 23,5 GWh/ano, com a produção obtida pela utilização, em alternativa, de centrais térmicas a fuelóleo e a carvão (EURELECTRIC "Preservation of Resources" Working Group's, July 2003):

Tabela IV.1 Comparação de Emissões de um Parque Eólico com as de Centrais de Energia Fóssil

Parque Eólico 10 MW; 6,5-7 m/s; 23,5 GWh/ano; t_n/ano de emissões evitadas				
Central térmica alternativa	Emissões SO₂ [t_n/ano]	Emissões NO_x [t_n/ano]	Emissões CO₂ [t_n/ano]	Cinzas [t_n/ano]
Fuelóleo	127	60	19.000	6,5
Carvão	183	122	25.000	1.400

Ref: Jorge A Gil Saraiva, 1996; Adaptada de (EURELECTRIC "Preservation of Resources" Working Group's, July 2003)

Considerando apenas os custos das emissões de CO₂, com o valor de 15 €/tn, o parque eólico acima considerado, comparativamente a uma central térmica a carvão, pouparia 375.000 €/ano, refletindo nos custos de produção de eletricidade uma poupança de cerca de 16€/MWh.

Num estudo mais recente (Lazard, 2014), relativamente aos custos de produção de energia nos Estados Unidos, foram calculados os custos de integração das fontes renováveis no sistema geral, situando-se estes entre \$2,00 e \$10,00/MWh. Para a fonte eólica, a redução de custos relativos à não emissão de gases é estimada em 24€/tn relativamente ao carvão e 47€/tn relativamente ao gás natural (para 1€=1,3115\$, valor de 1 de Setembro de 2014). Sendo assim, o ganho da não emissão de gases como o SO₂, NO₂ e CO₂, é um fator positivo a ter que ser tomado em consideração quando se avaliam os custos associados à integração de fontes renováveis, em particular da fonte eólica, como se constata na Tabela IV.2.

Nesta Tabela, cujos valores foram adaptados e convertidos de dólares em euros, a valores de 1 de setembro de 2014 (BCE), foi realizado um estudo comparativo da produção de energia a partir das fontes nuclear, eólica e solar fotovoltaica, com os da produção a partir das centrais térmicas a carvão e a gás natural de ciclo combinado. Nas centrais térmicas não foram considerados os custos relativos à captura, transporte e armazenagem do CO₂. No solar fotovoltaico foram consideradas duas formas de produção: a produção residencial, designada por “*rooftop*” e a produção em larga escala, designada por “*utility scale*”.

Dada a diferença de valores dos coeficientes de potência das fontes/tecnologias em presença, variando entre 93% para as centrais térmicas a carvão (a que correspondem $0,93 \times 8760h = 8147$ horas anuais de funcionamento à potência nominal instalada) e 23% para as instalações fotovoltaicas “*rooftop*” ($0,23 \times 8760h = 2015$ horas anuais de funcionamento à potência nominal instalada), para que se pudessem comparar produções anuais da mesma ordem de grandeza (entre 4.876 e 4896 GWh/ano), foram consideradas diferentes capacidades nominais instaladas, variando entre 600 MW para a fonte a carvão e 2.430 MW para a solar fotovoltaica.

Com base na capacidade nominal instalada por fonte de energia e nos respetivos custos de investimento por unidade de potência instalada (entre 767 €/KW para as centrais a gás de ciclo combinado e 4.106€/KW para as centrais nucleares), foram calculados os custos totais de investimento para cada fonte.

Dividindo os custos totais de investimento pela produção anual de energia, determinou-se o valor do custo nivelado de produção de energia (€/MWh). Este custo varia entre um mínimo de 28€/MWh para uma capacidade nominal instalada de 1.070 MW de energia eólica, com uma produção anual de 4.874 GWh, e um máximo de 137€/MWh para uma capacidade nominal instalada de 2.430 MW de energia fotovoltaica, com uma produção anual de 4.896 GWh.

Considerando que a 600 MW de capacidade instalada em centrais térmicas a carvão correspondem 4,54 milhões de toneladas métricas anuais de emissões de CO₂, e que para 800 MW de capacidade instalada em centrais térmicas a gás de ciclo combinado correspondem emissões anuais de CO₂ da ordem das 1,92 milhões de toneladas métricas, é possível quantificar os custos de mitigação das emissões de CO₂.

Duas análises são efetuadas a partir dos valores da Tabela IV.2:

- A comparação entre os custos totais de produção por fonte de energia relativamente aos custos de produção das centrais a carvão e das centrais a gás natural;
- A comparação dos valores de emissões de carbono face às emissões das instalações a carvão e a gás natural, bem como os respetivos custos de mitigação.

Estas análises permitem as seguintes ilações:

- O custo total da energia produzida a partir da capacidade instalada dos parques eólicos é o mais baixo comparativamente às restantes fontes em análise, revelando-se competitivo quer em relação às centrais a carvão, quer às centrais de ciclo combinado a gás natural;
- As centrais de ciclo combinado a gás natural apresentam custos de produção de energia inferiores aos das centrais a carvão;
- Apenas as centrais a carvão e a gás natural produzem emissões de CO₂, em valores significativos, enquanto as restantes fontes de energia são consideradas não emissoras; daqui decorre a necessidade futura de terem que ser considerados os custos de captura, transporte e armazenagem de CO₂ para estas fontes de energia, os quais deverão ser acrescentados aos custos de produção de eletricidade;
- Conforme conclui o estudo em questão (Lazard, 2014), os valores obtidos para a fonte eólica e para a fonte solar fotovoltaica em instalações de larga escala (*“utility scale”* com sistema *tracking* (direcional) *de eixo único*) permitem afirmar que se trata de fontes de energia que, para o tipo de instalações e tecnologias consideradas neste estudo, constituem atualmente alternativas viáveis visto que para além do facto de terem custos de produção de eletricidade competitivos, têm custos associados de mitigação de emissões de CO₂ muito baixos, viabilizando dessa forma a substituição das centrais térmicas ;
- Nos sistemas fotovoltaicos do sector residencial (*“rooftop”*), apesar da acentuada queda registada nos últimos anos nos preços dos diferentes componentes, devido os elevados custos totais de investimento e ao baixo valor do coeficiente de potência, o custo total de produção de energia é demasiado

elevado para ser competitivo com o das centrais a carvão ou a gás natural, bem como os custos associados à mitigação das emissões de CO₂.

Estes resultados estão em consonância com os divulgados num estudo análogo efetuado pelo MIT para a produção de energia e redução de emissões de CO₂ na Alemanha, entre 2006 e 2010, através da produção por fonte eólica e solar fotovoltaica (Marcantonini & Ellerman, February 2013).

Nesse estudo concluiu-se que, durante o período em questão, os custos de mitigação das emissões de CO₂ por via da produção eólica eram da ordem dos €43/tnCO₂, enquanto para o solar fotovoltaico se situavam bastante acima do que se considerava poder ser um valor razoável, tendo sido estimados em €537/tnCO₂.

Contudo, a evolução que se tem vindo a verificar nas tecnologias aplicadas no solar fotovoltaico, seja através do aumento do seu rendimento seja pela diminuição significativa dos custos de investimento, leva a concluir que os valores anteriormente apresentados certamente que evoluirão no sentido de tornar o solar fotovoltaico mais competitivo e conseqüentemente uma alternativa viável às fontes fósseis, com custos de produção que conduzirão a que se tornem uma boa alternativa na mitigação das emissões de CO₂.

Tabela IV.2 - Redução de custos de emissões de CO2 p/ fonte de energia comparativamente às fontes a carvão e a gás natural

	Unidades		Central a Carvão		Central a gás CC		Central nuclear		Parque eólico		Solar PV (Rooftop)		Solar PV (Utility Scale)	
	[\$/KW]	[€/KW]	\$	€	\$	€	\$	€	\$	€	\$	€	\$	€
Custos de Investimento/KW capacidade instalada			3.000	2.287	1.006	767	5.385	4.106	1.400	1.067	3.500	2.669	1.750	1.334
Custos totais de investimento	[\$/mm]	[€/mm]	1.800	1.372	805	614	3.339	2.546	1.498	1.142	8.505	6.485	3.255	2.482
Taxas e subsídios	[\$/mm]	[€/mm]							449	342	2.552	1.946	977	745
Capacidade nominal instalada	[MW]			600		800		620		1.070		2.430		1.860
Coefficiente de potência	[%]			93%		70%		90%		52%		23%		30%
Capacidade efetiva	[MW]			558		560		558		556		559		558
Produção anual MWh/ano	[GWh/ano]			4.888		4.906		4.888		4.874		4.896		4.888
Custo nivelado de produção de energia	[\$/MWh]	[€/MWh]	66	50	61	47	92	70	37	28	180	137	72	55
Custo total da energia produzida	[\$mm/ano]	[€/mm/ano]	323	246	299	228	450	343	180	138	881	672	352	268
Emissões de Carbono	[mmTn/ano]			4,54		1,92								
Comparação do valor de emissões de Carbono	[mmTn/ano]													
I. relativa a central de carvão						2,62		4,54		4,54		4,54		4,54
I. relativa a central a gás								1,92		1,92		1,92		1,92
Comparação dos custos totais finais	[\$mm/ano]	[€/mm/ano]												
I. relativa a central de carvão					-23	-18	127	97	-142	-108	559	426	29	22
I. relativa a central a gás			23	18			150	115	-119	-91	582	444	53	40
Redução de custos de mitigação das emissões de carbono	[\$/tn]	[€/tn]												
I. relativa a central de carvão					-9	-7	28	21	-31	-24	123	94	6	5
I. relativa a central a gás				-7			78	60	-62	-47	303	231	27	21

Dados adaptados e convertidos para euros (01Set2014) de LAZARD Levelized Cost of Energy Analysis - version 8.0, Sept 2014

APÊNDICE V

Aerogerador de 35 KW de potência

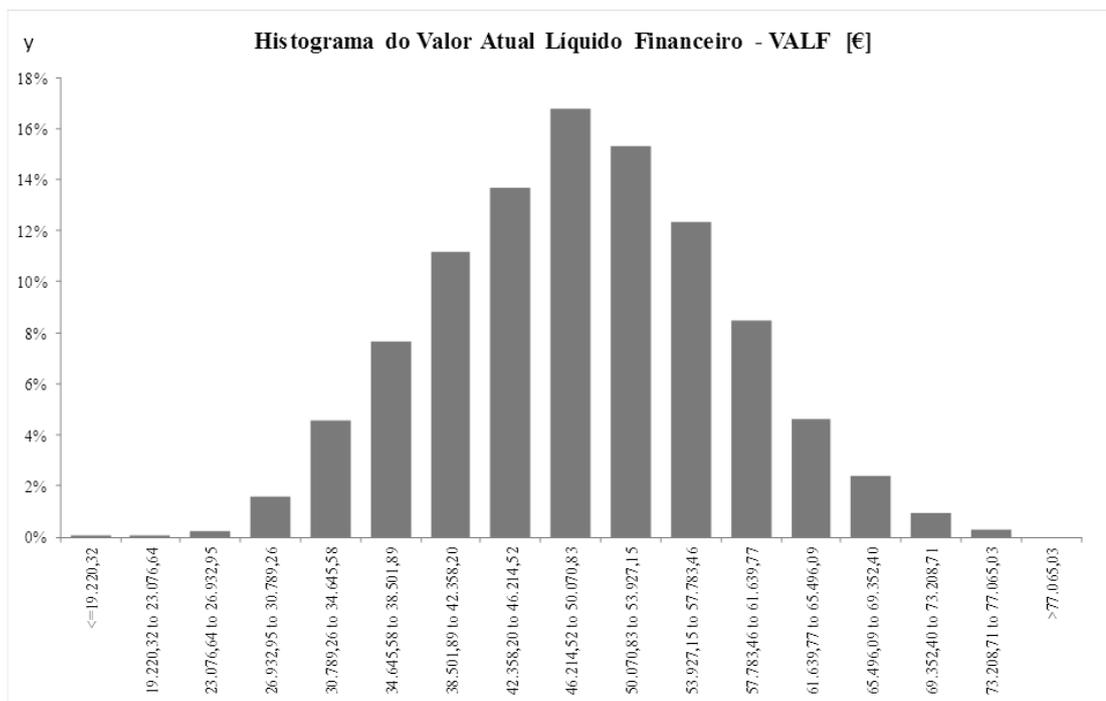
Aerogerador de 35 KW de potência		
Valor Atual Líquido Financeiro - VALF [€]		
Resultados		
Valor mínimo	19.220,32	52.039,34 Valor <i>base</i> do estudo
Valor máximo	77.065,03	63,6% são iguais ou inferiores ao valor <i>base</i>
Valor mais provável	48.779,79	36,4% são superiores ao valor <i>base</i>
Desvio padrão	9.134,79	

Out of 4500 simulations
 4500 had numeric values.
 0 had error values.

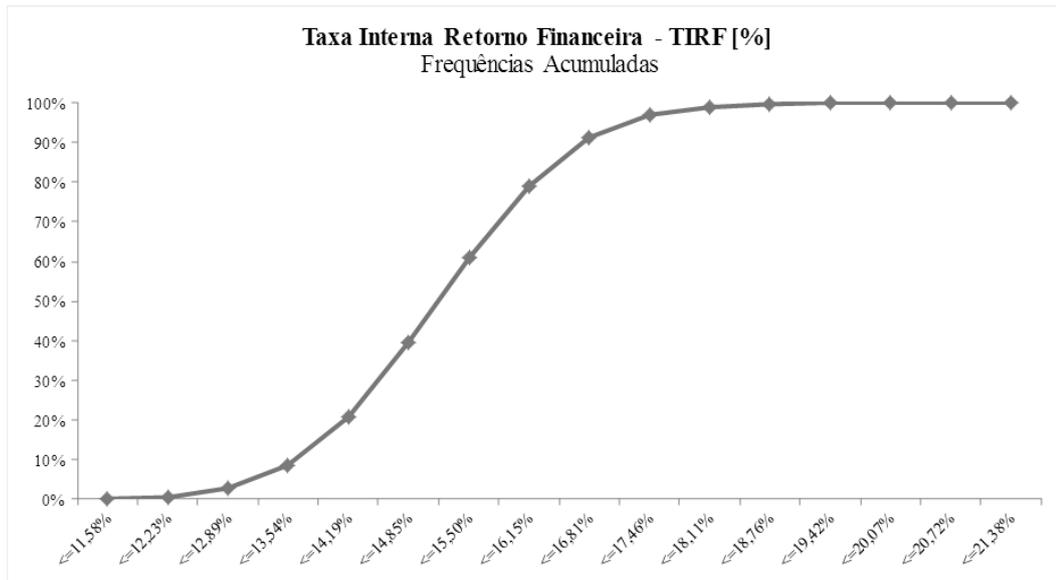
Of those with numeric values:

5% ≤	33.803,60
10% ≤	36.612,82
15% ≤	38.883,33
20% ≤	40.760,24
25% ≤	42.266,16
30% ≤	43.829,55
35% ≤	45.215,58
40% ≤	46.480,72
45% ≤	47.536,85
50% ≤	48.714,31
55% ≤	49.853,04
60% ≤	51.103,82
65% ≤	52.406,19
70% ≤	53.667,15
75% ≤	55.085,50
80% ≤	56.579,34
85% ≤	58.462,59
90% ≤	60.699,83
95% ≤	63.834,44
100% ≤	77.065,03

If Valor Atual Líquido Financeiro [€] is: **48.779,79** 50,3% of results are equal or lower
 (Chg to do what ifs) 49,7% of results are greater



Aerogerador de 35 KW de potência



Taxa Interna Retorno Financeira [%]	freqüência	freqüência acumulada	freqüência acumulada
<=11,58%	1 0,0%	<=11,58% 1 0,0%	=>11,58% 4500 100,0%
11,58% to 12,23%	29 0,6%	<=12,23% 30 0,7%	=>12,23% 4470 99,3%
12,23% to 12,89%	93 2,1%	<=12,89% 123 2,7%	=>12,89% 4377 97,3%
12,89% to 13,54%	261 5,8%	<=13,54% 384 8,5%	=>13,54% 4116 91,5%
13,54% to 14,19%	552 12,3%	<=14,19% 936 20,8%	=>14,19% 3564 79,2%
14,19% to 14,85%	843 18,7%	<=14,85% 1779 39,5%	=>14,85% 2721 60,5%
14,85% to 15,50%	959 21,3%	<=15,50% 2738 60,8%	=>15,50% 1762 39,2%
15,50% to 16,15%	820 18,2%	<=16,15% 3558 79,1%	=>16,15% 942 20,9%
16,15% to 16,81%	539 12,0%	<=16,81% 4097 91,0%	=>16,81% 403 9,0%
16,81% to 17,46%	261 5,8%	<=17,46% 4358 96,8%	=>17,46% 142 3,2%
17,46% to 18,11%	97 2,2%	<=18,11% 4455 99,0%	=>18,11% 45 1,0%
18,11% to 18,76%	31 0,7%	<=18,76% 4486 99,7%	=>18,76% 14 0,3%
18,76% to 19,42%	10 0,2%	<=19,42% 4496 99,9%	=>19,42% 4 0,1%
19,42% to 20,07%	2 0,0%	<=20,07% 4498 100,0%	=>20,07% 2 0,0%
20,07% to 20,72%	1 0,0%	<=20,72% 4499 100,0%	=>20,72% 1 0,0%
20,72% to 21,38%	1 0,0%	<=21,38% 4500 100,0%	=>21,38% 1 0,0%
>21,38%	0 0,0%		

Bin Size 0,65%
 Number of bins 17

# of Sims	avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	15,30%		1,31%	
250	15,16%	-1,0%	1,26%	-3,6%
500	15,19%	0,2%	1,23%	-2,1%
1000	15,24%	0,3%	1,22%	-1,2%
2000	15,21%	-0,2%	1,21%	-0,9%
4000	15,19%	-0,1%	1,22%	0,8%
4500	15,18%	-0,1%	1,21%	-0,5%

Aerogerador de 35 KW de potência

Valor Atual Líquido Económico - VALE [€]

Resultados

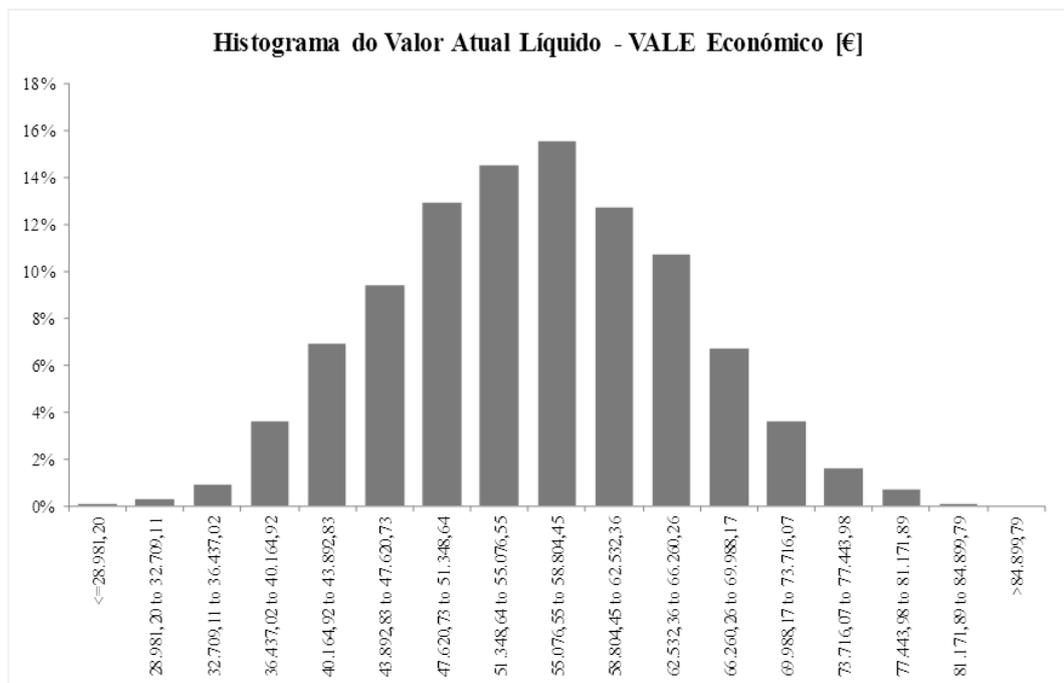
Valor mínimo	28.981,20	58.666,62 Valor base do estudo
Valor máximo	84.899,79	63,5% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	55.414,18	36,5% são superiores ao valor base
Desvio padrão	9.241,83	

Out of 4500 simulations
4500 had numeric values.
0 had error values.

Of those with numeric values:

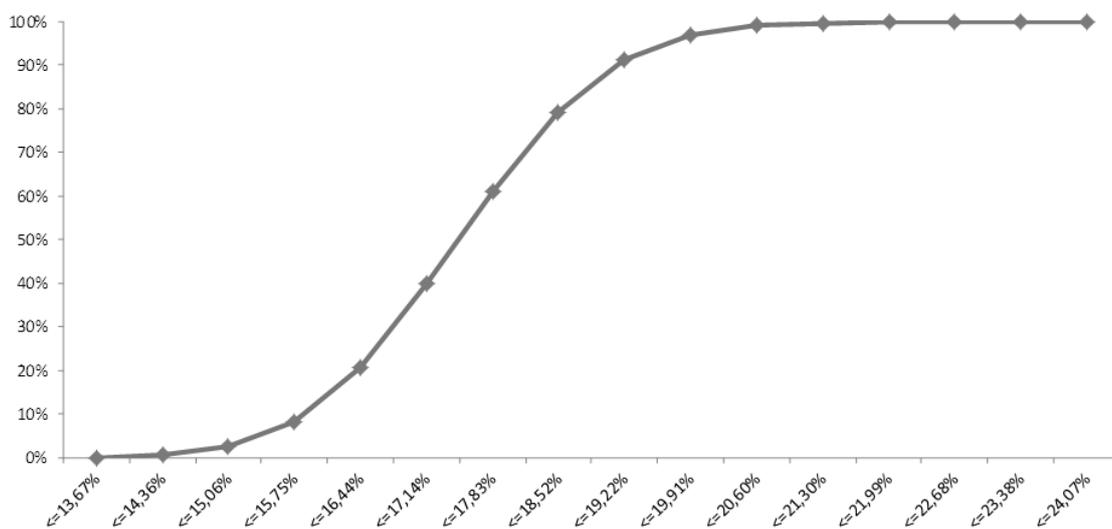
5% ≤	40.310,89
10% ≤	43.172,84
15% ≤	45.178,64
20% ≤	47.129,49
25% ≤	48.800,01
30% ≤	50.215,36
35% ≤	51.623,28
40% ≤	53.064,08
45% ≤	54.222,13
50% ≤	55.470,39
55% ≤	56.545,47
60% ≤	57.721,18
65% ≤	59.019,59
70% ≤	60.614,72
75% ≤	62.051,73
80% ≤	63.650,34
85% ≤	65.343,78
90% ≤	67.366,76
95% ≤	70.779,53
100% ≤	84.899,79

If Valor Atual Líquido Económico [€] is: 55.414,18 49,8% of results are equal or lower
(Chg to do what ifs) 50,2% of results are greater



Aerogerador de 35 KW de potência

Taxa Interna Retorno Económica - TIRE [%] Frequências acumuladas



Taxa Interna Retorno Económica [%]	freqüência	freqüência acumulada	freqüência acumulada
<=13,67%	1 0,0%	<=13,67%	1 0,0%
13,67% to 14,36%	24 0,5%	<=14,36%	25 0,6%
14,36% to 15,06%	85 1,9%	<=15,06%	110 2,4%
15,06% to 15,75%	265 5,9%	<=15,75%	375 8,3%
15,75% to 16,44%	553 12,3%	<=16,44%	928 20,6%
16,44% to 17,14%	869 19,3%	<=17,14%	1797 39,9%
17,14% to 17,83%	952 21,2%	<=17,83%	2749 61,1%
17,83% to 18,52%	821 18,2%	<=18,52%	3570 79,3%
18,52% to 19,22%	535 11,9%	<=19,22%	4105 91,2%
19,22% to 19,91%	258 5,7%	<=19,91%	4363 97,0%
19,91% to 20,60%	97 2,2%	<=20,60%	4460 99,1%
20,60% to 21,30%	26 0,6%	<=21,30%	4486 99,7%
21,30% to 21,99%	10 0,2%	<=21,99%	4496 99,9%
21,99% to 22,68%	2 0,0%	<=22,68%	4498 100,0%
22,68% to 23,38%	1 0,0%	<=23,38%	4499 100,0%
23,38% to 24,07%	1 0,0%	<=24,07%	4500 100,0%
>24,07%	0 0,0%		

Bin Size 0,69%
Number of bins 17

# of Sims	avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	17,62%		1,38%	
250	17,46%	-0,9%	1,33%	-3,5%
500	17,50%	0,2%	1,30%	-2,3%
1000	17,55%	0,3%	1,28%	-1,2%
2000	17,52%	-0,2%	1,27%	-1,0%
4000	17,50%	-0,1%	1,28%	0,8%
4500	17,49%	-0,1%	1,27%	-0,5%

A título complementar juntam-se os “outputs” relativos às variáveis *cash flow líquido acumulado* e *custo nivelado de produção*.

Aerogerador de 35 KW de potência

Cash Flow Acumulado - CNET_CASHF [€]

Resultados

Valor mínimo	37.886,65	75.203,83	Valor base do estudo
Valor máximo	112.100,82		55,5% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	73.880,94		44,5% são superiores ao valor base
Desvio padrão	8.640,43		

Out of 4500 simulations

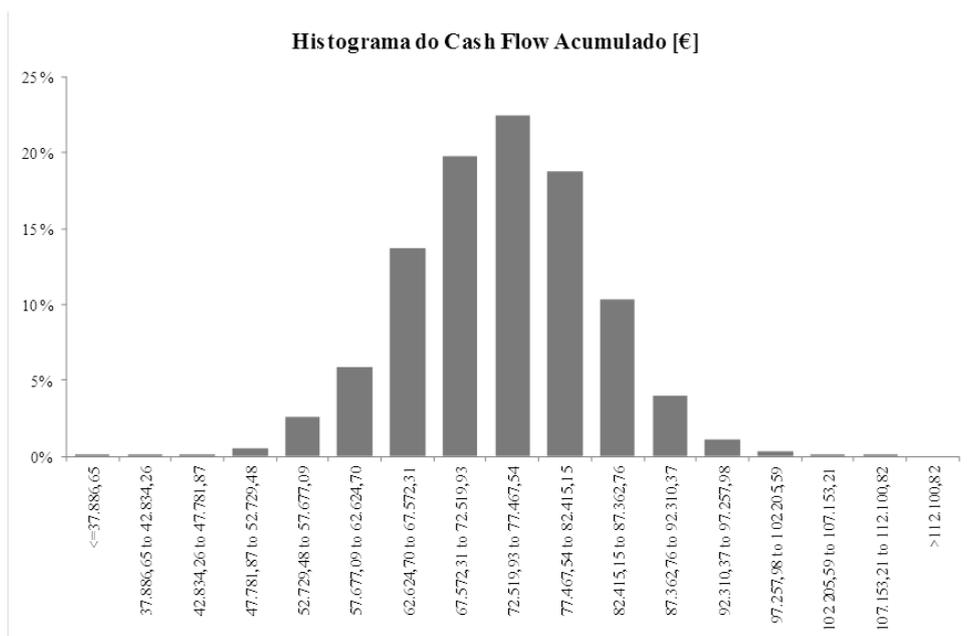
4500 had numeric values.

0 had error values.

Of those with numeric values:

5% ≤	59.353,03
10% ≤	62.970,13
15% ≤	64.927,06
20% ≤	66.683,62
25% ≤	68.153,99
30% ≤	69.406,31
35% ≤	70.566,62
40% ≤	71.802,15
45% ≤	72.948,00
50% ≤	74.027,56
55% ≤	75.127,23
60% ≤	76.211,67
65% ≤	77.362,10
70% ≤	78.517,92
75% ≤	79.903,19
80% ≤	81.199,48
85% ≤	82.729,27
90% ≤	84.689,96
95% ≤	87.657,72
100% ≤	112.100,82

If Cash Flow Acumulado [€] is:	73.880,94	49,2% of results are equal or lower
(Chg to do what ifs)		50,8% of results are greater



A. Aerogerador de 50 KW de potência

Aerogerador de 50 KW de potência

Valor Atual Líquido Financeiro - VALF [€]

Resultados

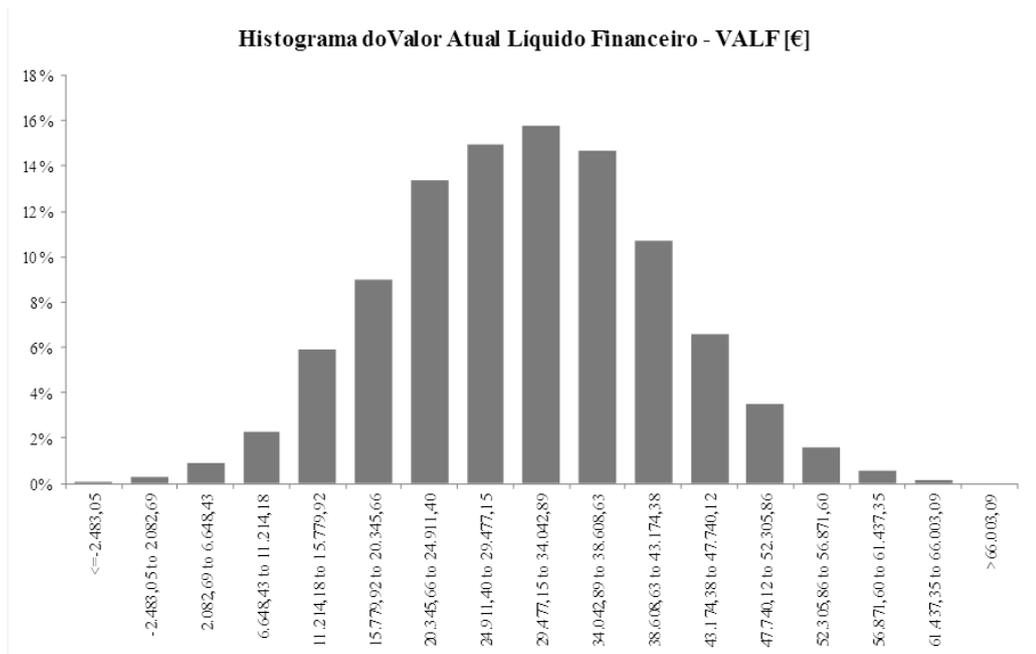
Valor mínimo	-2.483,05	34.416,66	Valor base do estudo
Valor máximo	66.003,09		63,6% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	30.429,82		36,4% são superiores ao valor base
Desvio padrão	10.878,31		

Out of 4500 simulations
 4500 had numeric values.
 0 had error values.

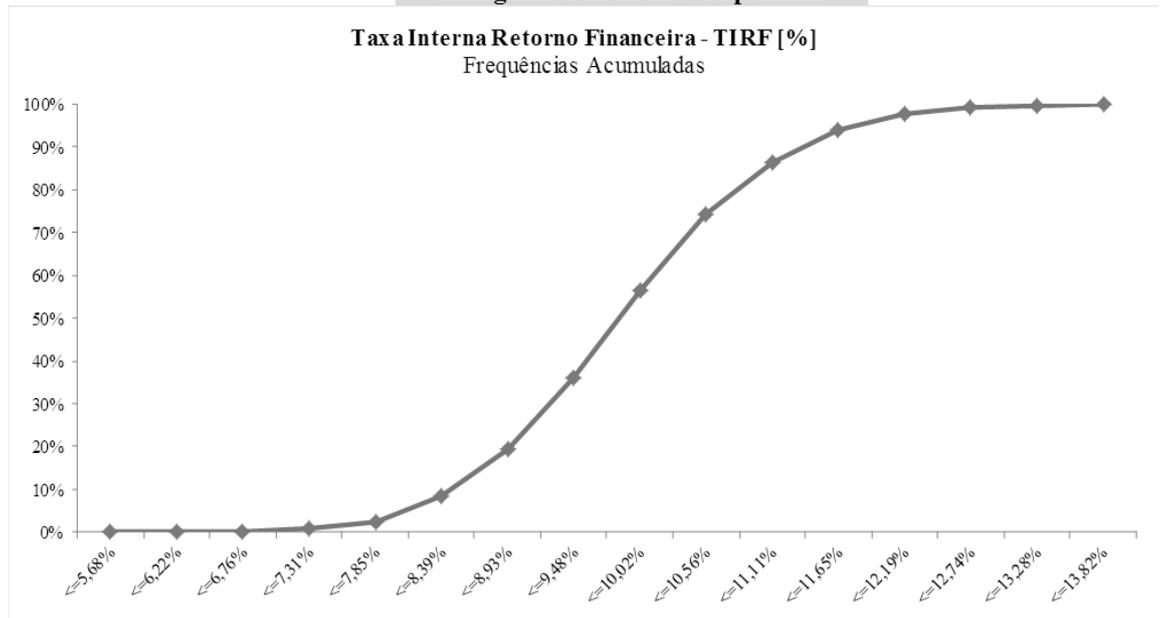
Of those with numeric values:

5% ≤	12.656,43
10% ≤	16.177,38
15% ≤	18.807,17
20% ≤	20.977,25
25% ≤	22.816,10
30% ≤	24.324,34
35% ≤	25.993,16
40% ≤	27.477,84
45% ≤	29.109,22
50% ≤	30.453,13
55% ≤	31.891,28
60% ≤	33.404,01
65% ≤	34.728,15
70% ≤	36.232,73
75% ≤	37.842,97
80% ≤	39.799,42
85% ≤	41.926,12
90% ≤	44.553,02
95% ≤	48.281,52
100% ≤	66.003,09

If Valor Atual Líquido Financeiro [€] is: **30.429,82** 49,9% of results are equal or lower
 (Chg to do what ifs) 50,1% of results are greater



Aerogerador de 50 KW de potência

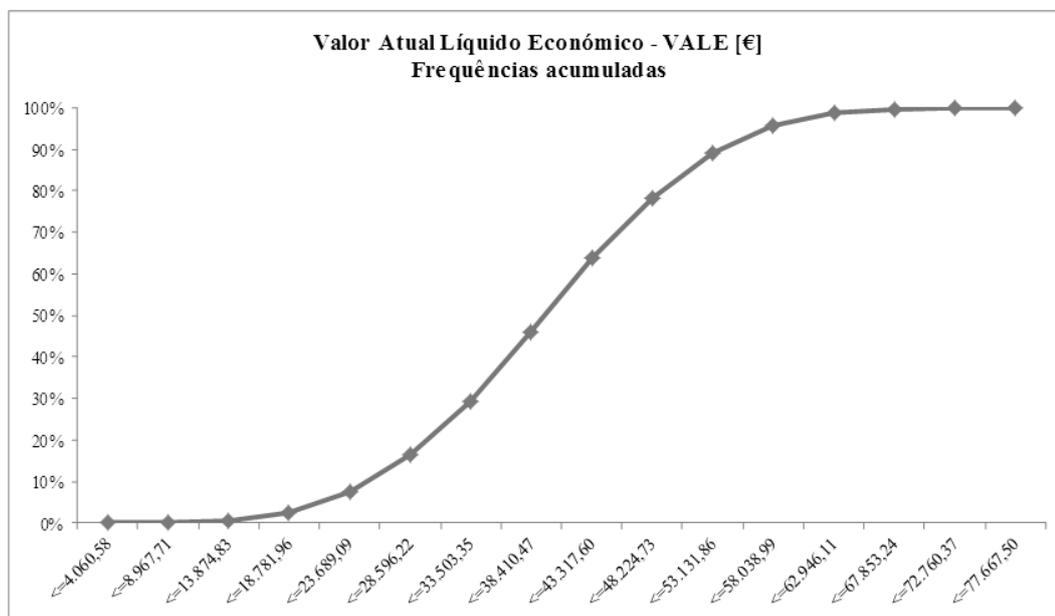


Taxa Interna Retorno Financeira [%]	freqüência		freqüência acumulada		freqüência acumulada
<=5,68%	1	0,0%	<=5,68%	1	0,0%
5,68% to 6,22%	4	0,1%	<=6,22%	5	0,1%
6,22% to 6,76%	2	0,0%	<=6,76%	7	0,2%
6,76% to 7,31%	33	0,7%	<=7,31%	40	0,9%
7,31% to 7,85%	75	1,7%	<=7,85%	115	2,6%
7,85% to 8,39%	259	5,8%	<=8,39%	374	8,3%
8,39% to 8,93%	503	11,2%	<=8,93%	877	19,5%
8,93% to 9,48%	750	16,7%	<=9,48%	1627	36,2%
9,48% to 10,02%	911	20,2%	<=10,02%	2538	56,4%
10,02% to 10,56%	798	17,7%	<=10,56%	3336	74,1%
10,56% to 11,11%	558	12,4%	<=11,11%	3894	86,5%
11,11% to 11,65%	338	7,5%	<=11,65%	4232	94,0%
11,65% to 12,19%	172	3,8%	<=12,19%	4404	97,9%
12,19% to 12,74%	58	1,3%	<=12,74%	4462	99,2%
12,74% to 13,28%	25	0,6%	<=13,28%	4487	99,7%
13,28% to 13,82%	13	0,3%	<=13,82%	4500	100,0%
>13,82%	0	0,0%			

Bin Size 0,54%
Number of bins 17

# of Sims	avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	9,91%		1,08%	
250	9,78%	-1,3%	1,08%	-0,5%
500	9,89%	1,1%	1,09%	1,0%
1000	9,86%	-0,3%	1,11%	2,3%
2000	9,86%	0,0%	1,11%	0,2%
4000	9,88%	0,1%	1,10%	-1,0%
4500	9,88%	0,0%	1,11%	0,3%

Aerogerador de 50 KW de potência



Valor Atual Líquido Económico [€]	frequência	frequência acumulada	frequência acumulada
<=4.060,58	1	0,0%	<=4.060,58 1 0,0%
4.060,58 to 8.967,71	5	0,1%	<=8.967,71 6 0,1%
8.967,71 to 13.874,83	21	0,5%	<=13.874,83 27 0,6%
13.874,83 to 18.781,96	81	1,8%	<=18.781,96 108 2,4%
18.781,96 to 23.689,09	234	5,2%	<=23.689,09 342 7,6%
23.689,09 to 28.596,22	398	8,8%	<=28.596,22 740 16,4%
28.596,22 to 33.503,35	581	12,9%	<=33.503,35 1321 29,4%
33.503,35 to 38.410,47	746	16,6%	<=38.410,47 2067 45,9%
38.410,47 to 43.317,60	815	18,1%	<=43.317,60 2882 64,0%
43.317,60 to 48.224,73	644	14,3%	<=48.224,73 3526 78,4%
48.224,73 to 53.131,86	483	10,7%	<=53.131,86 4009 89,1%
53.131,86 to 58.038,99	304	6,8%	<=58.038,99 4313 95,8%
58.038,99 to 62.946,11	124	2,8%	<=62.946,11 4437 98,6%
62.946,11 to 67.853,24	49	1,1%	<=67.853,24 4486 99,7%
67.853,24 to 72.760,37	11	0,2%	<=72.760,37 4497 99,9%
72.760,37 to 77.667,50	3	0,1%	<=77.667,50 4500 100,0%
>77.667,50	0	0,0%	=>4.060,58 4500 100,0%
			=>8.967,71 4494 99,9%
			=>13.874,83 4473 99,4%
			=>18.781,96 4392 97,6%
			=>23.689,09 4158 92,4%
			=>28.596,22 3760 83,6%
			=>33.503,35 3179 70,6%
			=>38.410,47 2433 54,1%
			=>43.317,60 1618 36,0%
			=>48.224,73 974 21,6%
			=>53.131,86 491 10,9%
			=>58.038,99 187 4,2%
			=>62.946,11 63 1,4%
			=>67.853,24 14 0,3%
			=>72.760,37 3 0,1%
			=>77.667,50 1 0,0%

Bin Size 4.907,13
Number of bins 17

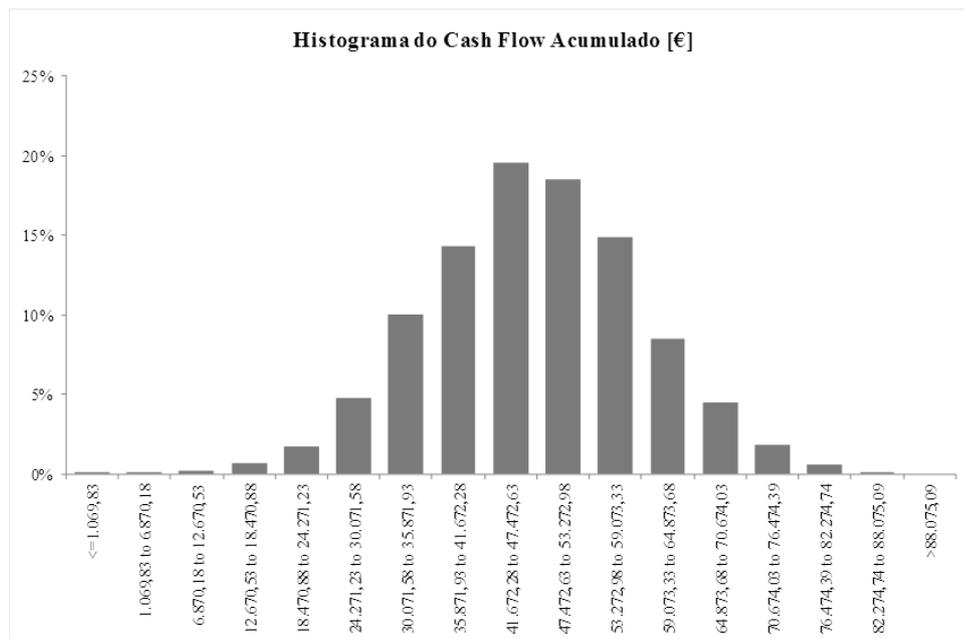
# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	39.632,65		10.464,50	
250	39.071,42	-1,4%	10.436,29	-0,3%
500	39.196,00	0,3%	10.537,68	1,0%
1000	39.144,91	-0,1%	10.779,67	2,3%
2000	39.505,91	0,9%	10.822,38	0,4%
4000	39.546,29	0,1%	10.772,12	-0,5%
4500	39.503,80	-0,1%	10.798,73	0,2%

Complementa-se a informação com os “outputs” relativos às variáveis *cash flow líquido acumulado* e *custo nivelado de produção*:

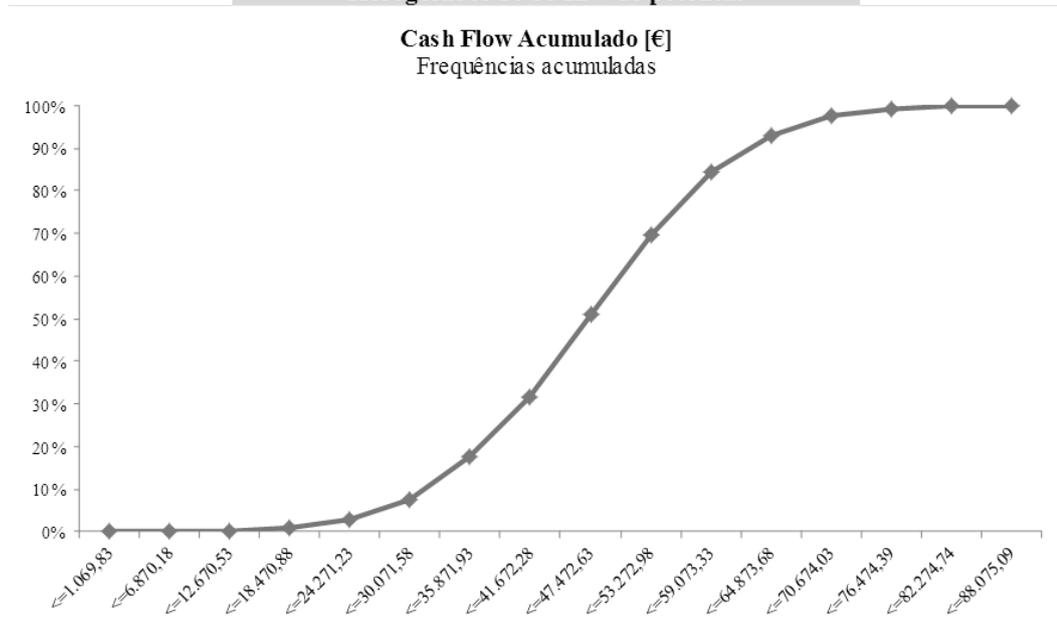
Aerogerador de 50 KW de potência		
Cash Flow Acumulado - CNET_CASHF [€]		
Resultados		
Valor mínimo	1.069,83	49.736,70 Valor base do estudo
Valor máximo	88.075,09	59,0% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	47.120,84	41,0% são superiores ao valor base
Desvio padrão	11.973,89	

Out of 4500 simulations	Of those with numeric values:
4500 had numeric values.	5% ⇐ 27.731,59
0 had error values.	10% ⇐ 31.895,57
	15% ⇐ 34.783,28
	20% ⇐ 36.913,45
	25% ⇐ 39.019,17
	30% ⇐ 40.960,83
	35% ⇐ 42.621,80
	40% ⇐ 44.225,73
	45% ⇐ 45.653,41
	50% ⇐ 47.084,21
	55% ⇐ 48.579,39
	60% ⇐ 50.137,55
	65% ⇐ 51.706,20
	70% ⇐ 53.351,76
	75% ⇐ 55.202,67
	80% ⇐ 57.345,41
	85% ⇐ 59.326,47
	90% ⇐ 62.527,51
	95% ⇐ 66.852,05
	100% ⇐ 88.075,09

If Cash Flow Acumulado [€] is: **47.120,84** 50,1% of results are equal or lower
(Chg to do what ifs) 49,9% of results are greater



Aerogerador de 50 KW de potência



Cash Flow Acumulado [€]	freqüência	freqüência acumulada	freqüência acumulada
<=1.069,83	1 0,0%	<=1.069,83	1 0,0%
1.069,83 to 6.870,18	4 0,1%	<=6.870,18	5 0,1%
6.870,18 to 12.670,53	8 0,2%	<=12.670,53	13 0,3%
12.670,53 to 18.470,88	32 0,7%	<=18.470,88	45 1,0%
18.470,88 to 24.271,23	78 1,7%	<=24.271,23	123 2,7%
24.271,23 to 30.071,58	213 4,7%	<=30.071,58	336 7,5%
30.071,58 to 35.871,93	450 10,0%	<=35.871,93	786 17,5%
35.871,93 to 41.672,28	641 14,2%	<=41.672,28	1427 31,7%
41.672,28 to 47.472,63	877 19,5%	<=47.472,63	2304 51,2%
47.472,63 to 53.272,98	830 18,4%	<=53.272,98	3134 69,6%
53.272,98 to 59.073,33	667 14,8%	<=59.073,33	3801 84,5%
59.073,33 to 64.873,68	382 8,5%	<=64.873,68	4183 93,0%
64.873,68 to 70.674,03	203 4,5%	<=70.674,03	4386 97,5%
70.674,03 to 76.474,39	83 1,8%	<=76.474,39	4469 99,3%
76.474,39 to 82.274,74	26 0,6%	<=82.274,74	4495 99,9%
82.274,74 to 88.075,09	5 0,1%	<=88.075,09	4500 100,0%
>88.075,09	0 0,0%		

Bin Size 5.800,35
Number of bins 17

# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	46.410,75		11.688,79	
250	45.513,00	-1,9%	11.503,81	-1,6%
500	46.853,53	2,9%	11.666,21	1,4%
1000	46.905,28	0,1%	12.066,69	3,4%
2000	46.849,33	-0,1%	12.072,69	0,0%
4000	47.070,00	0,5%	11.910,92	-1,3%
4500	47.120,84	0,1%	11.973,89	0,5%

B. Aerogerador de 60 KW de potência

Aerogerador de 60 KW de potência

Valor Atual Líquido Financeiro - VALF [€]

Resultados

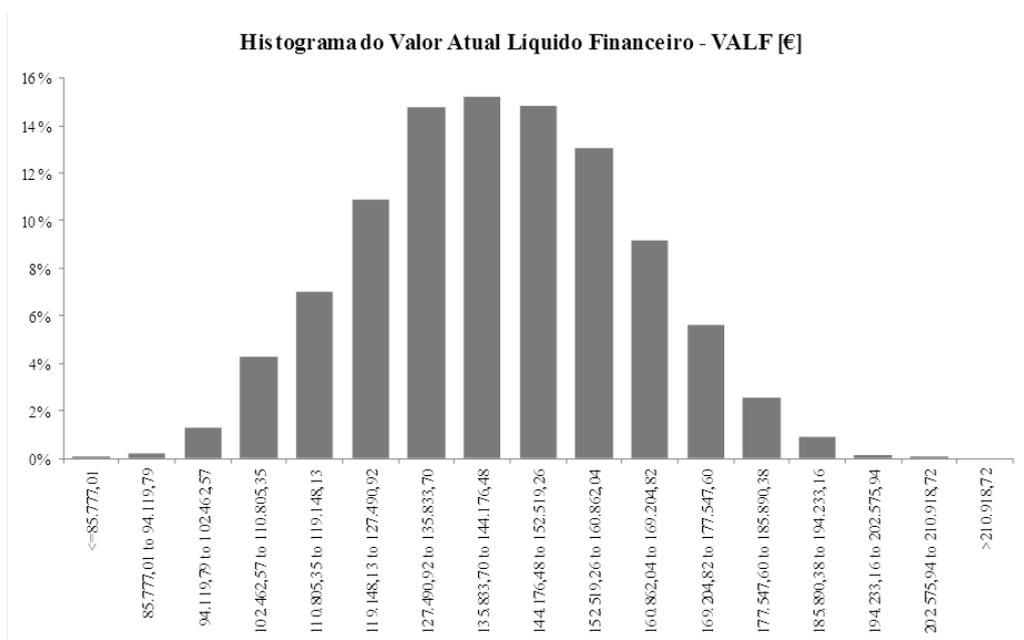
Valor mínimo	85.777,01	151.071,40 Valor base do estudo
Valor máximo	210.918,72	66,1% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	142.368,82	33,9% são superiores ao valor base
Desvio padrão	19.754,38	

Out of 4500 simulations
4500 had numeric values.
0 had error values.

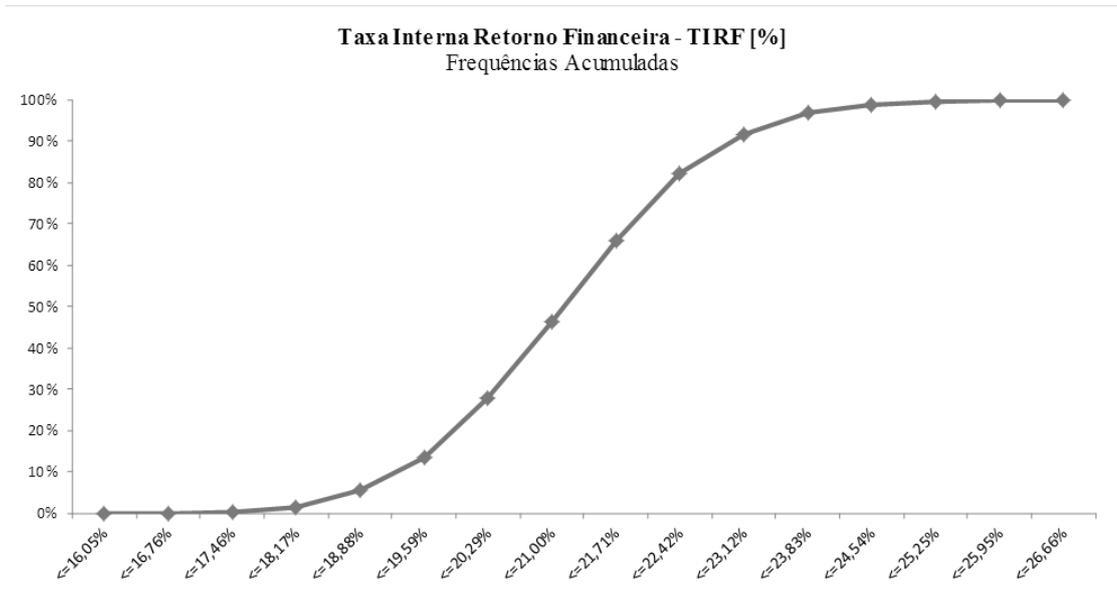
Of those with numeric values:

5% ≤	109.985,67
10% ≤	116.295,02
15% ≤	121.292,36
20% ≤	125.194,24
25% ≤	128.303,82
30% ≤	130.868,27
35% ≤	133.909,80
40% ≤	136.951,15
45% ≤	139.441,32
50% ≤	142.135,74
55% ≤	144.848,13
60% ≤	147.541,70
65% ≤	150.432,78
70% ≤	153.388,86
75% ≤	156.515,42
80% ≤	159.741,87
85% ≤	163.595,22
90% ≤	168.343,52
95% ≤	175.062,66
100% ≤	210.918,72

If Valor Atual Líquido Financeiro [€] is: **142.368,82** 50,2% of results are equal or lower
(Chg to do what ifs) 49,8% of results are greater



Aerogerador de 60 KW de potência

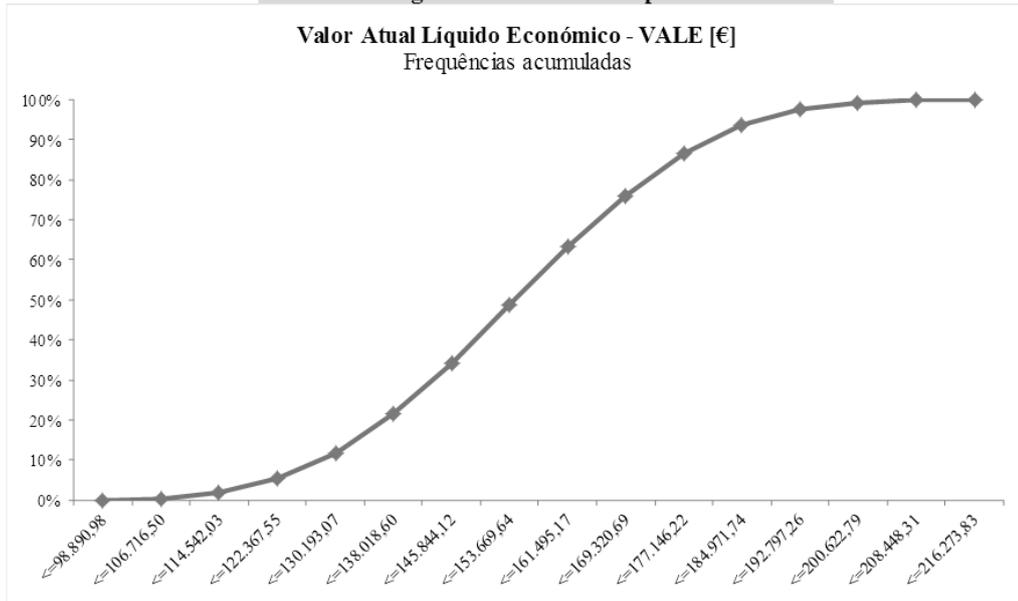


Taxa Interna Retorno Financeira [%]	freqüência	freqüência acumulada	freqüência acumulada
<=16,05%	1 0,0%	<=16,05%	1 0,0%
16,05% to 16,76%	2 0,0%	<=16,76%	3 0,1%
16,76% to 17,46%	15 0,3%	<=17,46%	18 0,4%
17,46% to 18,17%	52 1,2%	<=18,17%	70 1,6%
18,17% to 18,88%	175 3,9%	<=18,88%	245 5,4%
18,88% to 19,59%	359 8,0%	<=19,59%	604 13,4%
19,59% to 20,29%	656 14,6%	<=20,29%	1260 28,0%
20,29% to 21,00%	827 18,4%	<=21,00%	2087 46,4%
21,00% to 21,71%	882 19,6%	<=21,71%	2969 66,0%
21,71% to 22,42%	723 16,1%	<=22,42%	3692 82,0%
22,42% to 23,12%	438 9,7%	<=23,12%	4130 91,8%
23,12% to 23,83%	230 5,1%	<=23,83%	4360 96,9%
23,83% to 24,54%	90 2,0%	<=24,54%	4450 98,9%
24,54% to 25,25%	29 0,6%	<=25,25%	4479 99,5%
25,25% to 25,95%	17 0,4%	<=25,95%	4496 99,9%
25,95% to 26,66%	4 0,1%	<=26,66%	4500 100,0%
>26,66%	0 0,0%		

Bin Size 0,71%
Number of bins 17

# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	20,84%		1,45%	
250	21,07%	1,1%	1,51%	4,2%
500	21,05%	-0,1%	1,44%	-4,6%
1000	21,10%	0,2%	1,41%	-2,0%
2000	21,11%	0,1%	1,43%	0,9%
4000	21,13%	0,1%	1,42%	-0,8%
4500	21,14%	0,0%	1,42%	0,5%

Aerogerador de 60 KW de potência



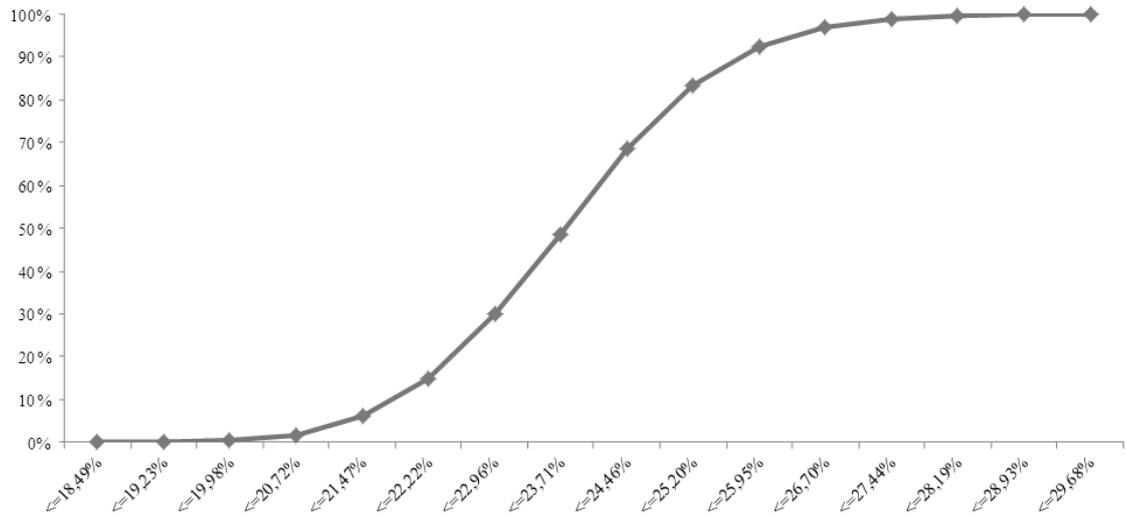
Valor Atual Líquido Econômico [€]	frequência	frequência acumulada	frequência acumulada
<=98.890,98	1	0,0%	<=98.890,98 4500 100,0%
98.890,98 to 106.716,50	16	0,4%	<=106.716,50 17 0,4%
106.716,50 to 114.542,03	62	1,4%	<=114.542,03 79 1,8%
114.542,03 to 122.367,55	161	3,6%	<=122.367,55 240 5,3%
122.367,55 to 130.193,07	287	6,4%	<=130.193,07 527 11,7%
130.193,07 to 138.018,60	439	9,8%	<=138.018,60 966 21,5%
138.018,60 to 145.844,12	567	12,6%	<=145.844,12 1533 34,1%
145.844,12 to 153.669,64	655	14,6%	<=153.669,64 2188 48,6%
153.669,64 to 161.495,17	656	14,6%	<=161.495,17 2844 63,2%
161.495,17 to 169.320,69	578	12,8%	<=169.320,69 3422 76,0%
169.320,69 to 177.146,22	467	10,4%	<=177.146,22 3889 86,4%
177.146,22 to 184.971,74	334	7,4%	<=184.971,74 4223 93,8%
184.971,74 to 192.797,26	172	3,8%	<=192.797,26 4395 97,7%
192.797,26 to 200.622,79	74	1,6%	<=200.622,79 4469 99,3%
200.622,79 to 208.448,31	25	0,6%	<=208.448,31 4494 99,9%
208.448,31 to 216.273,83	6	0,1%	<=216.273,83 4500 100,0%
>216.273,83	0	0,0%	

Bin Size 7.825,52
Number of bins 17

# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	154.113,46		21.253,19	
250	154.537,86	0,3%	20.299,06	-4,5%
500	153.577,52	-0,6%	20.128,84	-0,8%
1000	154.297,73	0,5%	20.254,11	0,6%
2000	153.986,75	-0,2%	20.222,27	-0,2%
4000	154.276,35	0,2%	19.860,94	-1,8%
4500	154.470,66	0,1%	19.799,52	-0,3%

Aerogerador de 60 KW de potência

Taxa Interna Retorno Económica - TIRE [%]
 Frequências acumuladas



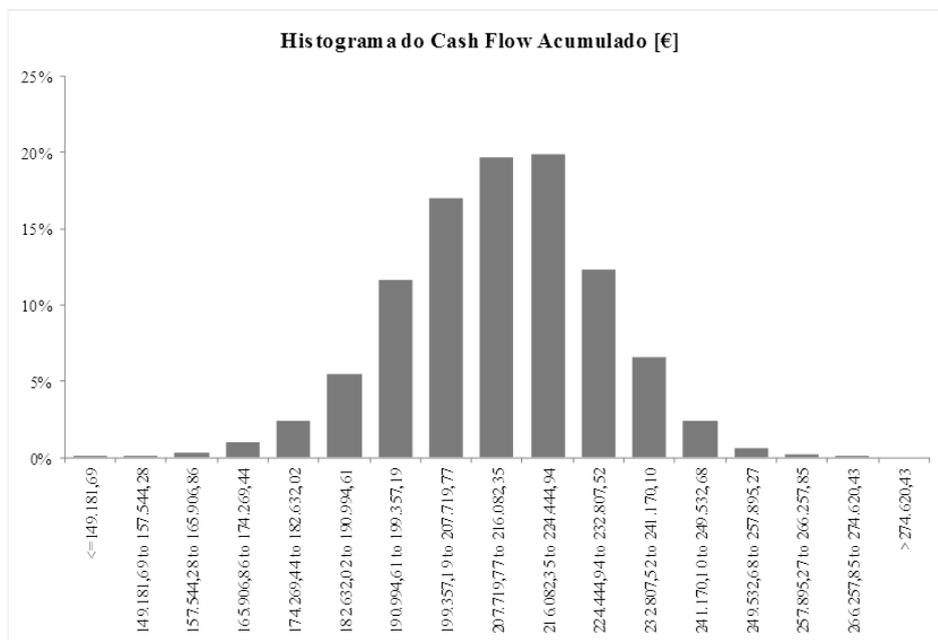
Taxa Interna Retorno Económica [%]	frequência	0,0%	frequência acumulada	0,0%	frequência acumulada
<=18,49%	1	0,0%	<=18,49%	1	0,0%
18,49% to 19,23%	2	0,0%	<=19,23%	3	0,1%
19,23% to 19,98%	15	0,3%	<=19,98%	18	0,4%
19,98% to 20,72%	63	1,4%	<=20,72%	81	1,8%
20,72% to 21,47%	193	4,3%	<=21,47%	274	6,1%
21,47% to 22,22%	403	9,0%	<=22,22%	677	15,0%
22,22% to 22,96%	673	15,0%	<=22,96%	1350	30,0%
22,96% to 23,71%	838	18,6%	<=23,71%	2188	48,6%
23,71% to 24,46%	895	19,9%	<=24,46%	3083	68,5%
24,46% to 25,20%	672	14,9%	<=25,20%	3755	83,4%
25,20% to 25,95%	406	9,0%	<=25,95%	4161	92,5%
25,95% to 26,70%	205	4,6%	<=26,70%	4366	97,0%
26,70% to 27,44%	86	1,9%	<=27,44%	4452	98,9%
27,44% to 28,19%	32	0,7%	<=28,19%	4484	99,6%
28,19% to 28,93%	12	0,3%	<=28,93%	4496	99,9%
28,93% to 29,68%	4	0,1%	<=29,68%	4500	100,0%
>29,68%	0	0,0%			

Bin Size 0,75%
 Number of bins 17

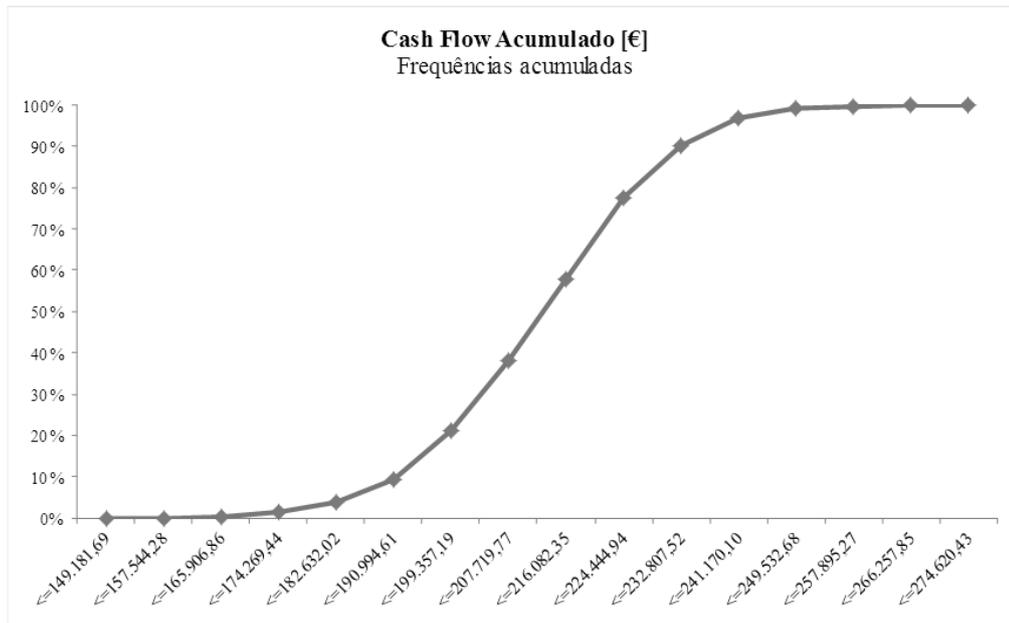
# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	23,46%		1,53%	
250	23,70%	1,0%	1,60%	4,6%
500	23,67%	-0,1%	1,53%	-4,5%
1000	23,73%	0,2%	1,50%	-2,0%
2000	23,74%	0,0%	1,51%	0,8%
4000	23,76%	0,1%	1,50%	-0,7%
4500	23,77%	0,0%	1,51%	0,5%

À semelhança do efetuado anteriormente, juntam-se os “outputs” relativos ao *cash flow líquido acumulado* e ao *custo nivelado de produção* de eletricidade.

Aerogerador de 60 KW de potência		
Cash Flow Acumulado - CNET_CASHF [€]		
Resultados		
Valor mínimo	149.181,69	218.318,46 Valor base do estudo
Valor máximo	274.620,43	63,2% são iguais ou inferiores ao valor base
Valor mais provável	212.361,05	36,8% são superiores ao valor base
Desvio padrão	16.299,74	
Out of 4500 simulations		Of those with numeric values:
4500 had numeric values.		5% ≤ 184.901,05
0 had error values.		10% ≤ 191.702,62
		15% ≤ 195.442,70
		20% ≤ 198.693,82
		25% ≤ 201.870,50
		30% ≤ 204.007,99
		35% ≤ 206.329,26
		40% ≤ 208.678,26
		45% ≤ 210.797,53
		50% ≤ 212.729,02
		55% ≤ 215.013,10
		60% ≤ 217.039,89
		65% ≤ 219.051,56
		70% ≤ 220.968,81
		75% ≤ 223.075,61
		80% ≤ 225.795,97
		85% ≤ 229.024,39
		90% ≤ 232.594,52
		95% ≤ 238.579,72
		100% ≤ 274.620,43
If Cash Flow Acumulado [€] is: 212.361,05		49,1% of results are equal or lower
(Chg to do what ifs)		50,9% of results are greater



Aerogerador de 60 KW de potência



Cash Flow Acumulado [€]	frequência		frequência acumulada		frequência acumulada
<=149.181,69	1	0,0%	<=149.181,69	1	0,0%
149.181,69 to 157.544,28	1	0,0%	<=157.544,28	2	0,0%
157.544,28 to 165.906,86	13	0,3%	<=165.906,86	15	0,3%
165.906,86 to 174.269,44	48	1,1%	<=174.269,44	63	1,4%
174.269,44 to 182.632,02	111	2,5%	<=182.632,02	174	3,9%
182.632,02 to 190.994,61	248	5,5%	<=190.994,61	422	9,4%
190.994,61 to 199.357,19	526	11,7%	<=199.357,19	948	21,1%
199.357,19 to 207.719,77	764	17,0%	<=207.719,77	1712	38,0%
207.719,77 to 216.082,35	887	19,7%	<=216.082,35	2599	57,8%
216.082,35 to 224.444,94	897	19,9%	<=224.444,94	3496	77,7%
224.444,94 to 232.807,52	557	12,4%	<=232.807,52	4053	90,1%
232.807,52 to 241.170,10	295	6,6%	<=241.170,10	4348	96,6%
241.170,10 to 249.532,68	109	2,4%	<=249.532,68	4457	99,0%
249.532,68 to 257.895,27	29	0,6%	<=257.895,27	4486	99,7%
257.895,27 to 266.257,85	10	0,2%	<=266.257,85	4496	99,9%
266.257,85 to 274.620,43	4	0,1%	<=274.620,43	4500	100,0%
>274.620,43	0	0,0%			

Bin Size 8.362,58
 Number of bins 17

# of Sims	Avg Value	% Chg	Std Dev.	% Chg
125	209.187,75		17.986,80	
250	211.209,01	1,0%	17.594,57	-2,2%
500	211.423,40	0,1%	16.889,99	-4,0%
1000	212.256,82	0,4%	16.212,55	-4,0%
2000	212.179,41	0,0%	16.501,37	1,8%
4000	212.339,45	0,1%	16.261,62	-1,5%
4500	212.361,05	0,0%	16.299,74	0,2%

Aerogerador de 60 KW de potência
Custo Nivelado de Produção - LCOE [€/MWh]

Resultados

Valor mínimo	45,1	54,1 Valor <i>base</i> do estudo
Valor máximo	68,1	41,1% são iguais ou inferiores ao valor <i>base</i>
Valor mais provável	55,1	58,9% são superiores ao valor <i>base</i>
Desvio padrão	3,7	

Out of 4500 simulations
 4500 had numeric values.
 0 had error values.

Of those with numeric values:

5% ≤	49,4
10% ≤	50,4
15% ≤	51,2
20% ≤	51,8
25% ≤	52,3
30% ≤	52,9
35% ≤	53,4
40% ≤	54,0
45% ≤	54,5
50% ≤	54,9
55% ≤	55,4
60% ≤	55,9
65% ≤	56,4
70% ≤	57,0
75% ≤	57,6
80% ≤	58,3
85% ≤	59,1
90% ≤	60,1
95% ≤	61,5
100% ≤	68,1

If Custo Nivelado de Produção [€/MWh] is: 55,1 51,8% of results are equal or lower
 (Chg to do what ifs) 48,2% of results are greater

Histograma do Custo Nivelado de Produção - LCOE [€/MWh]

