



## LCA4Power: Desenvolvimento de uma Ferramenta em MS Excel™ para Avaliação do Impacte Ambiental da Produção de 1 kWhel Proveniente de Fontes Renováveis

MARTA FILIPA VIEIRA SIMARIA

Outubro de 2016

*LCA4Power*: Desenvolvimento de uma Ferramenta em  
*MS Excel<sup>TM</sup>* para Avaliação do Impacte Ambiental da  
Produção de 1 kWh<sub>el</sub> Proveniente de Fontes  
Renováveis

Marta Filipa Vieira Simaria

Dissertação submetida para a obtenção do grau de  
Mestre em Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica

outubro de 2016



Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do  
Mestrado em Energias Sustentáveis

Candidato: Marta Filipa Vieira Simaria, N.º 1111500, 1111500@isep.ipp.pt

Empresa: INEGI – Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia  
Industrial



Orientação Científica: Doutora Nídia Sá Caetano, nsc@isep.ipp.pt

Coorientação Científica: Doutor António Augusto Areosa Martins, amartins@fe.up.pt

Supervisão: Mestre Daniela Tavares Silva, dsilva@inegi.up.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis  
Departamento de Engenharia Mecânica



outubro de 2016



*“The only way to discover the limits of the possible is to venture a little beyond them, to the impossible.” — Arthur C. Clarke*



## *Agradecimentos*

A concretização desta dissertação revela-se como o finalizar de um ciclo, o culminar de uma jornada de cinco anos na qual fui acompanhada por pessoas espetaculares que me ajudaram a crescer e me incentivaram sempre a concretizar os meus sonhos.

Em primeiro lugar, um agradecimento à minha orientadora, Doutora Nídia Sá Caetano, e ao meu coorientador, Doutor António Martins, pela oportunidade, pela partilha de conhecimentos e pelo acompanhamento permanente que disponibilizaram ao longo deste percurso.

À minha supervisora do INEGI, Daniela Silva, obrigada pela permanente disponibilidade, companheirismo e por todas as palavras ditas no momento certo.

Agradeço também ao INEGI e colaboradores da empresa, pelo espaço disponibilizado no qual foi possível a execução deste trabalho e pela simpatia com que fui recebida.

Às minhas melhores amigas de infância e aos meus amigos do ISEP, obrigada pela amizade e camaradagem.

À minha família, principalmente aos meus pais, um gigante obrigada por tudo. Por todo o esforço, por toda a dedicação, por serem as maravilhosas pessoas que são e por terem permitido que tudo isto fosse concretizável.

Um agradecimento muito carinhoso à minha irmã, que sempre me motivou e acreditou em mim, que me acalmou nos momentos mais difíceis e celebrou comigo todas as minhas conquistas.

Por último, mas nunca menos importante, um agradecimento muito especial a uma pessoa igualmente especial, o meu namorado, Joaquim, o meu maior apoio. Obrigada por toda a compreensão, companheirismo, carinho, apoio incondicional e paciência. Obrigada ainda pelos momentos de partilha que tornaram toda a concretização deste percurso um pouco mais fácil.



## *Resumo*

A aplicação da metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) permitiu cumprir o objetivo principal deste trabalho: a avaliação do impacto ambiental da produção de 1 kWh de energia elétrica, em Portugal continental, considerando apenas fontes renováveis. Foram analisadas duas distintas fontes endógenas: a energia eólica e a grande hídrica, justificando-se esta escolha pela elevada representatividade percentual de ambas no *mix* energético nacional nos últimos cinco anos.

Os indicadores ambientais considerados para o estudo, refletem os aspectos mais relevantes associados a sistemas de produção de energia. Assim, foi selecionado o indicador Potencial de Alterações Climáticas (no qual estão incluídas as emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa), e mais quatro indicadores considerados relevantes: Potencial de Depleção da Camada de Ozono; Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico; Potencial de Acidificação e Potencial de Eutrofização. Foi desenvolvida uma ferramenta em *MS Excel<sup>TM</sup>*, a *LCA4Power*, usada para calcular os valores finais dos indicadores por tecnologia. Este cálculo considera a percentagem no *mix* energético nacional que as mesmas representam, tendo como base os valores de fatores de emissão adquiridos, por fase de ciclo de vida, em estudos e/ou relatórios disponíveis na literatura. A obtenção dos valores finais dos indicadores permitiu concluir que, tanto para a grande hídrica como para a eólica, a fase que é mais representativa em termos de impactos ambientais é a etapa de manufatura dos componentes, seguida da etapa de construção das centrais, sendo que durante a operação das mesmas os valores de emissões são quase nulos. Foi ainda possível concluir que, nos anos de 2011 e 2012, se obtiveram os valores mais reduzidos para todos os indicadores, consequência da baixa contribuição das fontes grande hídrica e eólica para o *mix* energético neste período. Por outro lado, o ano de 2014 traduziu-se num período com os valores mais elevados para os cinco indicadores estudados.

### ***Palavras-Chave***

Avaliação de Ciclo de Vida, Energia Eólica, Energia Hídrica, Energias Renováveis, Impactes, Indicadores



## *Abstract*

The application of Life Cycle Assessment (LCA) methodology allowed to achieve the goal of this dissertation: the environmental evaluation of the generation of 1 kWh of electricity in Portugal mainland from renewable energy sources. Two major types of energy sources were considered: windpower and hydropower. They were selected because both represent a very significant share of the Portuguese energetic mix for the last five years, most of the time above 50%.

The environmental indicators selected in this study reflect the most relevant aspects associated with energy production systems. In this study, the following were selected: Climate Change Potential (also called Global Warming Potential) in which are included the emissions that contribute to warming effect; Ozone Layer Depletion; Photochemical Ozone Creation Potential; Acidification Potential and Eutrophication Potential. It was developed a *MS Excel<sup>TM</sup>* tool, *LCA4Power*, to estimate, for each technology, the values of the environmental indicators. In order to calculate their values, it is considered the share of each technology present in the energy mix, as well as the emission factors collected by stage of life cycle, in reports and other studies available in open literature. The obtained final values of each indicator allowed to conclude that the life cycle phase which is more significant in terms of environmental impacts, both in hydropower and windpower, is the manufacturing phase, followed by the construction step. During the operation of the units, when the energy production happens, the emission values are almost zero. It was also possible to conclude that in 2011 and 2012 the lowest values were obtained for all the indicators, in consequence of the low contribution of hydropower during that period in Portugal mainland, due to favourable climatic conditions. On the other hand, 2014 proved to be a period when all the five indicators under study showed the highest values.

## *Keywords*

Hydropower, Impacts, Indicators, Life Cycle Assessment, Renewable Energy, Wind Power



## *Declaração*

Marta Filipa Vieira Simaria declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas, com identificação da fonte.

*28 de outubro de 2016*

*Marta Filipa Vieira Simaria*

*Marta Filipa Vieira Simaria*



# Índice

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	3
1.2. OBJETIVOS	6
1.3. CALENDARIZAÇÃO	7
1.4. ESTRUTURAÇÃO E ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	9
<b>2. ESTADO DA ARTE</b>	<b>11</b>
2.1. PANORAMA ENERGÉTICO A NÍVEL MUNDIAL	11
2.2. INCENTIVOS PARA A PRODUÇÃO DE “ENERGIA LIMPA”	14
2.2.1. <i>Certificados Verdes</i>	15
2.2.2. <i>Tarifas Feed-in</i>	16
2.3. AVALIAÇÃO DE CICLO DE VIDA	18
2.4. REVISÃO DA LITERATURA	19
<b>3. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL</b>	<b>29</b>
3.1. ENERGIA EM PORTUGAL	29
3.1.1. <i>Emissões</i>	31
3.1.2. <i>Mix energético nacional</i>	33
3.1.3. <i>Centros electroprodutores</i>	40
3.1.3.1. Energia Hídrica	40
3.1.3.2. Energia Eólica	41
3.1.3.3. Complementaridade Hídrica-Eólica	43
3.1.4. <i>Perspetivas de Futuro</i>	44
3.1.5. <i>Distribuição Geográfica</i>	44
3.2. ENERGIA HÍDRICA	45
3.2.1. <i>Princípios de funcionamento</i>	46
3.2.2. <i>Impactes associados aos aproveitamentos hidroelétricos</i>	49
3.3. ENERGIA EÓLICA	52
3.3.1. <i>Princípio de funcionamento</i>	54
3.3.2. <i>Impactes associados à geração de energia eólica</i>	57
<b>4. DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA DE CÁLCULO</b>	<b>61</b>
4.1. ESPECIFICAÇÕES DA AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA	61
4.2. DETERMINAÇÃO DOS INDICADORES	62
4.2.1. <i>Potencial de Alterações Climáticas (GW)</i>	63
4.2.2. <i>Potencial de Acidificação (AC)</i>	63
4.2.3. <i>Potencial de Eutrofização (ET)</i>	64
4.2.4. <i>Potencial de Criação do Ozono Fotoquímico (PO)</i>	64

4.2.5.	<i>Depleção da Camada de Ozono (OD)</i> .....	64
4.3.	RECOLHA DE DADOS .....	65
4.4.	ESCOLHA DO <i>SOFTWARE</i> .....	66
4.5.	ESTRUTURAÇÃO DA FERRAMENTA .....	66
4.6.	RESULTADOS OBTIDOS .....	73
4.7.	CASOS PRÁTICOS.....	75
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO .....</b>	<b>81</b>
5.1.	CONCLUSÕES.....	81
5.2.	TRABALHOS FUTUROS.....	82
<b>ANEXO A</b>	<b>GUIA DO UTILIZADOR .....</b>	<b>93</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Consumo de energia de fontes renováveis em Portugal até 2020 – evolução e previsão (European Commission, 2013).....	4
Figura 2. Etapas da Avaliação do Ciclo de Vida (Solidworks Sustainability, 2009) .....	6
Figura 3. Calendarização inicialmente proposta para o plano de trabalhos desta dissertação .....	7
Figura 4. Calendarização cumprida no desenvolvimento do projeto.....	8
Figura 5. Perspetiva de evolução do crescimento da população até 2050 (PRB, 2009).....	12
Figura 6. Evolução do consumo de energia a nível mundial no período 1989-2014 (BP, 2015)	12
Figura 7. Evolução média do peso das FER na produção total por país da União Europeia entre 2014 e 2030 (APREN, 2014) .....	14
Figura 8. Modelo de produção de E-FER, através do incentivo com Certificado Verde (Matos <i>et al.</i> , 2005) .....	16
Figura 9. Evolução das tarifas <i>feed-in</i> em Portugal ao longo dos anos, de acordo com a maturação das tecnologias (Costa, 2012).....	17
Figura 10. Componentes fundamentais para a aplicação da metodologia ACV (adaptado de Curran, 2006) .....	19
Figura 11. Evolução da capacidade instalada (MW) das diversas tecnologias em Portugal (adaptado de Garcia <i>et al.</i> , 2014) .....	20
Figura 12. Perspetiva de evolução da produção europeia e mundial de energia eólica (Martínez <i>et al.</i> , 2009) .....	22
Figura 13. Modelo ACV para uma turbina eólica (adaptado de Martínez <i>et al.</i> , 2009) .....	23
Figura 14. Comparação entre as diferentes metodologias de ACV (Pehnt, 2006) .....	28
Figura 15. Produção de eletricidade em Portugal continental por fonte (valores acumulados de janeiro a fevereiro de 2016) (adaptado de APREN, 2016a).....	30
Figura 16. Emissões dos principais GEE por sector, no ano 2013 (Fernandes <i>et al.</i> , 2015) .....	32
Figura 17. Evolução dos valores de emissões indiretas de GEE, no período de 1990-2013 (Fernandes <i>et al.</i> , 2015).....	33
Figura 18. Evolução da produção de eletricidade por fonte (APREN, 2015c).....	34
Figura 19. Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental, no ano de 2015 (APREN, 2015a).....	35
Figura 20. Comparação da evolução da produção de eletricidade por fonte, em Portugal Continental, nos anos de 2014 e 2015 (APREN, 2016a) .....	35
Figura 21. Variação da produção de eletricidade, entre 2012-2014, em função da sua origem (adaptado de Costa, 2014).....	36
Figura 22. Peso das diferentes fontes de produção de electricidade em Portugal Continental no ano de 2011 (adaptado de Costa, 2014) .....	37

Figura 23.	Evolução da produção de eletricidade no período de 2013-2015 (APREN, 2015a)	38
Figura 24.	Representatividade das energias renováveis no <i>mix</i> energético nacional, no período 2011-2015 (adaptado de (adaptado de APREN, 2015a, 2015b, 2015c).....	38
Figura 25.	Fração das diferentes fontes de energia no <i>mix</i> energético nacional, no período 2000-2012 (Costa, 2014) .....	39
Figura 26.	Evolução da potência renovável instalada em Portugal entre 2000-2013 (Costa, 2014)	39
Figura 27.	Complementaridade hídrica-eólica para aproveitamento de energia produzida (EDP, 2016a)	43
Figura 28.	Evolução estimada da potência instalada por FER em Portugal (MW) (APREN, 2014)	44
Figura 29.	Distribuição da potência instalada de FER em Portugal continental em 2013 (MW) (adaptado de APREN, 2014) .....	45
Figura 30.	Esquema de uma barragem hidroelétrica (Portal Energia, 2009) .....	46
Figura 31.	Esquema transversal de uma barragem (Portal Energia, 2009).....	47
Figura 32.	Classificação dos principais tipos de barragens existentes (adaptado de Types of Dams, 2015a, 2015b).....	48
Figura 33.	Diferentes tipos de barragens com respetiva visualização lateral e aérea (adaptado de Types Of Dams, 2015a).....	49
Figura 34.	Diferentes etapas presentes no ciclo de vida de uma central eólica (adaptado de Siemens, 2016) .....	53
Figura 35.	Principais componentes de uma turbina eólica (adaptado de Ghenai, 2012) .....	56
Figura 36.	Esquema representativo do funcionamento de uma central eólica (adaptado de Siemens, 2016) .....	57
Figura 37.	Contribuição das diferentes fases do ciclo de vida para as diversas emissões (Wind Energy, 2009) .....	58
Figura 38.	Principais vantagens e inconvenientes associados à produção de energia elétrica através da energia eólica (adaptado de Portal Energia, 2015; Wind Energy, 2009) .....	59
Figura 39.	Principais características do estudo efetuado .....	62
Figura 40.	Tecnologias consideradas na construção da ferramenta <i>LCA4Power</i> .....	67
Figura 41.	Tabela com valores de factores de emissão por fase, para a fonte renovável eólica	67
Figura 42.	Etapas consideradas para as tecnologias de energia eólica e grande hídrica, com mensagem de notificação de erro aquando a seleção da etapa “Exploração de matérias-primas”	68
Figura 43.	Cálculo final dos indicadores com base nas percentagens do mix energético.....	69
Figura 44.	Cálculo dos valores máximo e médio de cada indicador, para o período de estudo definido (2011-2015).....	69
Figura 45.	Comparação do peso dos diferentes indicadores para cada tecnologia .....	70
Figura 46.	Registo de informação na introdução de novos dados .....	70

Figura 47.	Exemplo de obtenção dos valores médio e máximo dos cinco indicadores no ciclo de vida da tecnologia grande hídrica.....	72
Figura 48.	Exemplo de obtenção dos valores médio e máximo dos diversos indicadores, com base no <i>mix</i> energético definido .....	72
Figura 49.	Exemplificação da metodologia aplicada no cálculo final dos indicadores (os indicadores AC, PO, OD e ET estão apresentados em mg Composto <sub>,eq.</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ; o indicador GW apresenta-se em g CO <sub>2,eq.</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ) .....	74
Figura 50.	Variação dos indicadores AC, PO, OD e ET (em mg Composto <sub>,eq.</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ) e do indicador GW (em g CO <sub>2,eq.</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ) entre 2011 e 2015 .....	75
Figura 51.	Indicadores obtidos considerando uma produção de 100% proveniente da fonte grande hídrica.....	76
Figura 52.	Indicadores obtidos na consideração de 100% da produção oriunda de energia eólica	77
Figura 53.	Valores de indicadores obtidos considerando a produção de eletricidade com representatividade de 50% de energia eólica e 50% de energia hídrica.....	77
Figura 54.	Variação dos indicadores AC, PO, OD, ET e GW considerando diversas representatividades das tecnologias grande hídrica e eólica .....	79



## Índice de Tabelas

Tabela 1.	Energia renovável mundial, cenário até 2040 (adaptado de Panwar <i>et al.</i> , 2011).....	2
Tabela 2.	Evolução percentual da representatividade de cada energia endógena no período 2011-2015, em Portugal continental (adaptado de APREN, 2015a, 2015b, 2015c) .....	5
Tabela 3.	Indicadores definidos na Avaliação do Ciclo de Vida de 1 kWh de energia elétrica produzida na Turquia (Atilgan & Azapagic, 2016).....	24
Tabela 4.	Comparação entre emissões do ciclo de vida entre sistemas de produção de energia convencionais e renováveis (Varun <i>et al.</i> , 2009) .....	26
Tabela 5.	Centrais hidroelétricas (grande hídrica) existentes em Portugal continental e sua localização (adaptado de e2p, 2014) .....	41
Tabela 6.	Centrais eólicas existentes em Portugal continental, com uma potência instalada superior a 100 MW e sua localização (adaptado de e2p, 2014) .....	42
Tabela 7.	Principais vantagens e inconvenientes associadas à produção de energia elétrica em barragens ( adaptado de USDOE, 2006) .....	52
Tabela 8.	Principais etapas do ciclo de vida considerado (adaptado de Siemens, 2016).....	54
Tabela 9.	Vantagens e desvantagens de turbinas de eixo horizontal e eixo vertical (Ghenai, 2012)	55
Tabela 10.	Características dos diferentes indicadores.....	65
Tabela 11.	Descrição das equações utilizadas na determinação dos valores para cada indicador	71
Tabela 12.	<i>Mix</i> energético renovável em Portugal continental, entre 2011-2015 (APREN, 2015a, 2015b, 2015c).....	73
Tabela 13.	Variação dos valores dos indicadores para as diferentes considerações de <i>mix</i> energético (a negrito e sublinhado encontram-se os valores mais reduzidos; a vermelho e negrito encontram-se os valores mais elevados) .....	78
Tabela 14.	Valores finais dos indicadores para o período de 2011-2015.....	82



# *Nomenclatura*

## **Abreviaturas**

AC	–	Potencial de Acidificação
ACV	–	Avaliação do Ciclo de Vida
AD	–	Depleção Abiótica
APA	–	Agência Portuguesa do Ambiente
APREN	–	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
COVNM	–	Composto Orgânico Volátil exceto Metano
E-FER	–	Energia proveniente de Fontes de Energia Renovável
ET	–	Potencial de Eutrofização
FER	–	Fontes de Energia Renovável
FPC	–	Fundo Português de Carbono
GEE	–	Gases com Efeito de Estufa
GWP	–	Potencial de Aquecimento Global ( <i>Global Warming Potential</i> )
HFC	–	Hidrofluorcarboneto
I&D	–	Investigação & Desenvolvimento
IPCC	–	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPMA	–	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
ISO	–	<i>International Organization for Standardization</i>
LULUCF	–	<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>
ODP	–	Potencial de Depleção da Camada de Ozono ( <i>Ozone Depletion Potential</i> )
PFC	–	Perfluorcarboneto
PIB	–	Produto Interno Bruto
PNAER	–	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

- PO – Potencial Fotoquímico
- PRE – Produção em Regime Especial
- UE – União Europeia
- UV-B – Radiação ultravioleta-B
- VBA – *Visual Basic for Applications*

## Operadores

- $\bar{I}_{ACV,ft}$  – Valor médio do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ACV,t}$  – Valor médio do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ME}$  – Valor médio do indicador  $I$  no mix energético
- $I_{ACV,ft}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $I_{ACV,t}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $I_{ME}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  no mix energético

# 1. Introdução

A Revolução Industrial revelou-se como o ponto de transformação de todo o sistema tecnológico, social e económico existente até ao início dos finais do século XVIII. Todavia, e apesar dos benefícios que esse período trouxe ao mundo ocidental, durante os dois séculos que se seguiram, devido às emissões de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso lançadas para a atmosfera, as suas concentrações atingiram níveis sem precedentes nos últimos 800 000 anos. Atualmente, existe um consenso alargado que a sua elevada concentração na atmosfera (em grande medida originada pela queima de combustíveis fósseis) é a causa dominante para o aquecimento global, que se faz sentir desde meados do século XX (IPCC, 2014).

Essa excessiva utilização dos combustíveis fósseis não só contribui para contaminar e degradar o meio ambiente, como também deixou toda a sociedade ocidental de tal forma dependente de fontes de energia não renovável, que, na sua ausência, se desmoronaria (Dincer, 2000). Esta dependência, associada ao expectável acentuado crescimento populacional (que se prevê atingir os 9 725 milhões até 2050 (United Nations, 2015)) e ao célere avanço tecnológico das últimas décadas, torna premente que os objetivos das atuais políticas sejam orientados no sentido de potenciar a autonomia energética face ao exterior e de promover a utilização de fontes de energia renovável.

De modo a que todas as necessidades neste sector fossem satisfeitas, e tendo em mente as limitações que dizem respeito à produção de energia através de fontes não renováveis, foram desenvolvidas novas tecnologias que permitem a produção de energia elétrica recorrendo a fontes renováveis, tidas como primárias, endógenas e limpas ou inesgotáveis (Panwar *et al.*, 2011), e recursos naturais próprios, em particular o sol, a água e o vento. Globalmente estas fontes suprem já 14% das necessidades energéticas; sendo que 20% da eletricidade mundialmente produzida tem origem em centrais hídricas de grande escala (Tabela 1).

**Tabela 1. Energia renovável mundial, cenário até 2040 (adaptado de Panwar *et al.*, 2011)**

	2001		2010		2020		2030		2040	
	Unid.	%	Unid.	%	Unid.	%	Unid.	%	Unid.	%
Consumo total (Mtep*)	10 038		10 549		11 425		12 352		13 310	
Biomassa	1 080	<b>93</b>	1 313	<b>75</b>	1 791	<b>66</b>	2 483	<b>58</b>	3 271	<b>52</b>
Grande hídrica	22,7	<b>2</b>	266	<b>15</b>	309	<b>11</b>	341	<b>8</b>	358	<b>6</b>
Geotérmica	43,2	<b>4</b>	86	<b>5</b>	186	<b>7</b>	333	<b>8</b>	493	<b>8</b>
Mini-hídrica	9,5	<b>1</b>	19	<b>1</b>	49	<b>2</b>	106	<b>2</b>	189	<b>3</b>
Eólica	4,7	<b>0</b>	44	<b>3</b>	266	<b>10</b>	542	<b>13</b>	688	<b>11</b>
Solar térmica	4,1	<b>0</b>	15	<b>1</b>	66	<b>2</b>	244	<b>6</b>	480	<b>8</b>
Fotovoltaica	0,1	<b>0</b>	2	<b>0</b>	24	<b>1</b>	221	<b>5</b>	784	<b>12</b>
Eletricidade solar térmica	0,1	<b>0</b>	0,4	<b>0</b>	3	<b>0</b>	16	<b>0</b>	68	<b>1</b>
Marés, Ondas e Oceanos	0,05	<b>0</b>	0,1	<b>0</b>	0,4	<b>0</b>	3	<b>0</b>	20	<b>0</b>
TOTAL FER** (Mtep*)	1 164,4		1 745,5		2 694,4		4 289		6 351	
Contribuição FER**	<b>11,7%</b>		<b>16,5%</b>		<b>24%</b>		<b>24,7%</b>		<b>47,7%</b>	

\*Tep – tonelada equivalente de petróleo

\*\*FER – Fontes de Energia Renovável

Seguindo as tendências mundiais, em Portugal a utilização da água como força motriz para a produção de eletricidade surge no final do século XIX, tendo esse aproveitamento crescido ao longo do século seguinte (Madureira & Baptista, 2002). Desde então a aposta noutras fontes renováveis, com especial destaque para a energia eólica no final do século XX e princípios do século XXI, e no impulsionar da eficiência energética em vários setores, têm contribuído para que o país tenha baixado a sua dependência energética para níveis inferiores a 80% (DGEG, 2016).

## 1.1. Contextualização

Devido ao aumento da pressão sentida, no que à preocupação ambiental e económica diz respeito, no ano de 2010 foi publicada a Diretiva EU20/20/20 que traduz a estratégia da União Europeia (UE) para se tornar uma economia mais inteligente, em particular: maior investimento na educação e investigação; aposta no desenvolvimento sustentável, com consequente redução das emissões de carbono para a atmosfera; e aposta na criação de mais postos de trabalho, de forma a reduzir os níveis de pobreza social e a criar uma sociedade mais inclusiva.

Os objetivos propostos a cada Estado-Membro são ambiciosos, mais ainda do que os propostos no Protocolo de Quioto, e visam, não só promover a economia da União Europeia, bem como combater o aumento das alterações climáticas, que se têm verificado ao longo dos últimos anos.

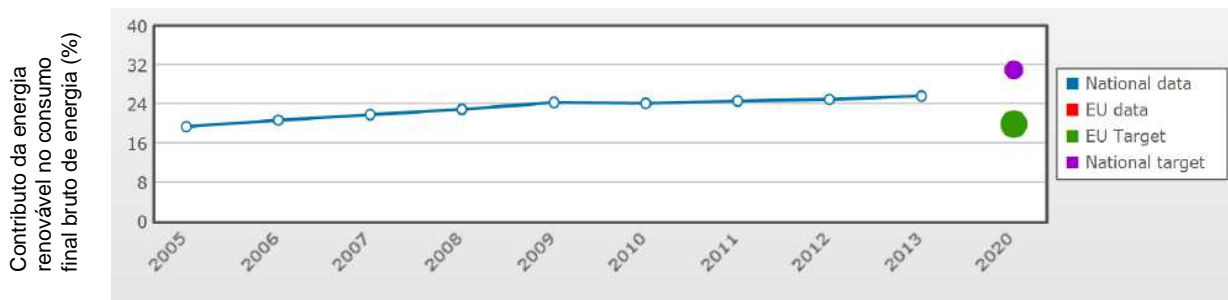
Os objetivos propostos por esta diretiva são referentes a cinco principais temáticas: emprego, investigação & desenvolvimento, educação, combate à pobreza e exclusão social e mudanças climáticas e sustentabilidade (Comissão Europeia, 2011).

Fazendo um especial destaque a este último objetivo relacionado com a sustentabilidade, a UE estabeleceu os seguintes objetivos a atingir até ao ano de 2020:

- Redução de, pelo menos, 20% (comparativamente a 1990) da emissão de gases com efeito de estufa;
- Proveniência de, pelo menos, 20% da energia consumida de fontes renováveis;
- Aumento de 20% na eficiência energética.

No que a cada país individualmente diz respeito, esta diretiva tem definido objetivos específicos conforme a sua classificação económica, social e ambiental.

No caso de Portugal foram definidas metas próprias, tomando em conta as especificidades nacionais, que visam o cumprimento dos objetivos até à data estipulada. Estas metas revelam-se muito ambiciosas comparativamente aos objetivos propostos pela União Europeia. Na Figura 1 encontra-se representado o objetivo português, definido para 2020, de 31% do consumo total de energia ser proveniente de fontes renováveis, muito acima dos 20% propostos pela UE.



**Figura 1. Consumo de energia de fontes renováveis em Portugal até 2020 – evolução e previsão (European Commission, 2013)**

Com o prazo de 2020 a aproximar-se, e tomando em consideração a aplicação da estratégia definida na Diretiva EU20/20/20, a Comissão Europeia definiu uma nova estratégia energética para 2030 com novos objetivos mais ambiciosos. As novas metas têm como objetivo ajudar a UE a atingir um nível mais seguro, competitivo e sustentável no sistema energético, ao encontro das metas a longo prazo, definidas para 2050, no que diz respeito à redução dos Gases com Efeito de Estufa (GEE).

Esta estratégia aposta no investimento em novos sistemas de rede energética e tecnologias com baixa emissão de carbono. O custo da alteração do sistema energético não difere substancialmente do valor monetário que eventualmente tem sido e será usado na manutenção e reparação do nosso sistema atual (Comissão Europeia, 2014).

De forma a atingir os objetivos estratégicos referidos, as metas propostas para 2030 são:

- Redução de, pelo menos, 40% na emissão de gases com efeito de estufa, comparativamente aos valores registados em 1990;
- Proveniência de, pelo menos, 27% da energia consumida de fontes renováveis;
- Aumento de 27% na eficiência energética, comparativamente ao cenário atual.

Em Portugal, a energia produzida recorrendo a fontes renováveis tem vindo a adotar um papel preponderante no que ao *mix* energético<sup>a</sup> diz respeito. Isto deve-se maioritariamente ao investimento efetuado na instalação de parques eólicos e centrais hídricas um pouco por todo o país.

<sup>a</sup> *mix* energético – corresponde à distribuição percentual das fontes de energia primária na produção da energia elétrica da rede nacional. Este valor é variável anualmente, nomeadamente, em função da hidraulicidade. (FONTE: RCCTE – DL 80/2006)

Com boas condições meteorológicas num mundo cada vez mais competitivo a nível da produção de energia, importa a Portugal apostar numa correta gestão dos recursos endógenos, tendo em vista a redução dos consumos energéticos e a dependência energética total.

Analisando genericamente o peso correspondente de todas as fontes de energia no *mix* total energético nos últimos 5 anos, observa-se um incremento gradual que permite afirmar que a maior parcela de energia elétrica produzida atualmente em Portugal continental provém de fontes endógenas. Com maior representatividade surgem a grande hídrica e a eólica, que juntas perfazem quase a totalidade da energia elétrica produzida por via de energias renováveis. As restantes fontes de energia renovável; solar, biomassa e pequena hídrica; representam uma percentagem inferior a 10% do *mix* energético (Tabela 2).

**Tabela 2. Evolução percentual da representatividade de cada energia endógena no período 2011-2015, em Portugal continental (adaptado de APREN, 2015a, 2015b, 2015c)**

	2011	2012	2013	2014	2015
Grande Hídrica (%)	21,0	11,0	26,0	29,4	17,5
Eólica (%)	25,0	20,0	23,0	23,7	22,5
Solar (%)		1,0	1,0	1,2	1,5
Biomassa (%)		5,0	5,0	5,4	5,1
Pequena Hídrica (%)		1,0	3,0	3,0	1,6
<b>Total renovável (%)</b>	46,0	38,0	58,0	62,7	48,2

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV, em inglês *Life Cycle Analysis* ou *Life Cycle Assessment*) é a uma metodologia analítica que permite a avaliação do desempenho ambiental de todas as etapas do ciclo de vida (Figura 2) de um determinado produto/serviço, desde a extração dos materiais primários, passando pela sua produção, distribuição, consumo, até à sua disposição final, que envolve normalmente a sua eliminação ou reciclagem (Curran, 2006).

Assim, aquando da escolha entre alternativas, esta metodologia possibilita uma maior compreensão dos verdadeiros impactes ambientais provocados por um determinado produto, assim como do correspondente processo de produção para cada alternativa, suportando a tomada de decisão tendo em vista uma redução dos impactes ambientais.



Figura 2. Etapas da Avaliação do Ciclo de Vida (Solidworks Sustainability, 2009)

## 1.2. Objetivos

Este projeto tem como principal objetivo avaliar o impacto ambiental da produção de um 1 kWh de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, usando a metodologia da ACV.

Pretende-se com este estudo efetuar uma análise do *mix* energético português dos últimos 5 anos, e com base nos dados dos fatores de emissão obtidos da literatura, desenvolver uma ferramenta informática (baseada em *MS Excel<sup>TM</sup>*) que possibilite a avaliação do impacto ambiental decorrente da produção da energia em igual período, e que possa ser melhorado e estendido no futuro para outras fontes de energia, renováveis ou não renováveis.

É importante referir que será apenas considerada a energia elétrica produzida em Portugal continental, excluindo, portanto, a energia produzida nos arquipélagos da Madeira e dos Açores, e ainda a energia importada.

### 1.3. Calendarização

O plano de trabalhos inicialmente proposto para a execução deste estudo encontra-se representado no quadro da Figura 3.

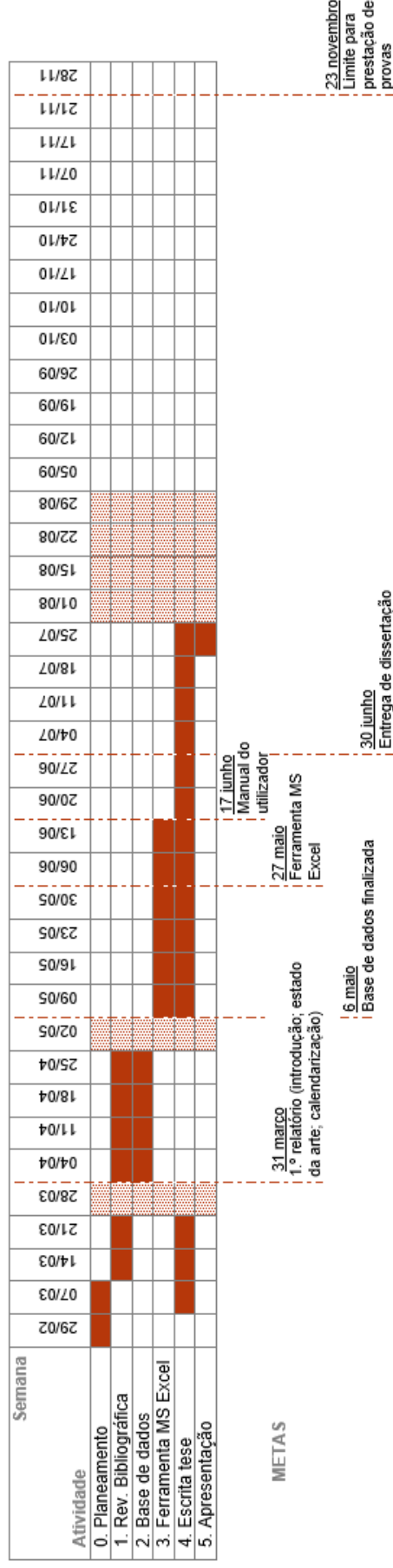


Figura 3. Calendarização inicialmente proposta para o plano de trabalhos desta dissertação

Posteriormente, o plano de trabalhos necessitou de uma adaptação em termos de prazos, pelo que a versão final da calendarização se encontra apresentada na Figura 4.

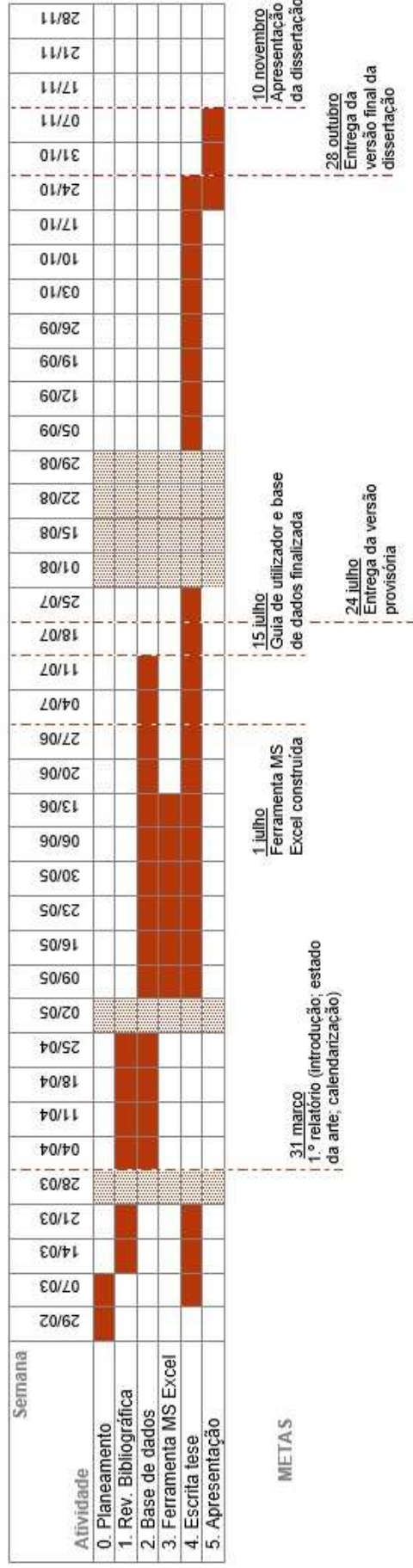


Figura 4. Calendarização cumprida no desenvolvimento do projeto

#### **1.4. Estruturação e Organização da Dissertação**

A dissertação está organizada em 5 capítulos. No capítulo 1 é efetuada uma abordagem introdutória do trabalho a desenvolver. São abordadas em particular as metas estabelecidas pela União Europeia no âmbito do desenvolvimento sustentável, assim como é descrito, de forma breve, o *mix* energético português no período compreendido entre 2011 e 2015. Fazem ainda parte deste capítulo a contextualização, a descrição dos objetivos e a planificação da organização do relatório, bem como a calendarização do plano de trabalhos.

O segundo capítulo corresponde ao levantamento de dados e informação relevante para o projeto. São incluídos todos os dados obtidos durante a recolha bibliográfica sobre a metodologia de ACV mais relevantes para o estudo, sendo ainda efetuada uma abordagem geral ao panorama energético a nível mundial.

Nos capítulos 3 e 4 é efetuada uma descrição exaustiva no que ao *mix* energético nacional renovável diz respeito, abrangendo a distribuição dos centros electroprodutores das fontes de energia estudadas, assim como os respetivos modos de funcionamento e impactes associados. É também no quarto capítulo que se explica todo o processo alusivo ao desenvolvimento da ferramenta de cálculo em *MS Excel™*. Os resultados obtidos são apresentados nas últimas páginas deste capítulo, assim como também são expostos, ainda no fim deste capítulo, os resultados adquiridos de casos práticos considerados na experimentação da ferramenta.

Por fim, no capítulo 5 são expostas as principais conclusões do trabalho, assim como são propostos possíveis trabalhos e ações futuras.

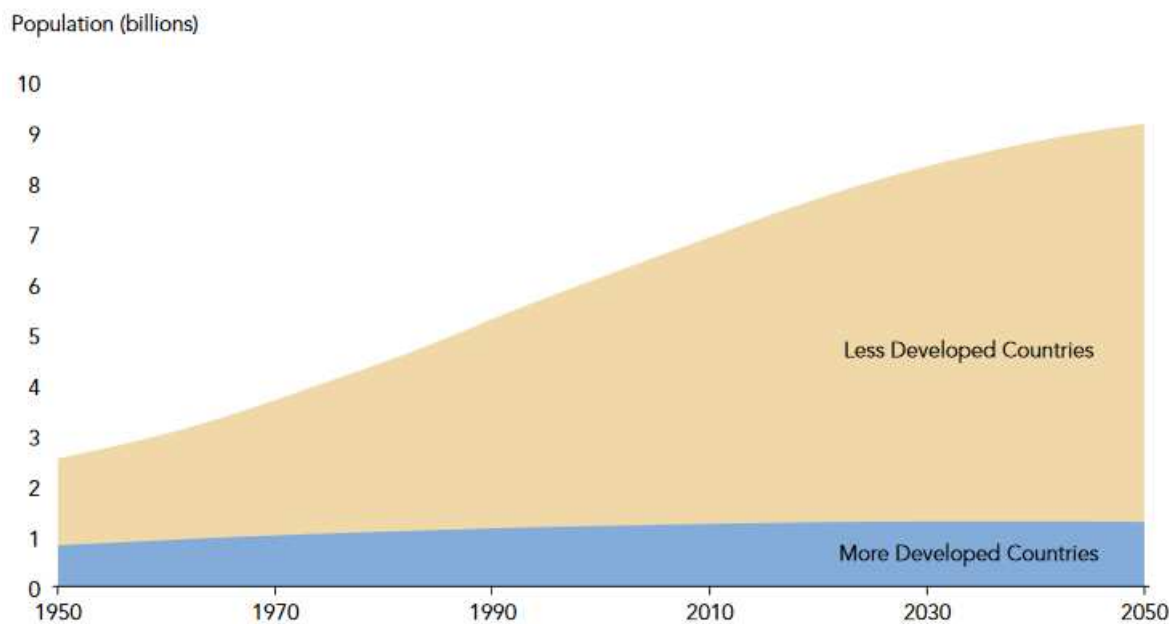


## 2. Estado da Arte

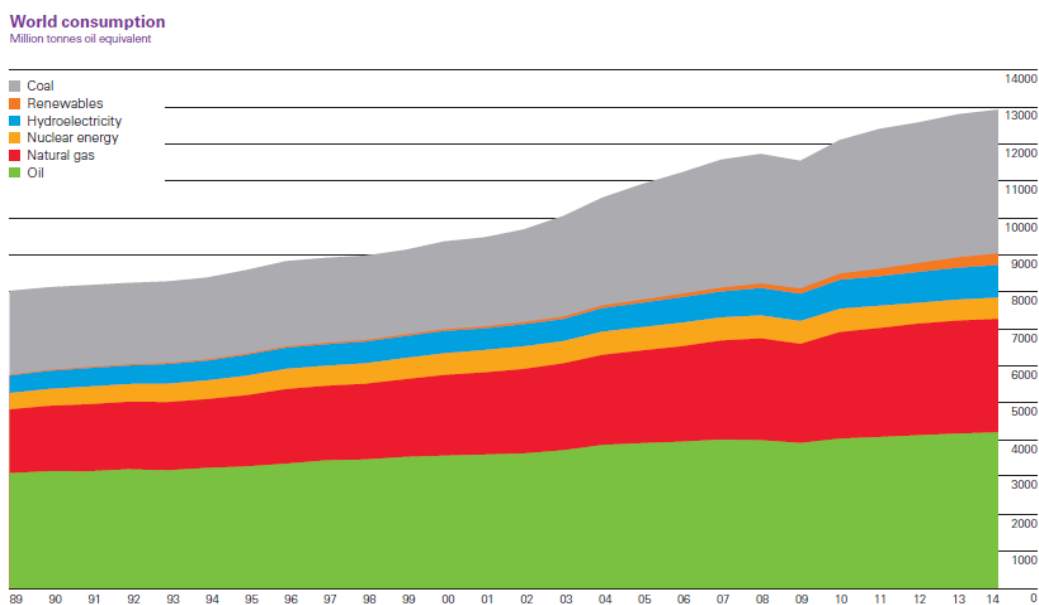
### 2.1. Panorama Energético a Nível Mundial

O mundo atual tem vindo a alterar-se expressivamente ao longo das últimas décadas, com especial enfoque nos últimos 20 anos, durante os quais a evolução tecnológica liderou o desenvolvimento social e económico (World Energy Council, 2013). Estes acontecimentos foram possíveis devido a uma das maiores conquistas da humanidade: a energia elétrica. Olhando atentamente para as suas inúmeras aplicações, é possível perceber que o efeito causado pela quebra no abastecimento de eletricidade a uma cidade, durante 24 horas, dá provas da total dependência por esta forma particular de energia.

Nos últimos 50 anos a população mundial multiplicou-se mais rapidamente do que nunca. Em 1950, a população no mundo era de cerca de 2,5 biliões de pessoas, em 2005 cresceu até cerca de 6,5 biliões. Até ao ano 2050 estima-se que esse valor possa ultrapassar os 9 mil milhões (Figura 5) (PRB, 2009). Em conjunto com o desenvolvimento social e tecnológico o crescimento populacional acentuado revelou-se como uma das principais causas do aumento da procura e consumo de energia (Figura 6) (World Energy Council, 2013).



**Figura 5. Perspetiva de evolução do crescimento da população até 2050 (PRB, 2009)**



**Figura 6. Evolução do consumo de energia a nível mundial no período 1989-2014 (BP, 2015)**

Apesar do contínuo crescimento económico e do aumento do uso de energia, pela primeira vez em quatro décadas, os valores das emissões mundiais de GEE mantiveram-se estáveis. Pensa-se que esta estabilização tenha sido causada pela penetração das energias renováveis e por melhorias na eficiência energética. O contributo das energias renováveis para o *mix* energético mundial é ainda reduzido, no entanto, esse valor tem tendência a ser impulsionado uma vez que a capacidade instalada nas tecnologias renováveis tem vindo a aumentar

significativamente. Esse crescimento tem sido acelerado por diversos fatores, incluindo a implementação de políticas energéticas favoráveis, e um aumento na competitividade entre preços comparativamente às energias provenientes de fonte fóssil (REN21, 2016).

As fontes de energia renovável devem continuar a desempenhar um papel fundamental na transição para um sistema energético mais competitivo, seguro e sustentável. Tal transição não será possível sem uma quota significativamente maior de energias renováveis. Se estas forem geradas na UE podem também reduzir o déficit comercial em produtos energéticos, e a exposição às ruturas do aprovisionamento e aos preços voláteis dos combustíveis fósseis. Essas energias têm, igualmente, o potencial para impulsionar o crescimento de tecnologias inovadoras, criar emprego em setores emergentes, e reduzir a poluição atmosférica e restantes impactes ambientais resultantes da utilização de fontes de energia fósseis.

A UE está agora no bom caminho para o cumprimento dos objetivos definidos para 2020 de redução das emissões de gases com efeito de estufa e de introdução de energias renováveis. Por outro lado, graças ao aumento da eficiência energética dos edifícios, processos industriais e veículos, e à redução da intensidade energética dos produtos, foram introduzidas melhorias significativas na intensidade da utilização de energia. Todos estes resultados assumem um significado ainda maior se se considerar que, desde 1990, a economia europeia cresceu cerca de 45%, em termos reais (Comissão Europeia, 2014).

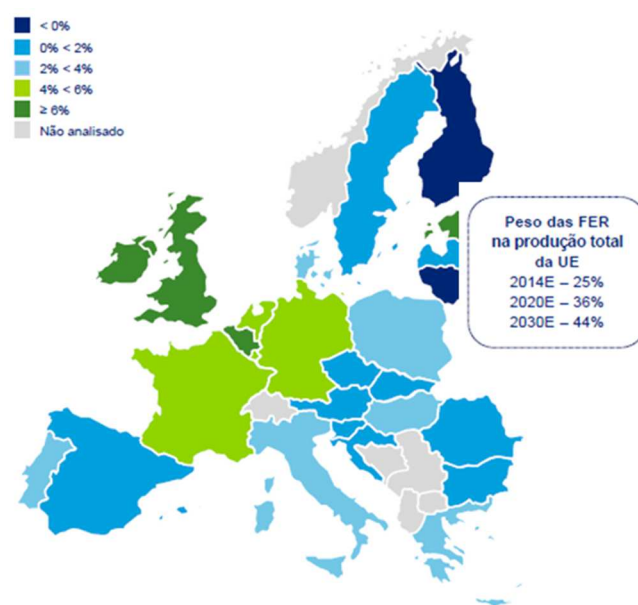
O novo quadro comunitário para 2030 deve ter em conta a atual e futura situação internacional, e os desenvolvimentos esperados em particular a nível tecnológico. O panorama energético está a sofrer amplas mudanças. É evidente que no período até 2030 a procura de energia aumentará em todo o mundo, em especial na Ásia, sendo de esperar um forte aumento das importações de hidrocarbonetos em países como a China e a Índia. O aumento da procura de energia deverá ser, em parte, suportado pelo desenvolvimento de novos recursos, permitido pelos avanços tecnológicos (exploração *offshore* em profundidade, técnicas aperfeiçoadas de recuperação, recursos não convencionais) e pela correspondente diversificação geográfica da produção e das rotas comerciais (Comissão Europeia, 2014).

Em relação à União Europeia, entre 2014 e 2030 os países que, previsivelmente, irão ter o maior aumento de peso relativo das FER na produção de eletricidade são o Reino Unido, Bélgica, Estónia e Irlanda. Em posição contrária, encontram-se a Finlândia e a Lituânia,

países em que se estima que as FER venham a reduzir o seu peso no *mix* de produção de eletricidade, devido ao aumento previsto de produção com origem nuclear (Comissão Europeia, 2014).

Verifica-se, portanto, uma tendência generalizada de crescimento do peso das FER no *mix* de produção de eletricidade de cada país da União Europeia entre 2014 e 2030, dando resposta aos objetivos traçados a nível Europeu. Este aumento é alcançado, de um modo geral, devido à redução, ou mesmo eliminação, da utilização do carvão como fonte de geração de eletricidade, associado à redução da utilização do gás natural e da energia nuclear.

Do lado das FER, a que mais contribui para o aumento da produção de eletricidade renovável é a Eólica, sendo expectável que, até 2030, venha a ser alvo de um elevado investimento em quase todos os países da União Europeia, como é possível observar na Figura 7 (APREN, 2014).



**Figura 7.** Evolução média do peso das FER na produção total por país da União Europeia entre 2014 e 2030 (APREN, 2014)

## 2.2. Incentivos para a Produção de “Energia Limpa”

A energia proveniente de FER já representa uma parte significativa do fornecimento de energia a nível global, sendo que em 2014 se registou um aprovisionamento proveniente de renováveis de cerca de 19,2% do total de energia. O desafio impõe-se então no

desenvolvimento e implementação de um conjunto de políticas que conduza as energias renováveis à transição sustentável necessária, permitindo o acesso total e universal a este tipo de energia (REN21, 2016).

Com os olhos postos nesse objetivo, a indústria de energias renováveis necessita assim de previsibilidade e estabilidade de forma a atrair novos investimentos, aumentar o nível de capacidade de produção, desenvolver novas tecnologias, e expandir o emprego no sector (REN21, 2016).

A liberalização do mercado europeu de energia tem também importantes consequências na promoção das energias renováveis. Sem qualquer tipo de intervenção pública é previsível que a competição entre fornecedores de energia acentue o recurso a energias mais baratas em detrimento das que provêm de fontes renováveis, isto porque a maioria destas fontes de energia são ainda economicamente pouco competitivas, não conseguindo concorrer com as tecnologias convencionais (Matos *et al.*, 2005).

De forma a contrariar esta tendência, a implementação de medidas que incentivam o consumo de energia proveniente de FER é o caminho a seguir, sendo que existem atualmente alguns instrumentos económico-fiscais que permitem esse estímulo, nomeadamente os incentivos Certificados Verdes e as tarifas “*Feed-in*” (Matos *et al.*, 2005).

### **2.2.1. Certificados Verdes**

O conceito de Certificado Verde baseia-se no princípio de que a energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis proporciona dois produtos diferentes ao consumidor de energia elétrica (Figura 8). Um é a própria energia, que poderá ser vendida no mercado de energia elétrica, e o outro é um conjunto de benefícios ambientais e sociais que tomam a forma de certificados verdes, os quais poderão ser transacionados em mercado próprio, gerando assim receitas adicionais à da venda de energia elétrica para os produtores de Energia proveniente de Fontes de Energias renováveis (E-FER) (Matos *et al.*, 2005). Um dos exemplos de tais situações em operação é o Fundo Português do Carbono (FPC) que, segundo o Decreto-Lei n.º 29-A/2011 de 11 de março, se destina a “contribuir para o cumprimento dos compromissos quantificados de limitação de emissões de gases com efeito de estufa a que o Estado Português se comprometeu ao ratificar o Protocolo de Quioto, bem como de outros compromissos internacionais assumidos por Portugal na área das alterações climáticas”. Este fundo é visto como um instrumento privilegiado para a implementação das

políticas climáticas, estruturando a sua atuação nas seguintes áreas de intervenção: mitigação, adaptação e gestão de riscos, investigação e desenvolvimento, cooperação e internacionalização, comunicação e sensibilização e desenvolvimento e medidas de execução da política climática nacional e mercado de carbono, segundo o Quadro Estratégico da Política Climática 2030 (definido pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015, de 30 de julho).

Com este fundo pretende-se apoiar projetos, estudos ou outras iniciativas nacionais, incluindo as de divulgação e sensibilização, de investigação, desenvolvimento, inovação e demonstração no âmbito da mitigação às alterações climáticas e da adaptação aos impactos das alterações climáticas (Lei n.º 82-A/2014). Deste modo, o produtor de E-FER é remunerado em dois mercados distintos: no mercado de energia elétrica e no mercado dos certificados verdes (Matos *et al.*, 2005).

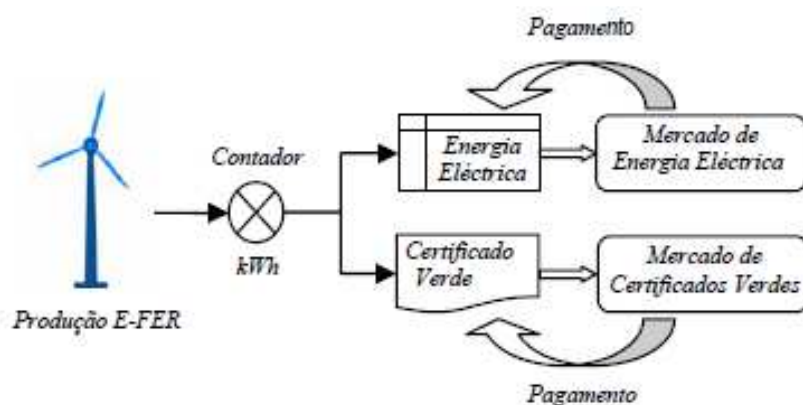


Figura 8. Modelo de produção de E-FER, através do incentivo com Certificado Verde (Matos *et al.*, 2005)

### 2.2.2. Tarifas *Feed-in*

As tarifas *feed-in* foram desenhadas para estimular o investimento em tecnologias emergentes, sendo atualmente consideradas como a melhor política de incentivo à produção de E-FER, estando implementadas em 63 jurisdições a nível mundial.

O princípio central deste tipo de incentivo é a oferta de uma remuneração fixa para a produção de E-FER, por períodos de tempo pré-estabelecidos e de acordo com especificações particulares. Os preços oferecidos são determinados para cada kWh de energia produzida, e dependem de: tipo de tecnologia utilizada, potência da instalação, da qualidade do recurso e ainda da localização do projeto.

Isto facilita aos investidores a aposta neste tipo de tecnologias, ajudando na rápida estimulação da produção de E-FER proveniente de uma diversidade de tecnologias.

Baseando os níveis de remuneração nos custos requeridos para o desenvolvimento dos projetos para produção de E-FER, e garantindo esses mesmo níveis para todo o tempo de vida da tecnologia, as tarifas *feed-in* podem reduzir significativamente os riscos de investimento num projeto de energias renováveis, facilitando deste modo um crescimento mais rápido do sector.

Esta estrutura permite assim um alto grau de segurança sobre futuros *cash flows*, e possibilita aos investidores serem remunerados de acordo com os atuais custos do desenvolvimento de um projeto de produção de E-FER (Couture & Gagnon, 2009).

No entanto, uma vez que as tarifas *feed-in* foram criadas com o propósito de incentivar o investimento nas tecnologias que utilizam energia de fontes renováveis, à medida que essa tecnologia vai ficando mais madura, o valor da tarifa vai sofrendo uma diminuição até à sua completa retirada. É o que acontece atualmente em Portugal, nas tarifas das tecnologias eólica e solar fotovoltaica (PV), onde tem sido registada uma progressiva diminuição, correspondente a um incremento do nível de maturidade dessas mesmas tecnologias (Figura 9).



**Figura 9. Evolução das tarifas *feed-in* em Portugal ao longo dos anos, de acordo com a maturação das tecnologias (Costa, 2012)**

Foram ainda criados, ao longo dos últimos anos, um conjunto de apoios de natureza financeira e fiscal, ao investimento nas energias renováveis, muito impulsionados pela

criação de tarifas diferenciadas para a energia elétrica produzida em centrais renováveis, em função do grau de maturidade das várias tecnologias disponíveis no mercado nacional. De salientar também o contributo deste setor para a economia portuguesa, com a criação de toda uma nova fileira industrial e empresarial geradora de emprego, promotora do desenvolvimento regional, dinamizadora das exportações de bens e serviços, impulsionadora de inovação e investigação científica, capaz de captar investimento internacional e de estimular a internacionalização das empresas nacionais (PNAER, 2010; DGEG, 2016).

### **2.3. Avaliação de Ciclo de Vida**

A sociedade atual presta cada vez mais atenção ao impacte ambiental das suas atividades, que estão na base de problemas, como por exemplo, a destruição da camada de ozono e as alterações climáticas. Esta situação tem incentivado as empresas e as indústrias a tentar determinar de que forma as suas atividades afetam o ambiente.

O desempenho ambiental dos produtos e os seus processos de produção tornaram-se, então, um ponto-chave, fazendo com que várias empresas procurem formas de minimizar os efeitos ambientais nocivos decorrentes dos seus produtos/serviços (Curran, 2006). Para alcançar esses objetivos é necessário desenvolver e/ou implementar métodos e ferramentas que permitam a quantificação e comparação dos impactes ambientais provocados pelas diferentes atividades humanas (Varun *et al.*, 2009).

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é considerada, atualmente, como sendo uma das ferramentas mais eficazes para a determinação de impactes ambientais, uma vez que permite fazer uma análise “do berço à cova” (*cradle to grave*). Assim, o estudo dos impactes ambientais inicia-se a com extração das matérias-primas, transporte das mesmas, criação do produto, distribuição para o consumidor final, consumo/utilização, e disposição final, que pode envolver reciclagem ou deposição em aterro. A ACV avalia todas as fases do ciclo de vida do produto, uma vez que estas são interdependentes, significando isto que uma ação tem sempre uma outra ação que a sucede e que por ela é afetada. O termo *ciclo de vida* engloba todas as atividades que ocorrem no decurso da vida do produto, incluindo, desta forma, a sua criação, o seu uso e manutenção e a sua eliminação (Curran, 2006).

Trata-se, pois, de um processo sistemático, constituído por diferentes fases englobadas em quatro distintas componentes, conforme é representado na Figura 10.

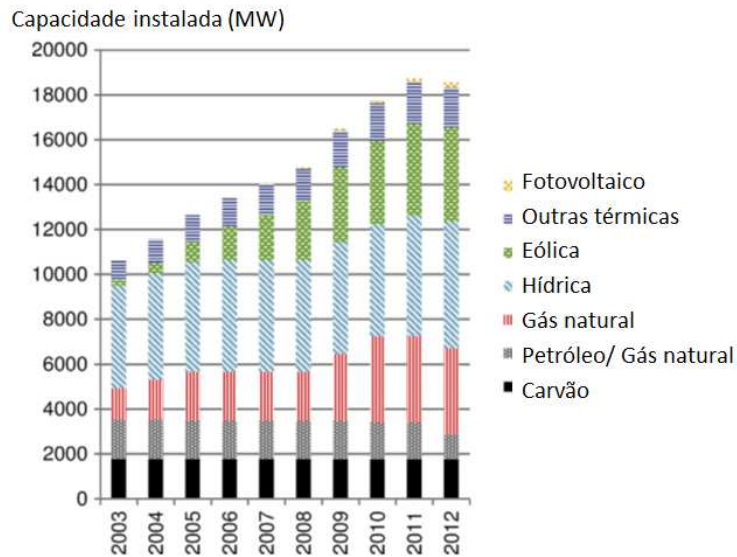


**Figura 10.** Componentes fundamentais para a aplicação da metodologia ACV (adaptado de Curran, 2006)

## 2.4. Revisão da Literatura

Nas últimas décadas, o consumo de energia mundial teve um aumento significativo, sendo essa evolução a principal responsável pelo acentuado aumento das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. Estas emissões foram avaliadas em diversos estudos que procuram contribuir para o desenvolvimento de estratégias de mitigação dos efeitos dos GEE. No entanto, os dados discutidos nestes estudos podem ser questionados, no que diz respeito à sua utilidade para decisões futuras. As ferramentas de *Avaliação do Ciclo de Vida* e *Cálculo de Pegada Ecológica* revelam-se como metodologias eficientes, comumente usadas para suporte à tomada de decisão. Apesar do cálculo da *Pegada Ecológica* ser mais apelativo pela sua simplicidade de aplicação, uma vez que usa apenas um indicador, pode resultar em demasiada simplificação, não permitindo a obtenção de uma avaliação ambiental mais consistente.

Um estudo publicado em 2014 por Garcia *et al.* teve como objetivo principal fazer uma ACV da eletricidade produzida e consumida em Portugal, entre 2003 e 2012. No âmbito desse trabalho foi efetuada a caracterização detalhada do sector energético português no período referido, com o objetivo da determinação dos correspondentes impactes ambientais gerados. Com vista ao cumprimento dos objetivos europeus propostos a nível ambiental, a capacidade instalada referente a fontes renováveis em Portugal nos últimos 10 anos duplicou, gerando modificações, ao longo do tempo, no *mix* energético português. A produção total de eletricidade em Portugal aumentou 23% entre 2003 e 2010, e a capacidade instalada aumentou cerca de 43% no mesmo período (Figura 11).



**Figura 11. Evolução da capacidade instalada (MW) das diversas tecnologias em Portugal (adaptado de Garcia *et al.*, 2014)**

De uma forma geral, o *portfólio* de tecnologias de produção de eletricidade presentes em Portugal tem sofrido muitas alterações, sendo necessário entender de que forma essas modificações influenciam o perfil ambiental elétrico português dos últimos anos.

Este projeto efetuou então um estudo de ACV da eletricidade consumida em Portugal continental incluindo: a modelação das principais tecnologias produtoras de energia; a modelação das infraestruturas da rede de distribuição de energia, e a caracterização do sector energético português entre 2003 e 2012, tendo em conta as características das diferentes tecnologias e a percentagem que as mesmas representam no *mix* energético. Foi implementada uma abordagem atribucional, tendo-se calculado os valores dos impactes ambientais gerados pela produção de 1 kWh de energia elétrica em cada ano. Os indicadores avaliados foram: Potencial de Acidificação (AC), Potencial de Depleção Abiótica (AD), Potencial de Alterações Climáticas (GW), Potencial Fotoquímico (PO), Potencial de Eutrofização (ET) e Potencial da Depleção da Camada de Ozono (OD).

Resultante da combinação da energia hídrica (32%), eólica (18%) e gás natural (30%), entre os anos de 2003 e 2010, observou-se a redução, em mais de 50%, de todos os impactes, excluindo o indicador Potencial de Alterações Climáticas. No entanto, e apesar do crescimento da contribuição das energias renováveis para o *mix* energético nacional, em alguns anos, como por exemplo 2011 e 2012, os indicadores apresentaram valores de percentagem mais baixos provenientes de energias renováveis no *mix* nacional, devido

principalmente, ao caráter variável da energia hídrica, fortemente dependente de fatores meteorológicos, que variam todos os anos. A implementação de centrais hídricas reversíveis ou com bombagem poderá ser uma solução que permitirá uma combinação com a energia eólica de modo a que se tire o maior proveito de ambas as fontes.

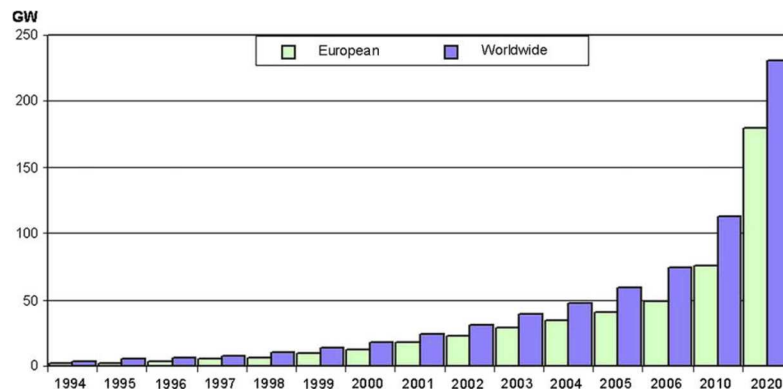
No ano de 2010 cerca de 70% da eletricidade gerada usando fontes não renováveis derivou do gás natural. Porém, dois anos depois (em 2012) esse valor caiu para 45%. Continuando esta tendência, e com um incremento na percentagem das renováveis no *mix* energético, é possível uma redução elevada em todos os impactes (Garcia *et al.*, 2014).

O estudo publicado pela equipa de Turconi (2013), teve como objetivo principal efetuar uma avaliação sistemática da comparabilidade e limitações da aplicação da metodologia ACV no que diz respeito à geração de eletricidade, com base em emissões provocadas pelas diferentes tecnologias produtoras de eletricidade. Nesta análise, potenciais impactes ambientais associados ao ciclo de vida do produto/serviço foram avaliados com base no inventário de ciclo de vida, que inclui todas as emissões e consumos de energia e materiais importantes.

Foram avaliados dados referentes às emissões de GEE, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> com base em 167 estudos de ACV de diferentes tecnologias de geração de eletricidade, baseadas tanto em fontes renováveis como não renováveis. Foram encontradas variações significativas de resultados, até mesmo em categorias iguais. Diversas metodologias e tecnologias foram identificadas e avaliadas neste estudo, tendo-se determinado quais são as que apresentam resultados mais coerentes e/ou transparentes. Através de uma perspetiva metodológica do uso da ferramenta de ACV concluiu-se que os aspetos mais críticos que afetam a transparência e coerência de resultados, foram a definição da unidade funcional e o sistema/princípios de determinação da fronteira a usar. A incorreta aplicação dos dados de emissões e de resultados de ACV podem gerar conclusões erradas. O estudo recomenda que, em futuros trabalhos envolvendo ACV de produção de eletricidade, sejam incluídos dados reais e precisos (Turconi *et al.*, 2013).

Aplicando a metodologia de ACV, o estudo realizado por Martínez, *et al.* (2009) teve como principal objetivo a determinação dos impactes ambientais gerados por uma turbina eólica, incluindo todas as fases do seu ciclo de vida, ou seja, desde a sua produção até ao seu desmantelamento.

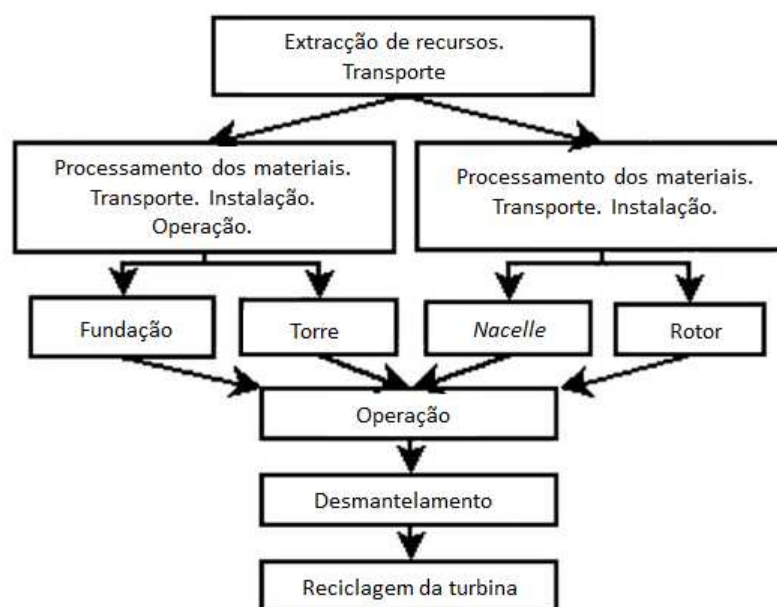
A energia eólica tem-se revelado como uma fonte de produção de energia renovável muito importante a nível mundial, e a tendência é para que a sua importância continue a aumentar num futuro próximo (Figura 12).



**Figura 12. Perspetiva de evolução da produção europeia e mundial de energia eólica (Martínez *et al.*, 2009)**

Isto verifica-se sobretudo devido à sua capacidade de produção de energia elétrica sem emissão de gases ou contaminantes para a atmosfera, fazendo uso da energia cinética contida nas correntes de vento. No entanto, sempre que se considera a produção de uma energia limpa (que não emite gases para a atmosfera) apenas se está a incidir sobre a fase de operação das turbinas, uma vez que, durante a produção e desmantelamento existe a geração de resíduos e emissões de gases poluentes e, conseqüentemente impactes ambientais. Este estudo procurou analisar qual é o “verdadeiro” impacte desta tecnologia considerando todo o seu ciclo de vida. A aplicação da Norma ISO 14040:2006<sup>b</sup> permitiu a quantificação dos impactes ambientais da turbina e seus componentes. A aplicação desta metodologia inclui, desta forma, uma avaliação “do berço à cova” de todas as fases do ciclo de vida da turbina, incluindo a produção de todos os seus componentes, o transporte da mesma, a conseqüente instalação e manutenção e por fim o seu desmantelamento e remoção e tratamento de resíduos (Figura 13).

<sup>b</sup> Norma ISO 14 040:2006: Gestão Ambiental. Avaliação do ciclo de vida. Princípios e enquadramento.



**Figura 13. Modelo ACV para uma turbina eólica (adaptado de Martínez *et al.*, 2009)**

Este estudo permitiu ainda identificar a fundação (sistema de suporte das torres eólicas) como a componente que mais contribui para os impactes ambientais, sobretudo devido ao principal material com que é fabricada, o cimento. Este facto aponta para a necessidade de se analisar o processo produtivo do cimento com o intuito de reduzir os impactes ambientais resultantes da sua produção. Foi ainda possível concluir que, apesar da instalação de turbinas eólicas demonstrar benefícios ambientais visíveis, não deve ser descurada a pesquisa de informação no que a esta tecnologia diz respeito, especialmente considerando o potencial crescimento expectável para os próximos anos (Martínez *et al.*, 2009).

Atilgan & Azapagic (2016), publicaram um estudo de ACV do sector energético na Turquia, tendo em consideração a sua importância no desenvolvimento sustentável do país e a forma pela qual este afeta diversos fatores económicos, sociais e ambientais presentes na cadeia fornecedora de energia. Os resultados obtidos determinam não só as opções energéticas mais sustentáveis, mas igualmente definem recomendações políticas de forma a melhorar a sustentabilidade do sector energético turco. Com recurso a um total de 20 indicadores de ACV (Tabela 3), dos quais 11 são ambientais, 3 económicos e 6 sociais, o objetivo deste estudo estendeu-se à avaliação das atuais opções tecnológicas presentes no *mix* energético da Turquia, tendo por base os impactes provocados por estas.

**Tabela 3. Indicadores definidos na Avaliação do Ciclo de Vida de 1 kWh de energia elétrica produzida na Turquia (Atilgan & Azapagic, 2016)**

<b>Aspetos de sustentabilidade</b>	<b>Problemas na sustentabilidade</b>	<b>Indicadores de sustentabilidade</b>
<b>Ambientais</b>	Decréscimo de recursos	Potencial diminuição de recursos abióticos (elementos)
		Potencial diminuição de recursos abióticos (combustíveis fósseis)
	Mudanças climáticas	Potencial aquecimento global
	Emissões para a atmosfera, água e solo	Potencial acidificação
		Potencial eutrofização
		Potencial ecotoxicidade água doce
		Potencial ecotoxicidade humana
		Potencial ecotoxicidade aquática marinha
		Potencial diminuição da camada de ozono
	Potencial criação de oxidantes fotoquímicos	
Potencial ecotoxicidade terrestre		
<b>Económicos</b>	Custos	Custos capitais
		Custos totais anuais
		Custos de nivelção
<b>Sociais</b>	Provisão de emprego	Emprego direto
		Emprego total (direto e indireto)
	Segurança no trabalho	Doenças e ferimentos
		Doenças e ferimentos em acidentes de grande dimensão
	Segurança energética	Potencial combustível fóssil importado evitado
		Diversidade do <i>mix</i> de combustíveis fornecido

A Turquia está num período de rápida evolução energética, conjugada com um forte aumento da procura de energia. Em 2010, o total de potência instalada era de 49 524 MW com uma capacidade para gerar 211 212 GWh de eletricidade, valor quatro vezes superior ao de 1990. Apesar do *mix* energético turco conter diversas fontes endógenas de energia, como por exemplo a hídrica, eólica e ainda geotérmica, o facto é que o carvão e o gás natural continuam a ser os combustíveis fósseis que mais contribuem para a produção de energia, sendo a sua representatividade de 73%. Este facto continua a provocar um aumento considerável das emissões de GEE e de outros impactes ambientais. Como resultado do contínuo aumento na procura de energia, combinado com a quase inexistência de disponibilidade de combustíveis fósseis domésticos, a Turquia tornou-se excessivamente dependente, a nível energético, do exterior, com o valor de energia importada a aumentar de ano para ano. Desta forma, a segurança do abastecimento, especialmente através da importação de gás natural, é um dos objetivos mais importantes no que diz respeito à estratégia energética desse país. A metodologia de avaliação sustentável aplicada neste estudo envolve 5 etapas:

- Definição de objetivos e âmbito da análise;
- Identificação de problemas na sustentabilidade e indicadores relacionados;
- Avaliação do ciclo de vida de distintas opções energéticas tendo em consideração aspetos sociais, económicos e ambientais;
- Integração desses aspetos através de uma análise de decisão multicritério;
- Recomendações políticas.

A unidade funcional foi “1 kWh de eletricidade” gerada na Turquia, e o seu âmbito foi “do berço à cova”, tendo em consideração todo o processo desde a extração, processamento e transporte das matérias-primas e combustíveis, assim como a construção, operação e desativação das centrais de produção de energia. Os indicadores e tópicos de sustentabilidade relevantes para o estudo basearam-se em particular em documentos governamentais, industriais e estratégicos, e também noutros estudos disponíveis na literatura. Os dados obtidos representam as médias anuais e não incluem as variações do *mix* de combustíveis, nem modificações nos parâmetros operacionais ao longo do ano. Os dados mais completos obtidos referem-se ao ano de 2010, sendo por isso, este o ano base deste estudo.

Após o tratamento dos dados recolhidos e a realização de cálculos para a quantificação dos valores finais para cada indicador, é possível concluir que a energia hídrica emerge como a mais

sustentável na Turquia, seguida da geotérmica e da eólica. Não causando muita surpresa, os combustíveis fósseis, nomeadamente o gás natural, surge com o menor nível de sustentabilidade. Os resultados deste estudo demonstram ainda que a redução da representatividade dos combustíveis fósseis na produção de energia não só reduz significativamente os impactos ambientais, mas também os custos e constrangimentos no sector energético, melhorando desta forma, a segurança energética (Atilgan & Azapagic, 2016).

Outro estudo baseado na metodologia de ACV foi o de Varun *et al.* (2009), que se focou na aplicação desta ferramenta aos sistemas de produção de electricidade a partir de fontes renováveis. Este estudo menciona que as emissões de GEE através da produção de energia recorrendo a fontes endógenas não é nula, como muitas vezes é assumido. Desta forma, usando a ACV é possível estimar os impactos ambientais provocados pela produção de energia através de energias renováveis, permitindo aos produtores uma tomada de decisão mais assertiva no que à proteção ambiental diz respeito. Como resultado final, este estudo determinou uma tendência muito favorável às tecnologias de produção de energia por fonte renovável, uma vez que estas produzem, ao longo do seu ciclo de vida, emissões de GEE muito inferiores àsquelas emitidas pelos combustíveis fósseis (Tabela 4). Comparando as diversas fontes, a hídrica tem um destaque especial por ser aquela que se apresenta mais sustentável, no entanto essa sustentabilidade depende de muitos outros fatores. A opção ideal será então a de recorrer a uma combinação mista de tecnologias para que as emissões ambientais sejam reduzidas (Varun *et al.*, 2009).

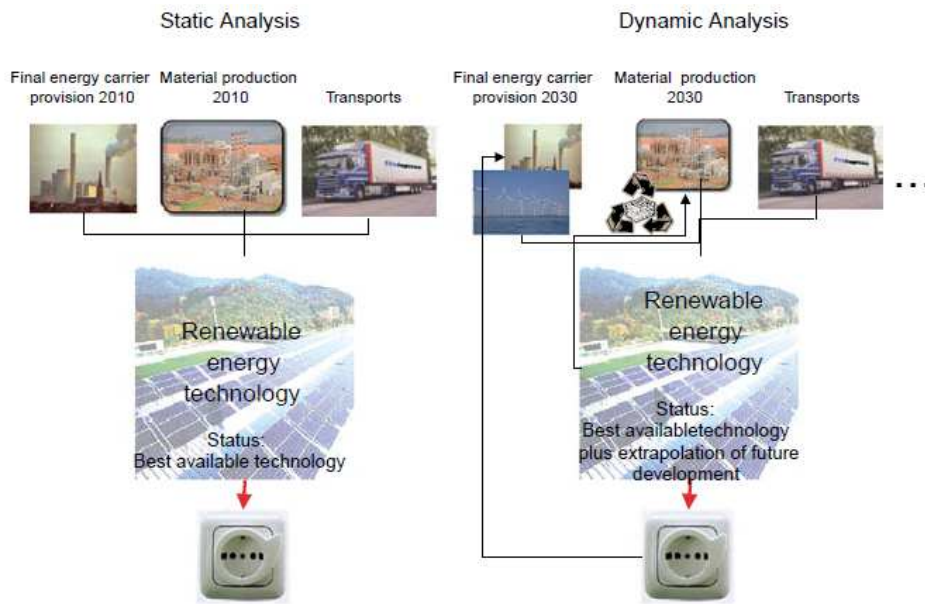
**Tabela 4. Comparação entre emissões do ciclo de vida entre sistemas de produção de energia convencionais e renováveis (Varun *et al.*, 2009)**

<b>Sistemas Convencionais</b>		<b>Sistemas Renováveis</b>	
<b>Sistema</b>	<b>Valor emissão (g CO<sub>2eq</sub>.kWh<sup>-1</sup>)</b>	<b>Sistema</b>	<b>Valor emissão (g CO<sub>2eq</sub>.kWh<sup>-1</sup>)</b>
<b>Carvão</b>	975,3	<b>Eólica</b>	9,7 – 123,7
<b>Petróleo</b>	742,1	<b>Solar Fotovoltaico</b>	53,4 – 250
<b>Gás Natural</b>	607,6	<b>Biomassa</b>	35 – 178
<b>Energia Nuclear</b>	24,2	<b>Solar Térmica</b>	13,6 – 202
		<b>Hídrica</b>	3,7 – 237

De forma muito semelhante ao estudo de Varun *et al.* (2009), um estudo anterior realizado por Pehnt (2006) abordou a aplicação da ACV às tecnologias para obtenção de eletricidade por fonte sustentável na Alemanha, no ano de 2010. Os avanços tecnológicos e as limitações na capacidade do sistema energético, assim como a reconstrução do mercado deste mesmo sector, provocaram nas últimas décadas um crescente interesse na inovação das tecnologias energéticas. Esse incremento tecnológico pode ser verificado em variados formatos: melhoria da eficiência na conversão de energia, aumento do nível de vida das tecnologias, e ainda, no que diz respeito a características emissivas, permitindo desta forma uma redução dos impactes ambientais. Antes destas mesmas tecnologias entrarem no mercado devem ser postas à prova para verificar a sua efetiva sustentabilidade, sendo a Avaliação do Ciclo de Vida uma das melhores ferramentas para determinar a mesma. No entanto, a aplicação desta metodologia atualmente não inclui o futuro desenvolvimento das tecnologias, nem mesmo o contexto em que as mesmas são aplicadas, distorcendo desta forma a análise das características futuras reais. No âmbito deste estudo, e de forma a incluir todo o processo de ACV, aplicou-se uma análise do ciclo de vida dinâmica, com o intuito de responder a duas questões relevantes:

- Quais dos impactes ambientais podem ser considerados inerentes às energias renováveis e quais podem ser considerados “importados” no sistema devido ao contexto em que as tecnologias estão inseridas?
- Qual é o potencial progresso destas tecnologias comparativamente à sua concorrência?

A análise de tecnologias individuais considera um desenvolvimento dinâmico extremo. Isto inclui o desenvolvimento dos produtos e os seus processos de produção assim como o seu desempenho técnico e o seu desenvolvimento inserido no contexto presente. Na Figura 14 é possível observar a comparação entre uma ACV estática e dinâmica.



**Figura 14. Comparação entre as diferentes metodologias de ACV (Pehnt, 2006)**

Dos resultados obtidos nesta ACV concluiu-se que, para as energias renováveis, os valores de emissão de gases e de recursos energéticos usados são muito inferiores aos dos sistemas convencionais, acrescentando ainda que o progresso evolutivo das tecnologias irá permitir uma maior redução desses mesmos impactes (Pehnt, 2006).

Do anteriormente exposto, se conclui a pertinência do estudo proposto neste trabalho, para a segurança e sustentabilidade energética nacional.

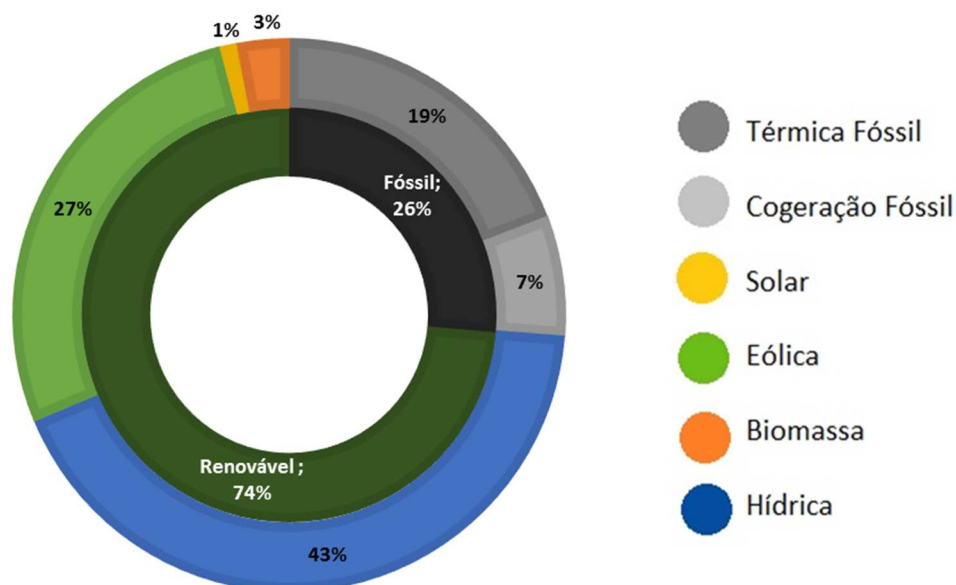
# 3. Produção de Energia Renovável em Portugal

## 3.1. Energia em Portugal

O sector energético tem hoje um papel estruturante, integrador e fundamental na sociedade e economia portuguesas. Neste contexto, as FER, pela sua disponibilidade e pelo seu carácter endógeno e distribuído, assumem um lugar de destaque nas políticas nacionais para o sector. É unanimemente reconhecido pelos agentes do sector, a existência de um potencial muito significativo para o desenvolvimento das energias renováveis em Portugal. Esse reconhecimento tem sido concretizado pela crescente fração que as fontes de energia renovável têm vindo a ocupar nos vários sectores de atividade: da indústria aos transportes, passando pelo sector doméstico, mas sobretudo na produção de energia elétrica (PNAER, 2010).

A Diretiva 28/2009/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, introduziu a obrigatoriedade dos países membros da UE submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Assim, Portugal, preparou e apresentou o primeiro Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) em 2010, no qual se comprometeu a atingir os objetivos estabelecidos na Diretiva, nomeadamente a meta global de 31% de energia de fontes renováveis no consumo final bruto

de energia, e 10% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia nos transportes. Recentemente, Portugal reviu o PNAER, no qual mantém a mesma ambição e exigência para as metas acordadas com a UE (DGEG, 2016). Do ponto de vista da segurança do abastecimento, para um país como Portugal que não dispõe de recursos ou reservas de fontes fósseis de energia significativos, o papel das fontes renováveis é essencial para reforçar os níveis de segurança, ao mesmo tempo que promove a diversificação do *mix* energético e contribui para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia (PNAER, 2010). No início de 2016 cerca de 74% da eletricidade produzida em Portugal foi baseada na utilização de FER (Figura 15). No entanto, a variabilidade do regime hidrológico, associado a uma grande componente hídrica no sistema electroprodutor nacional, influencia negativamente a dependência energética em anos secos, como foi o caso de 2005 ou de 2008, não permitindo, desta forma, que a contribuição das FER seja sempre constante (DGEG, 2016). Nos últimos anos, a meta global de incorporação de FER no consumo final bruto de energia alcançou resultados bastante positivos, fazendo com que Portugal tenha já atingido 87% da sua meta para 2020.



**Figura 15. Produção de eletricidade em Portugal continental por fonte (valores acumulados de janeiro a fevereiro de 2016) (adaptado de APREN, 2016a)**

Dispondo, atualmente, de um regime de acesso à rede elétrica que dá prioridade às FER, quer ao nível de planeamento e desenvolvimento da rede, quer ao nível da gestão corrente, Portugal encontra-se na dianteira no que toca à aposta nas energias renováveis. Prova disso é a redução da dependência energética do exterior, pelo aumento da produção doméstica de

energia, que garante níveis elevados de segurança de abastecimento e redução das emissões de GEE (PNAER, 2010; DGEG, 2016).

### **3.1.1. Emissões**

Após o aumento das emissões em Portugal durante a década de 90, o seu acréscimo tornou-se mais moderado e começou a estagnar no início do novo milénio, registando-se, a partir do ano de 2005, uma quebra. Estas tendências refletem a evolução económica do país que se caracterizou por um crescimento acentuado nos setores da energia e transportes no início dos anos 90 e, posteriormente, o investimento nas novas tecnologias renováveis e a, mais recente, a estagnação da economia portuguesa já depois do ano 2000.

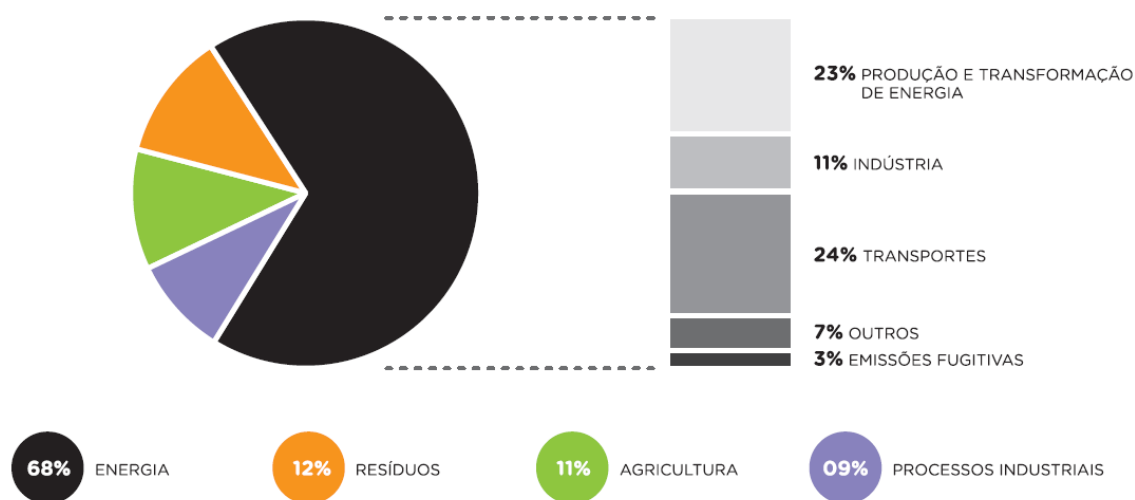
Como membro pertencente à União Europeia, de forma a honrar os compromissos assumidos aquando da assinatura do Protocolo de Quioto, Portugal é obrigado a apresentar um relatório anual com valores de emissões atualizados. Esse relatório é da responsabilidade da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), e inclui valores das emissões referentes aos principais gases com efeito de estufa: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), hidrofluorcarboneto (HFC), perfluorcarboneto (PFC) e hexafluoreto de enxofre ( $\text{SF}_6$ ), assim como inclui os valores de emissões indiretas de GEE: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogénio ( $\text{NO}_x$ ) e compostos orgânicos voláteis exceto metano (COVNM) (Pereira *et al.*, 2015). Cada gás tem capacidades distintas, dependendo das suas propriedades radioativas, peso molecular e do tempo que conseguem permanecer na atmosfera. Na realização do relatório anual de emissões delinearam-se os principais setores a considerar de acordo com as tecnologias de fonte de emissões: energia (combustão fóssil e transportes); processos industriais e uso de produtos; agricultura; gestão de resíduos, e; uso do solo (Pereira *et al.*, 2015).

Uma análise das emissões de gases com efeito de estufa por unidade de PIB (Produto Interno Bruto) permite verificar que, a partir de 2005, se iniciou um processo de “descarbonização” da economia, ou seja, a procura por uma economia com menos carbono emitido por cada unidade de riqueza produzida. Esta tendência é anterior à atual crise económica e deve-se a vários fatores, nomeadamente a alterações do modelo energético nacional para fontes de energia menos intensivas em carbono, em particular a utilização de gás natural, a gradual implementação de biocombustíveis nos transportes, o crescimento significativo da energia

produzida a partir de fontes de energia renovável (principalmente eólica e hídrica), e a implementação de medidas de eficiência energética (Pereira *et al.*, 2015).

No ano de 2013, as emissões de GEE em Portugal, incluindo emissões diretas e sem contar com gases provenientes da ocupação de terrenos e atividades florestais, os denominados LULUCF (em inglês, *Land Use, Land-Use Change and Forestry*), apresentavam valores de emissões próximos de 65,3 Mt CO<sub>2</sub> equivalente, verificando-se um aumento de cerca de 7,55%, comparativamente com os valores no ano de 1990 (Pereira *et al.*, 2015).

Relativamente às emissões de GEE, à semelhança do registado no ano de 2012, o setor da energia apresentou a maior contribuição no ano de 2013, com uma representatividade de 68%. A produção e transformação de energia e os transportes são os subsectores com maior relevância, representando, respetivamente, cerca de 23% e 24% do total de emissões, o que ilustra a ainda forte dependência do país em relação às energias fósseis para a produção de eletricidade e para os transportes (Figura 16) (Fernandes *et al.*, 2015).

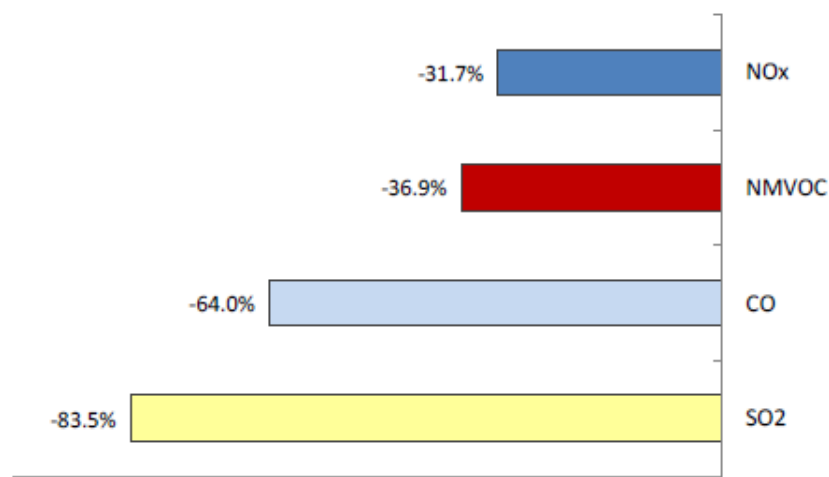


**Figura 16. Emissões dos principais GEE por sector, no ano 2013 (Fernandes *et al.*, 2015)**

Diversos gases não apresentam influências diretas no ambiente, porém podem afetar a formação ou destruição de outros GEE. São exemplo disso o CO, os NO<sub>x</sub>, os COVNm e ainda os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>). Estes últimos produzem aerossóis: pequenas partículas que afetam as capacidades absorptivas da atmosfera (Pereira *et al.*, 2015).

Analisando as emissões destes poluentes por setor de atividade económica, constata-se que as melhorias mais significativas, em relação a 1990, foram alcançadas nos setores da energia e dos transportes, com uma redução de cerca de 69% e 48%, respetivamente. O sector industrial, ainda que em 2013 tenha sido o que mais contribuiu para a formação do ozono na troposfera, apresentou uma diminuição de 4% nas emissões destes poluentes em relação a 1990 (Fernandes *et al.*, 2015).

As reduções verificadas, não só no setor de transportes, mas igualmente no setor da energia e outros, foram possíveis devido à diminuição dos valores de GEE indiretos observados desde o início da década de 90, como é possível visualizar na Figura 17.



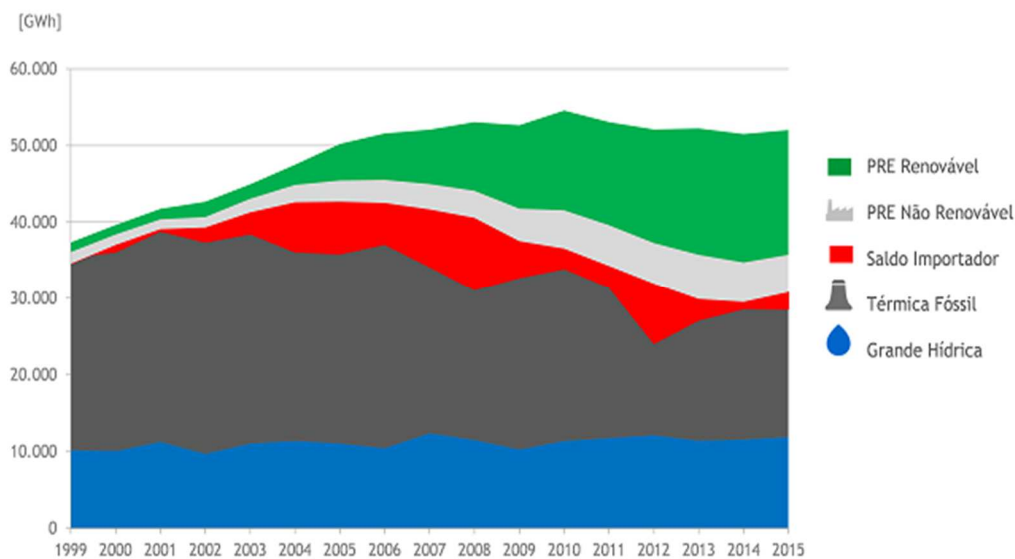
**Figura 17. Evolução dos valores de emissões indiretas de GEE, no período de 1990-2013**  
(Fernandes *et al.*, 2015)

### 3.1.2. *Mix* energético nacional

Portugal possui um potencial significativo para a geração de energia renovável, decorrente da sua localização geográfica e topografia: possui terreno montanhoso que possibilita o aproveitamento de energia hídrica; um elevado número anual de horas de radiação solar permitindo a exploração da energia solar; muitas horas de vento durante as quais pode ser gerada energia eólica, e ainda uma plataforma continental de dimensões significativas, que poderá ser aproveitada para exploração de energias *offshore*, em particular eólica. O país é tido como um exemplo a nível internacional no que ao aproveitamento das energias renováveis diz respeito, sendo o 4.º país da Europa com maior penetração de renováveis no

consumo de energia, e o 2.º país do mundo com maior representatividade de energia eólica no consumo de eletricidade (APREN, 2013).

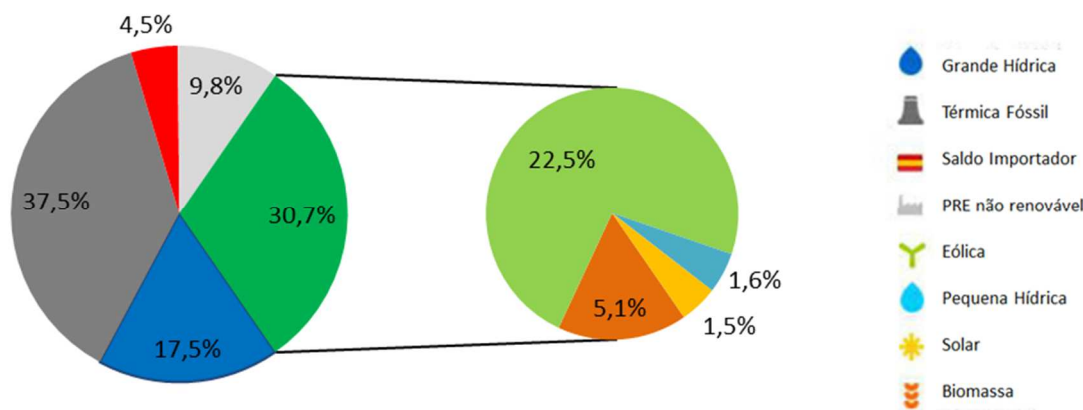
A potência instalada em centrais produtoras de energia renovável cresceu em todas as tecnologias (Figura 18), prevendo-se que o valor duplique até 2030, fazendo diminuir a produção a partir da queima de combustíveis fósseis, e dando resposta ao crescimento do consumo de eletricidade previsto para Portugal. O aumento da produção de energia elétrica foi conseguido recorrendo essencialmente às tecnologias da grande hídrica e eólica (sendo esta última a que tem maior representatividade no sector de Produção em Regime Especial Renovável – PRE renovável) (Costa, 2015).



**Figura 18. Evolução da produção de eletricidade por fonte (APREN, 2015c)**

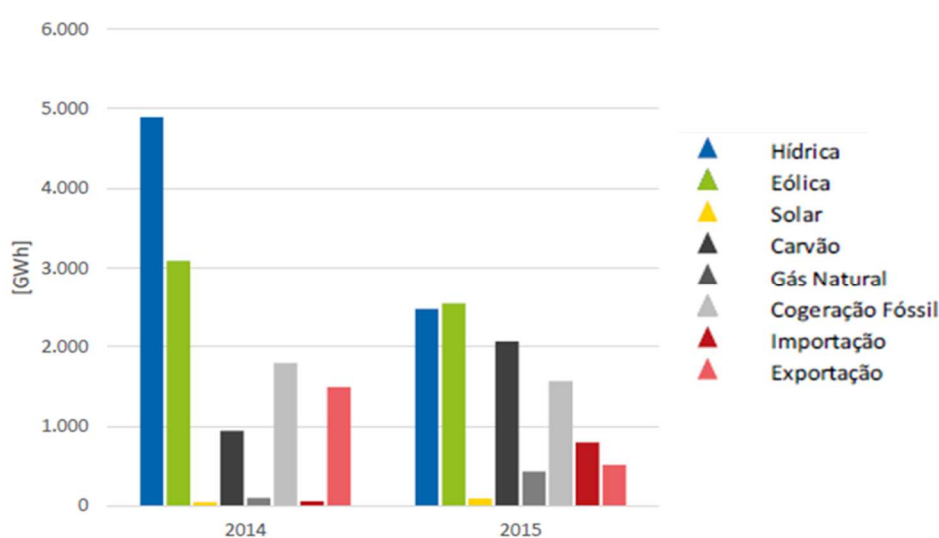
Em 2015 a produção de eletricidade renovável normalizada foi cerca de 53% (estimativa APREN, segundo a metodologia da Diretiva de 2009/28/CE), valor contudo inferior às expectativas, e aquém da meta de 60% de renovável no *mix* elétrico nacional em 2020. Isto deixa uma clara mensagem da necessidade de repensar a estratégia futura, nomeadamente o plano energético nacional, e ajustar as metas por tecnologia renovável e os mecanismos de incentivo ao investimento no sector.

Como se observa na Figura 19, é possível verificar que o ano de 2015, apesar de seco e quente, encerrou com a eletricidade renovável em posição de liderança na produção nacional de eletricidade: as fontes de energia renováveis contribuíram com 48,2% para a satisfação do consumo em Portugal continental, sendo os restantes 47,3% provenientes de fontes de origem fóssil e 4,5% do saldo de importação (APREN, 2015a).



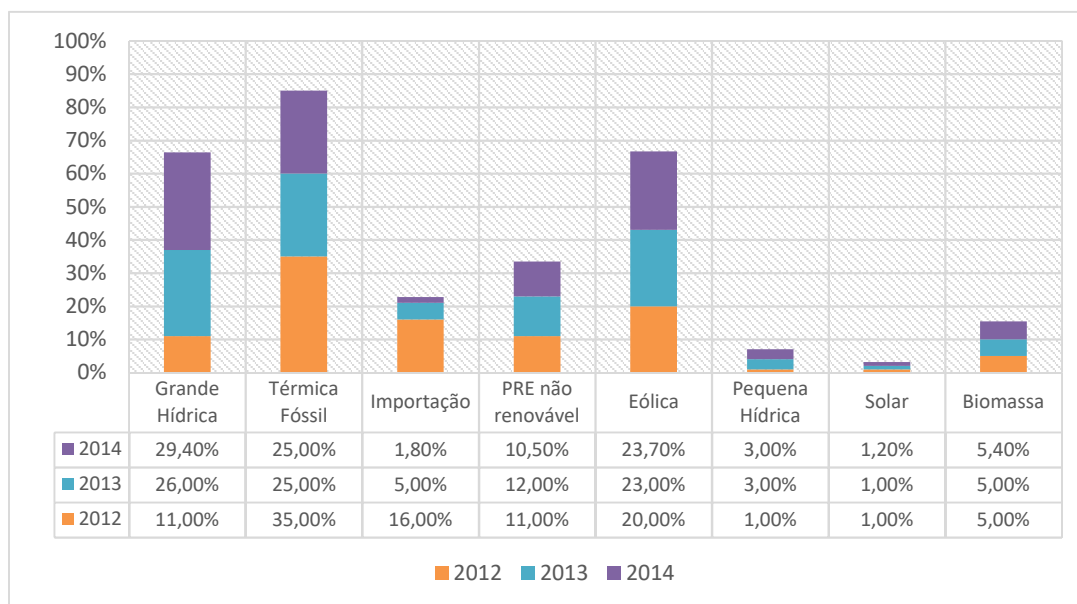
**Figura 19.** Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental, no ano de 2015 (APREN, 2015a)

Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) o ano de 2015 apresentou um valor médio anual da temperatura média do ar de 15,99 °C, sendo desta forma o 2.º ano mais quente desde 2000. Por sua vez, o valor de pluviosidade média anual foi bastante inferior ao valor normal, tendo sido o 4.º ano mais seco no mesmo intervalo de tempo. Deste modo, e como é possível observar na Figura 20, a produtividade hídrica em 2015 sofreu uma queda significativa face a 2014 (redução de 40%) (APREN, 2015a).



**Figura 20.** Comparação da evolução da produção de eletricidade por fonte, em Portugal Continental, nos anos de 2014 e 2015 (APREN, 2016a)

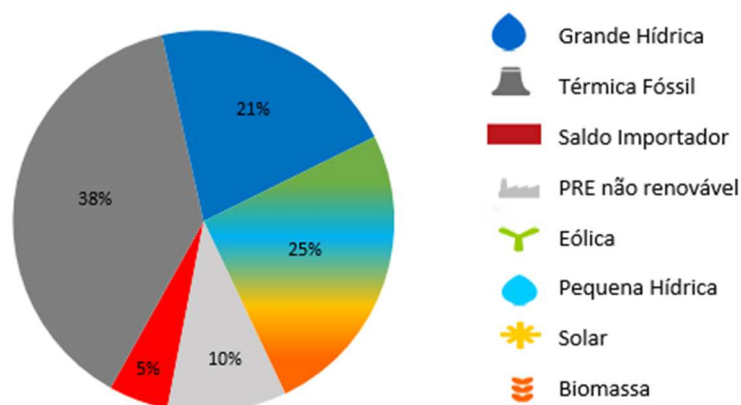
Os anos de 2013 e 2014 revelaram-se anos excelentes no que diz respeito à produção de eletricidade em Portugal continental a partir de fontes renováveis, tendo ocorrido uma representatividade de 58% e 62,7%, respetivamente, na produção total de energia elétrica. A grande hídrica foi a principal responsável, contribuindo com mais de 25% para o total de produção em ambos os anos. A PRE renovável esteve também em destaque, sendo que a energia eólica teve representatividade superior a 20%, e só posteriormente a térmica fóssil, representando 25% em ambos os anos, como é possível observar na Figura 21.



**Figura 21. Variação da produção de eletricidade, entre 2012-2014, em função da sua origem (adaptado de Costa, 2014)**

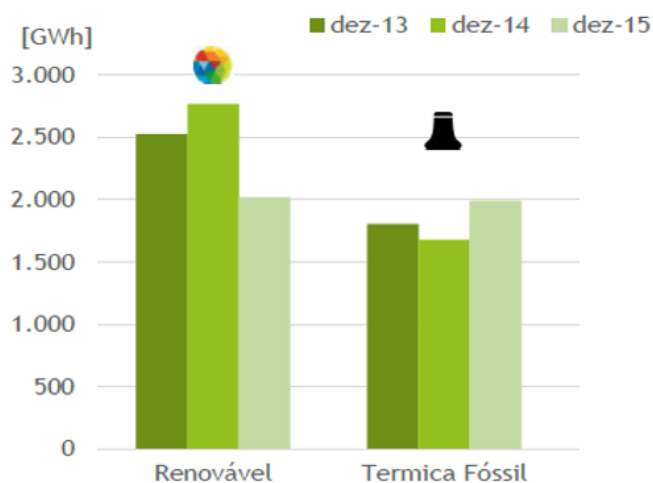
Em 2012, a representatividade das energias renováveis na produção de energia elétrica foi de apenas 38%, sendo que a PRE renovável (toda a renovável exceto a grande hídrica) somente abasteceu 27% do consumo nacional. Analisando a Figura 21 é possível constatar que a energia eólica correspondeu a 20% da produção de eletricidade neste mesmo ano – a segunda maior penetração de energia eólica no mundo, apenas atrás da Dinamarca. A maior fonte de produção de energia nesse ano foi o carvão, com uma representatividade de 24% no total de 35% pertencente à térmica fóssil, resultando desta forma na emissão de mais de 2,7 milhões de toneladas de CO<sub>2eq</sub>. (um aumento de 39% entre 2011 e 2012) (APREN, 2013).

As energias renováveis produzidas no decurso de 2011 representaram um total de 46% no *mix* energético nacional. Nesse ano, com maior representação temos a PRE renovável com 25% e a Grande Hídrica com 21%. Este ano ficou também assinalado essencialmente pela produção de energia recorrendo à queima de combustíveis fósseis, uma vez que a representatividade da energia térmica fóssil atingiu os 38% (Figura 22).



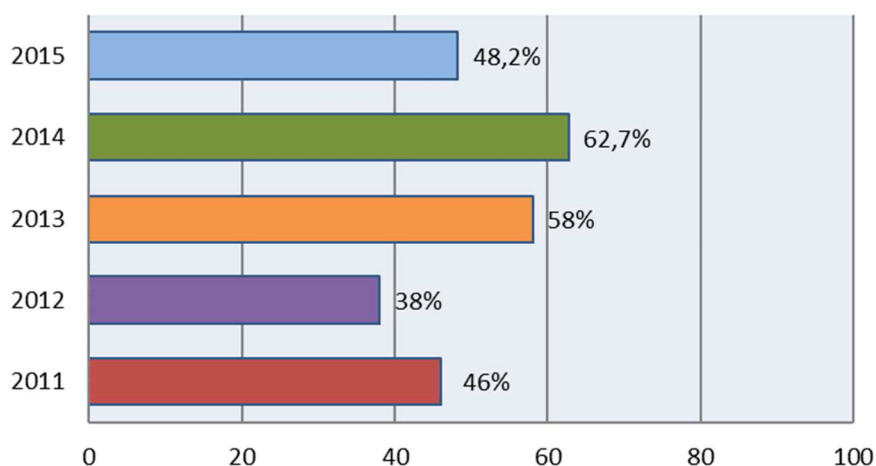
**Figura 22. Peso das diferentes fontes de produção de electricidade em Portugal Continental no ano de 2011 (adaptado de Costa, 2014)**

A Figura 23 compara a produção de eletricidade por fonte nos últimos três anos (2013 a 2015), salientando-se em 2015 a significativa quebra da contribuição da produção hídrica face aos anos anteriores (fruto das condições referidas atrás: o valor de pluviosidade média anual foi bastante inferior ao valor normal), foi compensada sobretudo pela produção de origem fóssil, nomeadamente através do carvão. A tecnologia eólica apresenta valores de produção muito similares de ano para ano, mostrando a sua estabilidade e previsibilidade. Analogamente, a classe das “Outras Renováveis” apresenta apenas ligeiras flutuações, que advêm maioritariamente da pequena hídrica (APREN, 2015a).

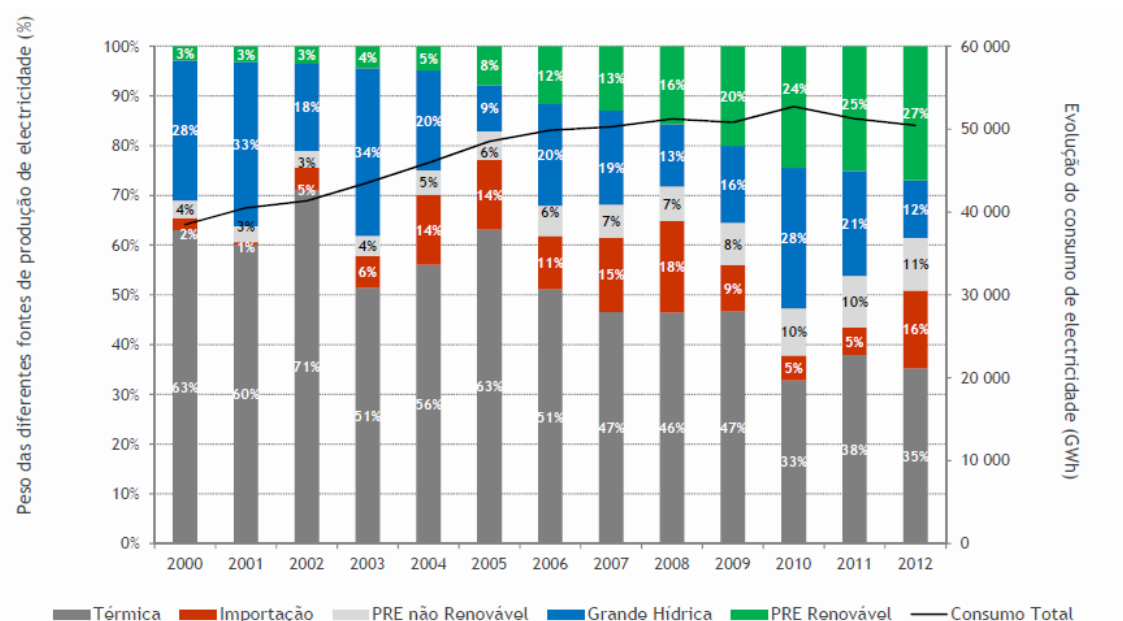


**Figura 23. Evolução da produção de eletricidade no período de 2013-2015 (APREN, 2015a)**

Efetuada uma análise geral do *mix* energético nacional a partir de 2000, com especial enfoque no período de 2011-2015, verifica-se que, apesar da existência de algumas flutuações ao longo dos anos (Figura 24), Portugal tem cumprido com os objetivos de reduzir a produção de energia elétrica com recurso à queima de combustíveis, contribuindo para esta redução com o aumento da produção por via de fontes endógenas, com especial destaque para a Grande Hídrica e Eólica, já que são estas as tecnologias com maior relevância no *mix* energético nacional da última década (Figura 25).

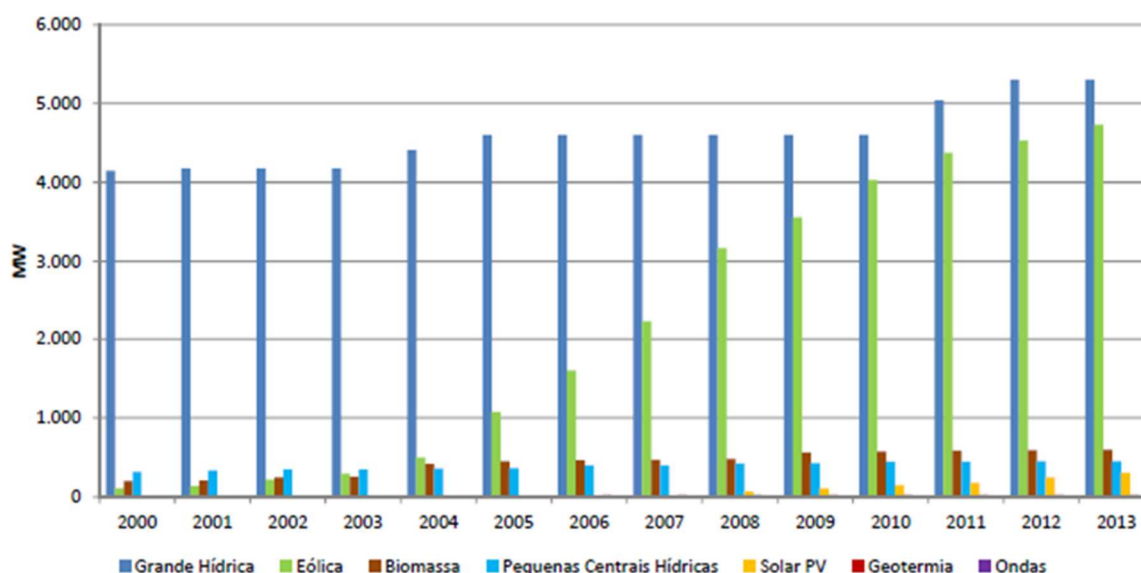


**Figura 24. Representatividade das energias renováveis no *mix* energético nacional, no período 2011-2015 (adaptado de (adaptado de APREN, 2015a, 2015b, 2015c)**



**Figura 25. Fração das diferentes fontes de energia no *mix* energético nacional, no período 2000-2012 (Costa, 2014)**

Examinando a Figura 26 é possível observar um crescimento generalizado em todas as FER na última década, observando-se que são as tecnologias da hídrica e a eólica que constituem as principais origens do *mix* de potência (Costa, 2014).



**Figura 26. Evolução da potência renovável instalada em Portugal entre 2000-2013 (Costa, 2014)**

### **3.1.3. Centros electroprodutores**

A base de desenvolvimento da produção nacional renovável assentou no aumento articulado da capacidade instalada de centrais hídricas e eólicas. O reforço da capacidade hídrica traz benefícios para a otimização da gestão das bacias hidrográficas, ao mesmo tempo que dá ao sistema a rapidez de resposta necessária para fazer face às variações associadas à produção eólica. O aumento da capacidade hídrica reversível também contribui para viabilizar a produção eólica nos períodos de menor consumo, reduzindo os seus custos de produção (PNAER, 2010).

#### **3.1.3.1. Energia Hídrica**

A fonte de energia hídrica será a principal responsável pelo incremento de potência instalada em Portugal até 2030. Está previsto um aumento da potência hídrica instalada, resultado da aplicação do Programa Nacional de Barragens cujo principal objetivo é impulsionar o desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos e de otimizar as infraestruturas hídricas existentes para maximizar o seu potencial hidroelétrico, de cerca de 87%, entre 2014 e 2030 (53% até 2020), contrariamente à tendência verificada na União Europeia. É através dos grandes aproveitamentos hidroelétricos que as energias renováveis constituem atualmente uma parcela significativa da eletricidade gerada em Portugal. Apesar disso, o aumento do consumo e os problemas associados à utilização de outras fontes apontam desde há muito para a necessidade de promover o reforço dessa contribuição. No entanto, os problemas ambientais associados à construção dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, e o esgotamento dos locais em que é possível fazer aproveitamento hidroelétrico, fazem com que não se possa esperar desse lado uma evolução significativa (LNEG, 2001).

Na Tabela 5 encontram-se listadas as centrais hidroelétricas de grande potência instaladas em Portugal continental, e que perfazem um total superior a 5 100 MW de potência instalada. As centrais do Alto Lindoso, Miranda e Aguieira, com uma potência instalada de 630 MW, 369 MW e 336 MW respetivamente, são as três maiores instalações existentes. Atualmente, estão previstos pelo menos quatro novos projetos de construção/início de operação para os próximos anos, com o intuito de elevar o aproveitamento hidrológico para 70% da capacidade do país, e aumentar a capacidade hídrica em 57% no mercado ibérico. Duas dessas centrais têm o ano de 2016 como data prevista para entrada em serviço, a barragem do Baixo Sabor, com uma potência instalada de 189 MW e a barragem de Foz Tua, com uma potência instalada de 252 MW (EDP, 2016b).

Tabela 5. Centrais hidroelétricas (grande hídrica) existentes em Portugal continental e sua localização (adaptado de e2p, 2014)

Nome	Potência Instalada (MW)
Aguieira	336,0
Alqueva	259,2
Alqueva II	260,0
Alto Lindoso	630,0
Alto Rabagão	68,0
Belver	80,7
Bemposta	240,0
Bemposta II	191,0
Bouçã	44,0
Cabril	108,0
Caldeirão	40,0
Cançada	62,0
Carrapatelo	201,0
Castelo do Bode	159,0
Crestuma/Lever	117,0
Frades	191,0
Fratel	132,0
Lindoso	44,1,0
Miranda	369,0
Paradela	54,0
Picote	195,0
Picote II	246,0
Pocinho	186,0
Pracana	41,0
Régua	180,0
Salamonde	42,0
Torrão	140,0
Valeira	240,0
Venda Nova	90,0
Vilarinho das Furnas	125,0
Vilar-Tabuaço	58,0
<b>TOTAL Portugal continental</b>	<b>5110,6</b>



### 3.1.3.2. Energia Eólica

No que diz respeito à fonte eólica estima-se um crescimento de cerca 1 469 MW entre 2014

e 2030, significativamente inferior aos 1 670 MW de crescimento registados nos últimos 5 anos (APREN, 2014). Portugal tem grandes tradições no aproveitamento da energia do vento, desde a moagem de cereais à navegação à vela, sendo mesmo pioneiro na utilização da tecnologia. No entanto, devido ao facto dos locais de maior potencial eólico se encontrarem em zonas remotas, servidas por redes fracas, leva a que muitas vezes o escoamento da energia só seja conseguido mediante a construção de linhas de grande extensão, pondo em causa a viabilidade dos projetos (LNEG, 2001).

Analisando a distribuição das centrais eólicas no território português, verifica-se que a sua concentração é superior no Norte e no Centro do País, resultado da topografia mais acidentada e condições climáticas mais favoráveis quando comparado com o Sul do país. Entre as 238 centrais eólicas existentes no continente português, 14 apresentam uma potência individual instalada superior a 100 MW, representando quase 2 000 MW dos 4 839MW de potência instalada total, como é possível verificar na Tabela 6.

**Tabela 6. Centrais eólicas existentes em Portugal continental, com uma potência instalada superior a 100 MW e sua localização (adaptado de e2p, 2014)**

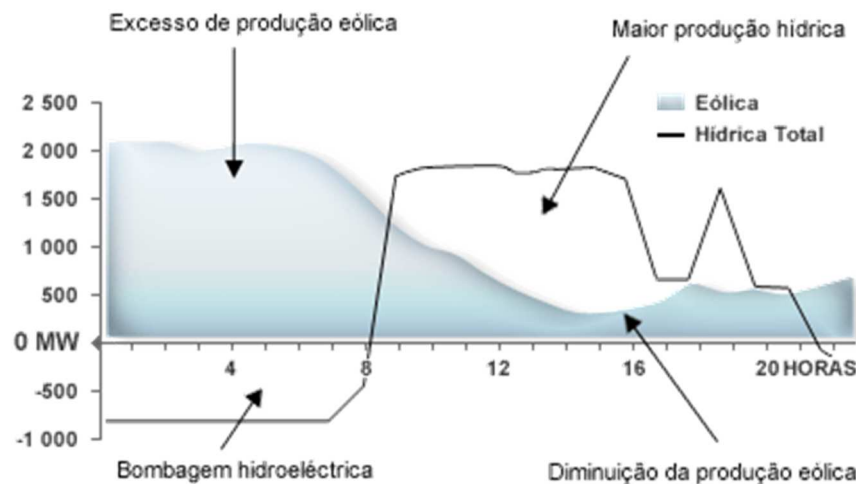
Nome	Potência Instalada (MW)
Alto Douro	251,7
Alto da Coutada	165,6
Alto Minho I	240,0
Arada-Montemuro	112,0
Beiras	100,8
Gardunha	114,0
Pampilhosa da Serra	114,0
Penamacor	123,8
Pinhal Interior	144,0
Raia	128,8
Serra dos Candeeiros	111,0
Terra Fria	104,0
Terras Altas de Fafe	106,0
Toutiço	102,0
<b>TOTAL Portugal continental (maior representatividade)</b>	<b>1917,7</b>
<b>TOTAL Portugal Continental</b>	<b>4838,9</b>



### 3.1.3.3. Complementaridade Hídrica-Eólica

A complementaridade hídrica-eólica, que está atualmente a ser implementada por uma das maiores empresas de produção de energia em Portugal, permite que sejam aproveitados os excessos de energia produzida, resultado de desequilíbrios entre procura e oferta (em particular entre as 0h00 e as 8h00), sem que esta seja totalmente desperdiçada, como sucedeu até recentemente.

As centrais hidroelétricas equipadas com sistemas de bombagem reversível permitem usar eficientemente o excesso de produção eólica, uma vez que a água armazenada nas horas de vazio pode ser posteriormente turbinada nas horas de pico de procura de energia. Nos períodos de grande produção eólica, mas de reduzido consumo, a energia produzida pode ser redirecionada para fazer bombear a água das albufeiras. Deste modo, é possível a sua reutilização para produzir nova energia hidroelétrica em períodos mais rentáveis, reduzindo simultaneamente os impactes ambientais e aumento da eficiência global dos sistemas de produção de energia (Figura 27) (EDP, 2016a).



**Figura 27. Complementaridade hídrica-eólica para aproveitamento de energia produzida (EDP, 2016a)**

Portugal tem cumprido com os objetivos a que se vinculou de aumentar a potência instalada em FER em média de 5,3% ao ano, sendo que em 2013 foram superados os 11 300 MW de potência instalada (EDP, 2016a).

### 3.1.4. Perspetivas de Futuro

A potência instalada e a produção de energia elétrica de origem renovável em Portugal, irão continuar a aumentar até 2030, embora a um ritmo menos acelerado, prevendo-se que na próxima década o crescimento médio anual da potência instalada se aproxime de 2,6%.

Até 2030 serão adicionados à atual potência instalada de FER cerca de 7 100 MW, o que corresponde a um aumento de cerca de 50% em relação a 2014 (Figura 28) (APREN, 2014).

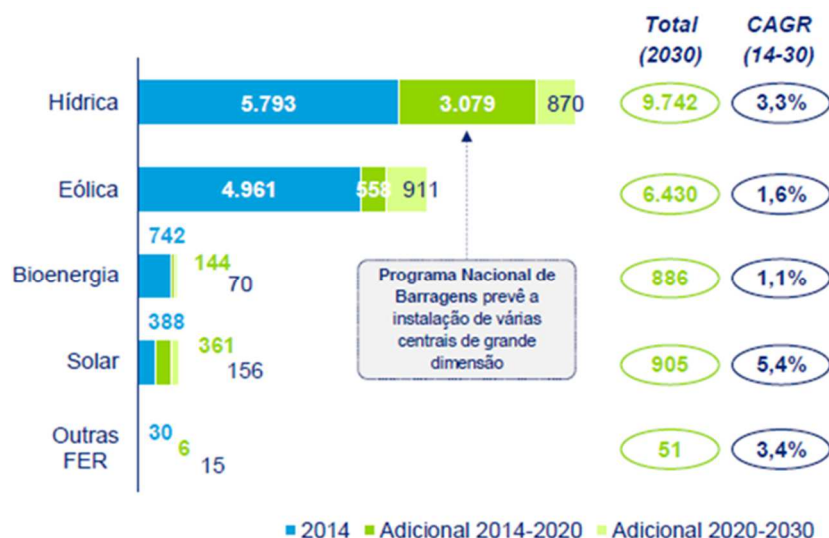


Figura 28. Evolução estimada da potência instalada por FER em Portugal (MW) (APREN, 2014)

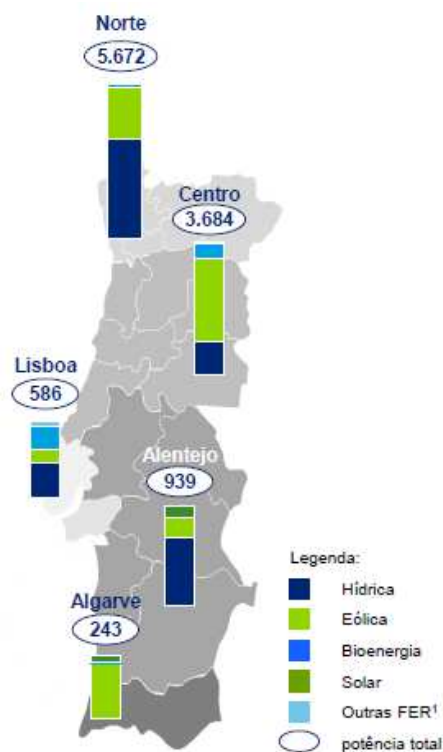
### 3.1.5. Distribuição Geográfica

Focando nas fontes de energia grande hídrica e eólica, existem atualmente cerca de 277 centros electroprodutores espalhados por todo o território nacional, sendo 39 as centrais de grande hídrica existentes, e as restantes 238 centrais eólicas. É possível visualizar a sua distribuição nas Tabela 5 e Tabela 6, anteriormente apresentadas.

Em 2013 metade da potência instalada proveniente das FER estava concentrada na região Norte, seguida da região Centro, com cerca de 33%. Em conjunto, estas regiões dispunham de mais de 80% da potência total FER do país, o que em termos absolutos corresponde a cerca de 9 350 MW de potência de produção de energia elétrica com origem em fontes renováveis. Enquanto na região Norte predomina a fonte hídrica (64%), resultado de uma topografia mais montanhosa, o que facilita a criação de albufeiras de retenção de água, e também maior pluviosidade e rios com maior caudal, na região Centro a fonte eólica representa mais de 60% da potência instalada. O mesmo não acontece na região alentejana,

onde a fonte hídrica tem a maior representatividade. Por sua vez, no Algarve é a eólica que prevalece (Figura 29) (APREN, 2014).

**Figura 29. Distribuição da potência instalada de FER em Portugal continental em 2013 (MW)**  
(adaptado de APREN, 2014)



### 3.2. Energia Hídrica

A produção da hidroeletricidade é considerada um dos processos mais eficientes e menos poluidores, sendo que a energia hídrica é uma das mais antigas formas de aproveitamento energético (Portal Energia, 2016).

Em Portugal, a presença de recursos hídricos é relativamente abundante, em especial nas regiões norte e centro. A rede hidrográfica portuguesa está profundamente ligada à espanhola, e a manutenção cuidada que tem sido feita tem sido indispensável para uma gestão correta dos recursos hídricos. O facto de a água fluir até Portugal através de sítios bem definidos ao longo da fronteira reforça o seu valor económico em relação aos recursos hídricos mais dispersos no interior do território português (Velosa, 2009). Porém, a presença de um clima mediterrânico leva a uma grande irregularidade na distribuição destes recursos no espaço e no tempo, e conseqüentemente, a dificuldades no uso racional da água como um recurso natural. A instabilidade da precipitação conduz à seca da maioria da rede

hidrográfica durante longos intervalos de tempo, e conseqüentemente, a função de transporte e regeneração da qualidade das águas não consegue ser cumprida nesses períodos. Torna-se, pois, essencial a manutenção de um caudal mínimo permanente, compatível com a sua função ambiental, de modo a preservar a qualidade de vida dos cidadãos (Velosa, 2009).

### 3.2.1. Princípios de funcionamento

A produção de energia hídrica pode ser realizada recorrendo a diferentes tipos de aproveitamento, nomeadamente a fio-de-água ou através de albufeiras. Os aproveitamentos a fio-de-água utilizam o natural decurso das correntes dos rios e riachos para fazer mover as turbinas, ficando desta forma dependentes das épocas de cheia/seca para a produção de maior ou menor quantidade de energia. Por sua vez, os aproveitamentos com albufeira conseguem satisfazer de forma mais eficiente a necessidade de energia conforme a mudança na corrente dos rios ao longo do ano. Uma vez que efetuam o armazenamento de água em albufeiras, é possível que mesmo em época de seca as turbinas continuem a produzir energia recorrendo à água armazenada. Esta capacidade permite uma maior produção de eletricidade e uma maior flexibilidade na contribuição da energia hídrica para o *mix* energético (IEA, 2002).

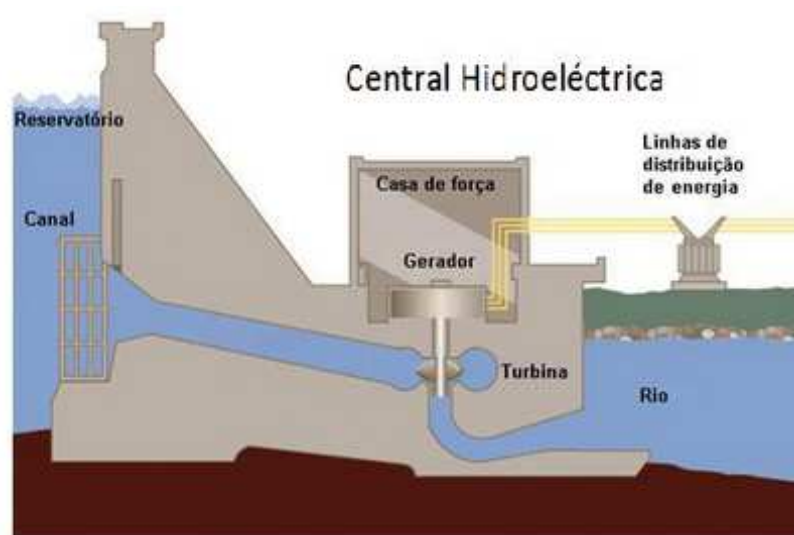
Em Portugal, a produção de eletricidade é principalmente efetuada através de centrais hidroelétricas com albufeiras, que estão associadas a barragens de grande ou média capacidade, que retêm a água dos rios, constituindo assim o reservatório de água (Figura 30) (Portal Energia, 2009).



Figura 30. Esquema de uma barragem hidroelétrica (Portal Energia, 2009)

A água contida na albufeira é conduzida por um circuito hidráulico para uma central, onde a água em movimento faz girar as pás das turbinas hidráulicas, que por sua vez fazem

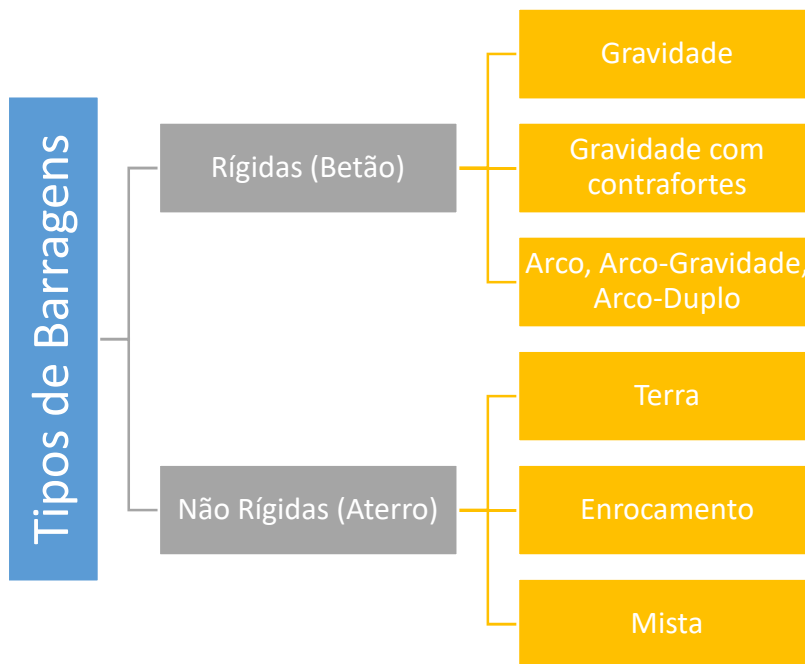
funcionar um alternador, permitindo a obtenção de corrente elétrica. A tensão da corrente gerada é posteriormente elevada através de transformadores, e transportada até aos consumidores. O conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, alternador e transformador é designado por grupo gerador hidroelétrico (Figura 31) (Portal Energia, 2009; Portal Energia, 2016).



**Figura 31. Esquema transversal de uma barragem (Portal Energia, 2009)**

As centrais hídricas de produção de eletricidade acabam assim por revelar-se grandes projetos de construção, que englobam um conjunto de vertentes da engenharia essenciais para determinar a eficiência de todo o sistema da energia hídrica, recorrendo a modelos físicos, matemáticos e geográficos de forma a viabilizar cada etapa técnica da hidroelétrica (Portal Energia, 2016).

As barragens referentes a aproveitamentos com albufeira, são geralmente classificadas conforme a sua estrutura e materiais envolvidos na sua construção. Na Figura 32 encontram-se as diferentes classificações das principais barragens existentes.



**Figura 32. Classificação dos principais tipos de barragens existentes (adaptado de Types of Dams, 2015a, 2015b)**

As principais barragens são construídas com recurso a betão ou material de enchimento de rocha e terra. Estes últimos são economicamente mais viáveis e estão associados à maioria das barragens de grande dimensão existentes. O betão é usado em barragens de gravidade ou arco, requerendo estas últimas menor quantidade de material para o mesmo valor de suporte, comparativamente às de gravidade (IEA, 2002). Na Figura 33 é possível visualizar diferentes perspetivas de alguns dos diferentes tipos de barragens existentes.

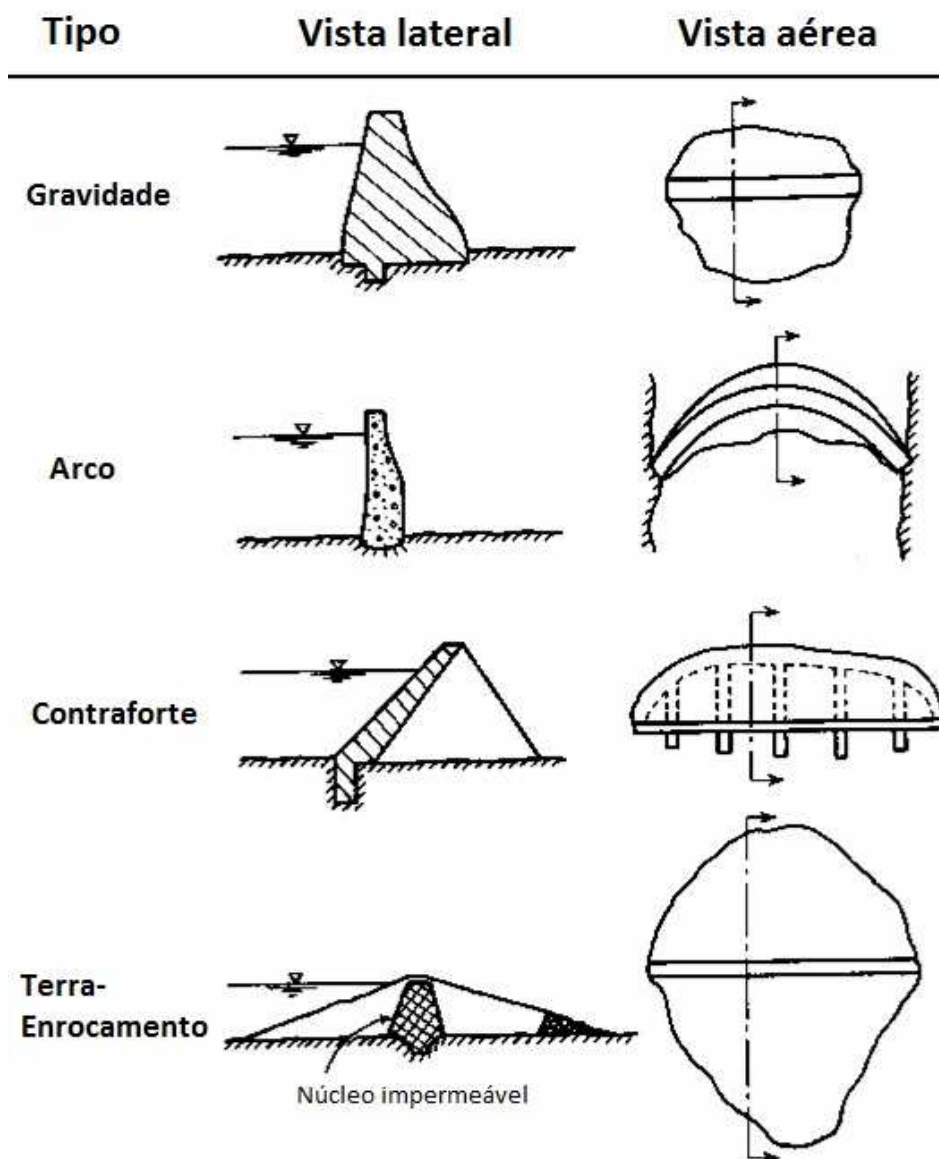


Figura 33. Diferentes tipos de barragens com respetiva visualização lateral e aérea (adaptado de Types Of Dams, 2015a)

### 3.2.2. Impactes associados aos aproveitamentos hidroelétricos

Tal como acontece em todos os processos que recorrem a recursos naturais, o aproveitamento dos rios para produção de eletricidade causa impactes, tanto negativos como positivos, a nível social, económico e ambiental. Embora alguns sejam imediatos e outros apenas visíveis com o passar dos anos, é importante conseguir quantificar a severidade dos impactes negativos, e de que forma estes podem ser minorados ou mitigados.

Implementando uma abordagem *cradle to grave*, na qual são analisados os impactes inerentes à energia hídrica nas fases de construção, operação das centrais, e eventual desmantelamento, é importante ter em conta aspectos como por exemplo o local de

implementação da central, o seu tamanho e tipologia, assim como os materiais usados na construção, o clima local e a vegetação existente, uma vez que são estes fatores que permitirão uma conclusão precisa relativamente à avaliação do ciclo de vida desta tecnologia. Sabe-se que, por exemplo, as grandes barragens não são usualmente construídas em aproveitamentos a fio-de-água. Por uma questão de dimensão, os impactes ambientais, sociais e económicos associados a este tipo de aproveitamento são muito inferiores comparativamente àqueles provocados pela construção das barragens com grandes reservatórios hídricos, principalmente porque estas últimas requerem elevadas quantidades de materiais de construção (IEA, 2002).

Atualmente, as emissões de GEE provenientes da energia hídrica são muito discutidas a nível mundial. Apesar das suas características renováveis, e contrariamente àquilo que é considerado verdadeiro, a energia gerada recorrendo a aproveitamentos hidroelétricos com albufeiras não gera apenas impactes na sua construção e desmantelamento. Estudos recentes provam que durante a fase de operação os valores de emissões de GEE para a atmosfera podem ser bastante relevantes. Nas albufeiras das grandes barragens existe grande produção de dióxido de carbono e metano. Isto acontece porque, aquando da inundação da albufeira, árvores e outras plantas que contêm carbono ficam submersas, começando a apodrecer e a libertar dióxido de carbono e metano. Esta decomposição, que ocorre no fundo do reservatório em condições anóxicas, resulta ainda na geração de metano, que é libertado para a atmosfera assim que a água passa as turbinas da barragem. As mudanças sazonais na profundidade da água refletem-se numa decomposição contínua do material. Nas épocas de cheia, as plantas que colonizaram as margens do reservatório nas épocas de seca voltam a ficar submersas ocorrendo de novo a produção de dióxido de carbono e metano, sendo possível considerar este processo um ciclo contínuo (Graham-Rowe, 2005; Union of Concerned Scientists, 2016).

De forma a obter dados precisos relativos às emissões provenientes dos reservatórios são necessárias medições antes e depois da inundação dos ecossistemas, uma vez que os valores de emissão nos ecossistemas antes da inundação não são nulos. A quantidade e tipo de emissões de GEE depende das condições climáticas, da área superficial e da profundidade do reservatório, e ainda da topografia presente. Sabe-se que as barragens localizadas em zonas tropicais são as que maior quantidade de GEE emitem, uma vez que combinam altas temperaturas e altos níveis de matéria orgânica com elevadas áreas de superfície do

reservatório e baixas profundidades, resultando no processo de eutrofização. Por outro lado, reservatórios localizados em zonas temperadas ou de clima mediterrânico apresentam menores emissões devido às temperaturas médias baixas e menores quantidades de matéria orgânica (Flury & Frischjnecht, 2012).

Para além dos impactes causados pelas emissões, é necessário também considerar os impactes provocados pelo uso do terreno quando da construção e operação da barragem assim como as alterações a nível social, económico e ambiental que vão ser provocadas por esta. Durante o período de construção, o projeto de uma barragem exige um elevado número de mão-de-obra indiferenciada, e um número menor de mão-de-obra qualificada, conduzindo à criação de empregos durante aquela fase. A nível de impacte físico, os mais comuns são a diminuição da corrente do rio, alterando a dinâmica do ambiente aquático e a temperatura do rio, dividindo o lago da represa em dois ambientes: um onde a temperatura é mais baixa (o fundo do lago) e outro onde a temperatura é mais alta (superfície do lago).

Sendo a irrigação de solos de grande potencial agrícola uma das finalidades na construção de uma barragem, a construção de uma rede de irrigação pode levar ao crescimento dos valores das colheitas, e conseqüentemente, melhorar a nutrição das populações locais, ao mesmo tempo que proporciona postos de trabalho, rejuvenesce o sector agrícola e permite a produção de alimento para os habitantes locais (Velosa, 2009; Sousa, 2000).

Na Tabela 7 encontra-se uma síntese das principais vantagens e inconvenientes, a nível ambiental e socioeconómico, inerentes às obras de geração de energia hídrica.

**Tabela 7. Principais vantagens e inconvenientes associadas à produção de energia elétrica em barragens ( adaptado de USDOE, 2006)**

<b>Vantagens</b>	<b>Inconvenientes</b>
Criação de postos de trabalho, com maior incidência na fase de construção.	Elevado investimento inicial inerente à fase de construção.
Grande potencial na construção de redes de irrigação.	Aumento do risco de inundação da área circundante da barragem.
Reduzida produção de emissões, comparativamente às fontes de energia fóssil.	Alterações a nível de fauna e flora com possível eliminação de algumas espécies.
Desenvolvimento da economia da região com o estabelecimento de serviços de alojamento e restauração.	Destruição de habitats.
Criação de melhores vias de comunicação e transporte.	Possíveis alterações na qualidade da água e da corrente dos rios.

### **3.3. Energia Eólica**

Atualmente, a energia eólica contribui para o *mix* energético de mais de 70 países. Com o aumento da procura de energia o vento é visto como uma importante alternativa para aumentar a produção no que diz respeito à geração de eletricidade. Deste modo o aumento da potência instalada desta tecnologia, que se caracteriza pelas baixas emissões de GEE para a atmosfera, poderá contribuir para uma maior mitigação das mudanças climáticas. (World Steel Association, 2008).

A geração de eletricidade recorrendo a turbinas eólicas é frequentemente, caracterizada como sendo uma tecnologia chave no que toca às preocupações ambientais, utilização de recursos e segurança energética. Entre outros fatores, o forte crescimento desta tecnologia no mercado atual e o potencial de exploração em *offshore* contribuem para a conceção antecipada de que a energia eólica irá atuar de forma muito significativa como alternativa à produção de energia elétrica recorrendo à queima de combustíveis fósseis (Arvesen & Hertwich, 2012). Durante o seu período de operação as turbinas eólicas são ambientalmente responsáveis, uma vez que não libertam qualquer tipo de emissões diretas e requerem pouco consumo de energia. Numa central eólica a quantidade de energia produzida durante todo o

seu ciclo de vida é em média 57 vezes superior à energia consumida em igual período (Haapala & Prempreeda, 2014; EDP, 2016a; Siemens, 2016).



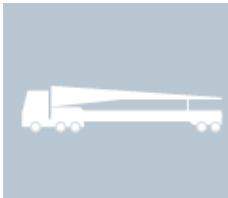


De forma a determinar a sustentabilidade de um equipamento/parque eólico, tendo em conta todas as emissões ao longo do seu ciclo de vida, existem diversos estudos de ACV, como por exemplo o estudo de Martínez *et al.*, 2009. Na Figura 34 é possível visualizar o esquema relativo às etapas do ciclo de vida de uma turbina eólica.



**Figura 34. Diferentes etapas presentes no ciclo de vida de uma central eólica (adaptado de Siemens, 2016)**

Na Tabela 8 encontram-se elucidadas as diferentes etapas consideradas na abordagem “*cradle to grave*” para avaliação do ciclo de vida da energia eólica.

**Tabela 8. Principais etapas do ciclo de vida considerado (adaptado de Siemens, 2016)**

	<p><b>Materiais</b> – é necessária a identificação das quantidades e tipos de materiais e energia que precisam de ser obtidos para a produção dos diversos componentes da turbina, assim como os componentes que são usados para ligar a central eólica à rede elétrica.</p>
	<p><b>Produção</b> – Inclui a produção de todos os componentes necessário para a correta operação de uma turbina: fundação, torre, <i>nacelle</i> e lâminas, e ainda todos os componentes necessários à transmissão da energia gerada à rede elétrica.</p>
	<p><b>Instalação</b> – As fases que fazem parte do processo de instalação incluem: preparação do local, colocação das turbinas, e conexão das turbinas à rede elétrica. Estas diferentes etapas resultam no consumo de recursos e produção de resíduos.</p>
	<p><b>Operação e manutenção</b> – Tendo em conta o tempo de vida da turbina é necessário considerar os possíveis materiais a substituir e a periódica mudança de óleos e lubrificantes.</p>
	<p><b>Desmantelamento</b> – No fim de vida de uma central eólica, os componentes das turbinas são desmontados e os materiais devem ser transportados e tratados de acordo com as suas características. Para os materiais recicláveis o seu fim deverá ser a reciclagem para possibilitar um novo uso. Para os materiais que não são possíveis de reciclar, devem ser tratados de forma adequada de acordo com a legislação e/ou regulamentos existentes.</p>

### 3.3.1. Princípio de funcionamento

Uma turbina eólica corresponde a um elemento de rotação que é capaz de extrair energia do ar em movimento em torno do mesmo. Pode estar localizada em terra ou no mar, denominando-se *onshore* ou *offshore*, respetivamente. Recorrendo a um gerador presente na turbina, a energia mecânica produzida pelo movimento das pás é convertida em energia elétrica. Existem dois tipos de turbinas eólicas: de eixo vertical e de eixo horizontal. As

turbinas de eixo horizontal são aquelas dominantes para a geração de energia renovável. O modo de funcionamento desta turbina é paralelo ao solo e apresenta bastantes vantagens comparativamente às de eixo vertical, em particular a sua capacidade de produção, que é efetivamente superior. As turbinas de eixo vertical funcionam perpendicularmente ao solo e são comumente usadas em pequenos projetos de energia eólica. Devido à sua maior versatilidade, uma vez que conseguem suportar velocidades do ar mais elevadas, este tipo de turbina revela-se como a melhor opção para ser aplicada em locais onde as condições do vento não são constantes, ou em locais onde existe uma restrição relativamente à altura máxima de colocação da turbina, impossibilitando um aproveitamento dos ventos mais altos (Windpower Engineering & Development, 2009). Na Tabela 9 encontra-se uma comparação entre as principais vantagens e desvantagens destes dois tipos de turbinas.

**Tabela 9. Vantagens e desvantagens de turbinas de eixo horizontal e eixo vertical (Ghenai, 2012)**

	<b>Eixo horizontal</b>	<b>Eixo vertical</b>
<b>Vantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior capacidade de produção.</li> <li>• Melhor funcionamento em ventos a maior altitude.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sem necessidade de construção de torre.</li> <li>• O gerador pode estar localizado no solo.</li> </ul>
<b>Desvantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior dificuldade na construção/implementação das torres.</li> <li>• Mau funcionamento na presença de ventos turbulentos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A velocidade do vento é baixa junto ao nível do solo.</li> <li>• A eficiência geral deste tipo de turbina é relativamente diminuta.</li> </ul>

A quantidade de eletricidade gerada recorrendo à energia mecânica do vento depende da densidade do ar e da velocidade do vento. A maiores altitudes, o vento é menos influenciável pela resistência causada por árvores ou outras obstruções presentes no solo. Assim, a velocidade do vento traduz-se num aumento proporcional à altura em relação ao solo, sendo que maiores turbinas conseguem produzir maior quantidade de energia (Lieberman, 2003).

As turbinas de eixo horizontal são as que têm uma presença mais representativa em Portugal na produção de eletricidade recorrendo ao vento, muito principalmente devido à sua elevada capacidade de produção e de disponibilidade de locais para a sua instalação, sendo as suas características mais importantes apresentadas na Figura 35 e na Figura 36.

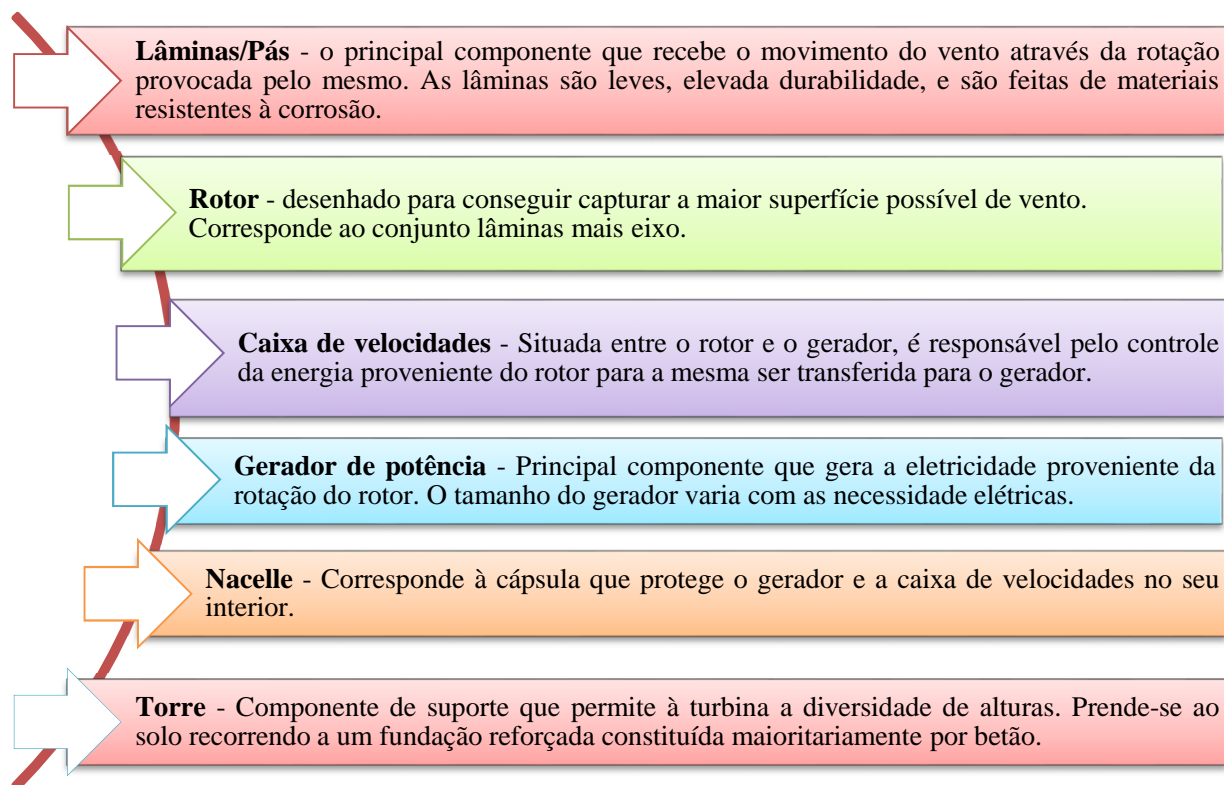


Figura 35. Principais componentes de uma turbina eólica (adaptado de Ghenai, 2012)

As turbinas eólicas funcionam exatamente como ventoinhas, a única diferença reside no facto das ventoinhas utilizarem a eletricidade para produzir vento enquanto que as turbinas eólicas usam o vento para produção de eletricidade. O vento faz mover as lâminas que, ao rodar juntamente com o eixo, fazem ligação com a caixa de velocidades que transfere a energia para o gerador, que por sua vez gera eletricidade. Do gerador a energia segue para a unidade de transformação de potência, percorrendo os cabos interiores da torre, seguindo posteriormente através de cabos de conexão para uma subestação onde é preparada para ser distribuída à rede (Figura 36) (Energy.gov, 2014).

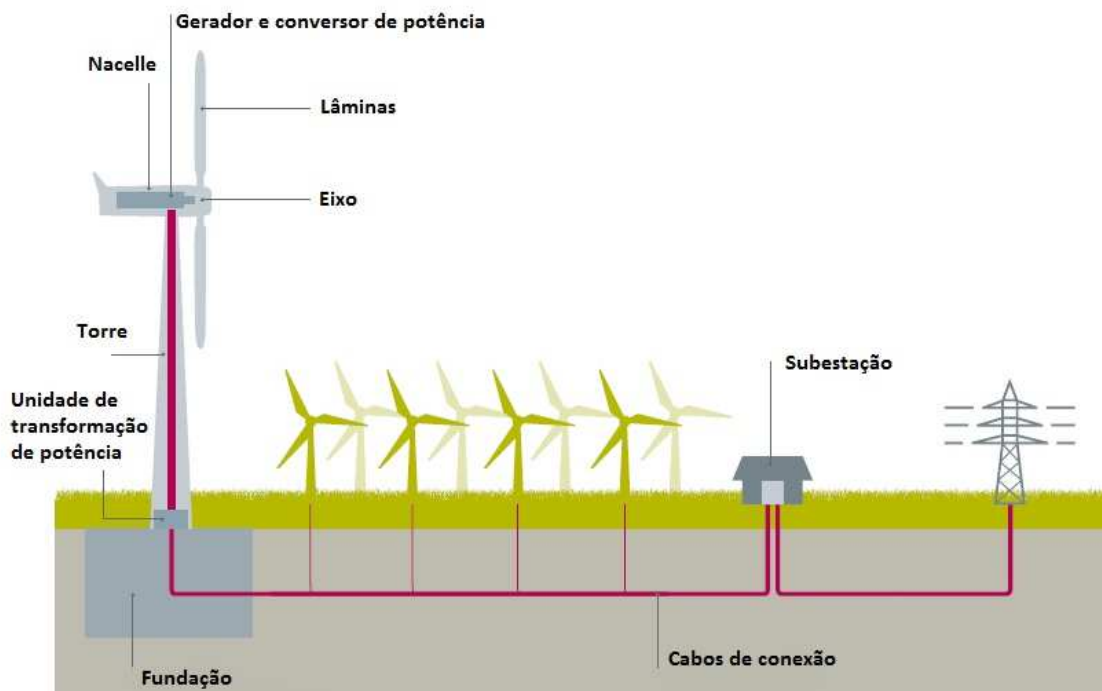
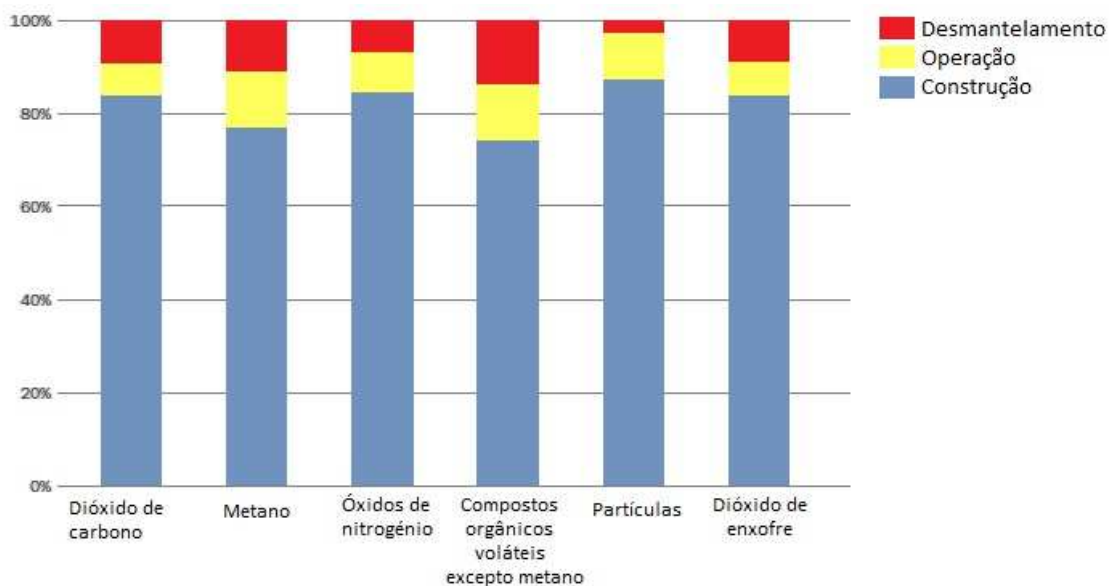


Figura 36. Esquema representativo do funcionamento de uma central eólica (adaptado de Siemens, 2016)

### 3.3.2. Impactes associados à geração de energia eólica

Todos os processos envolvidos na cadeia de produção de energia elétrica geram impactes, que de alguma forma, positiva ou negativa, acabam por influenciar diferentes aspectos ambientais, sociais e económicos. A energia produzida através do vento não difere neste aspeto comparativamente às outras formas de produção de energia elétrica. No entanto, apresenta uma vantagem: os valores de emissões para a atmosfera são quase nulos. Como já fora referido neste capítulo, a fase de produção de energia elétrica recorrendo ao vento não tem quaisquer emissões diretas associadas, resultando a maioria dos impactes ambientais originários das centrais eólicas da produção dos componentes das turbinas e da sua instalação. Durante o seu ciclo de vida, uma central emite menos de 1% de CO<sub>2eq</sub> por kWh, comparativamente com uma central de queima de combustíveis fósseis (Haapala & Prempreeda, 2014; Siemens, 2016).

Observando a Figura 37 é possível verificar que a contribuição para as emissões para a atmosfera na fase de construção é cerca de 80%, sobrando os restantes 20% para as fases de operação e desmantelamento.

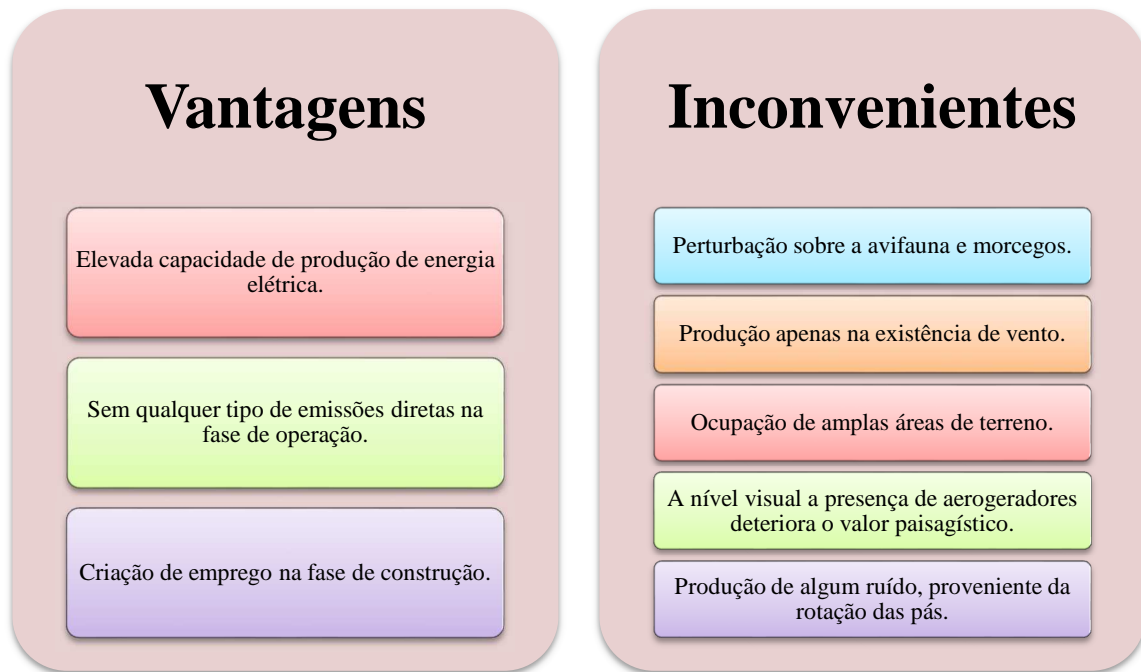


**Figura 37. Contribuição das diferentes fases do ciclo de vida para as diversas emissões (Wind Energy, 2009)**

As emissões registadas na fase de construção incluem: extração e produção dos materiais e componentes da turbina, as atividades associadas à preparação do local de implementação, e transporte dos componentes desde o local de produção até ao local de construção da central eólica. Desta fase resulta, como já referido, a maior contribuição de emissões.

Relativamente à fase de operação, as reduzidas emissões que se registam são referentes aos processos de manutenção necessários ao longo do tempo de vida de cada turbina. Estão incluídas nesta fase todas as substituições de peças danificadas e mudanças de lubrificantes. Estas emissões caracterizam-se como indiretas, uma vez que não advêm diretamente da produção de energia elétrica da turbina (Prempreeda, 2012).

Na análise de características negativas e positivas derivadas da energia eólica, são igualmente considerados outros impactos que caracterizam esta tecnologia a nível ambiental e socioeconómico. Na Figura 38 apresentam-se as principais vantagens e inconvenientes associados à energia do vento.



**Figura 38. Principais vantagens e inconvenientes associados à produção de energia elétrica através da energia eólica (adaptado de Portal Energia, 2015; Wind Energy, 2009)**

Uma vez identificadas e caracterizadas as fontes de energias renováveis consideradas neste trabalho, em particular quais são os impactos mais significativos, segue-se a descrição da ferramenta de cálculo dos indicadores e do seu processo de desenvolvimento.



# 4. Desenvolvimento da Ferramenta de Cálculo

## 4.1. Especificações da Avaliação do Ciclo de Vida

A implementação do processo de ACV a um determinado serviço/produto pressupõe a definição do âmbito de estudo. Em concreto, para o estudo presente nesta dissertação foram consideradas as especificações explanadas na Figura 39.

Unidade funcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 kWh</li> </ul>
Fronteira	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Portugal continental (excluiu-se os Arquipélagos dos Açores e Madeira e a eletricidade importada)</li> </ul>
Intervalo de tempo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2011-2015</li> </ul>
Tecnologias consideradas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eólica</li> <li>• Grande hídrica</li> </ul>
Abordagem	<ul style="list-style-type: none"> <li>• "<i>Cradle to Gate</i>". São consideradas as fases de extracção e tratamento das matérias primas, transporte para o local de construção/implementação, fase de construção e fase de operação e manutenção. Distribuição e consumo de energia fora da fronteira</li> </ul>
Metodologia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atribucional</li> <li>• CML 2001</li> </ul>
Indicadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencial de Alterações Climáticas (GW) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencial de Acidificação (AC)</li> </ul> </li> <li>• Potencial de Criação do Ozono Fotoquímico (PO) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eutrofização (ET)</li> </ul> </li> <li>• Depleção da camada de ozono (OD)</li> </ul>

Figura 39. Principais características do estudo efetuado

## 4.2. Determinação dos Indicadores

O principal objetivo deste estudo é a quantificação dos danos ambientais inerentes à produção de 1 kWh de energia elétrica em Portugal continental, provenientes de duas diferentes tecnologias renováveis: a eólica e a grande hídrica. Uma vez que o interesse, neste caso, é meramente ambiental, a escolha dos indicadores a medir deve tomar em conta aspectos relacionados com o sistema de produção de energia.

Ao nível do estudo de emissões, são geralmente considerados cinco indicadores principais como referência, cujos respetivos valores para os seguintes indicadores, serão estimados: Potencial de Alterações Climáticas (GW), Potencial de Acidificação (AC), Potencial de Criação do Ozono Fotoquímico (PO), Potencial de Eutrofização (ET) e Potencial de Depleção da Camada de Ozono (OD). Estes indicadores estão associados a sistemas de

produção de energia, permitindo porventura uma comparação a nível de tecnologias renováveis e não renováveis.

#### **4.2.1. Potencial de Alterações Climáticas (GW)**

O mecanismo de efeito de estufa pode ser observado em pequena escala, como o próprio nome indica, numa estufa, onde a radiação do sol provoca uma subida da temperatura no seu interior. Estes efeitos também ocorrem numa escala global. Da totalidade da radiação proveniente do sol que consegue entrar em contacto com a superfície terrestre, uma parte é absorvida, enquanto outra parte é refletida de volta. Esta última é então absorvida pelos gases com efeito de estufa presentes na troposfera e irradiada em todas as direções, incluindo o retorno à superfície terrestre. Estes acontecimentos resultam no aquecimento da superfície, e conseqüentemente, no aumento da temperatura ambiente, denominando-se este processo como efeito de estufa. Em adição aos mecanismos naturais, o efeito de estufa é ainda ampliado devido a algumas atividades antropogénicas, que libertam grandes quantidades de gases (como o dióxido de carbono e o metano). Um exemplo disso é a queima de combustíveis fósseis para a produção de energia, que é a principal atividade poluidora e causadora do efeito de estufa. O Potencial de Alterações Climáticas (GW) é calculado em unidades de dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2, \text{eq}$ ) e associado, normalmente, a um período de 100 anos, contabilizando o tempo de residência dos gases na atmosfera (Gomes, 2012; ERSE, 2000; VESTAS, 2011).

#### **4.2.2. Potencial de Acidificação (AC)**

A acidificação dos solos e águas ocorre predominantemente pela conversão de alguns poluentes presentes no ar em ácidos. Este fenómeno provoca uma diminuição no valor de pH da água da chuva e do nevoeiro de cerca de 5,5 até 4 (ou mesmo inferior), provocando elevados danos nos ecossistemas, já que as chuvas ácidas removem nutrientes dos solos e aumentam a solubilidade de metais, para além de provocarem danos em materiais presentes em edifícios ou outros locais, uma vez que os metais e pedras naturais sofrem uma corrosão/erosão acentuada estando expostos às chuvas ácidas. O dióxido de enxofre e o óxido nítrico, são os principais responsáveis pelos referidos fenómenos (ERSE, 2000; VESTAS, 2011).

#### **4.2.3. Potencial de Eutrofização (ET)**

O processo da eutrofização relaciona-se com o aumento exacerbado da presença de nutrientes em corpos de água, em particular fechados, principalmente azoto e fósforo. Pode ser a nível aquático ou terrestre e os seus principais causadores são os poluentes presentes no ar, o lixo aquático e os fertilizantes e seus derivados provenientes da indústria agrícola. Em ambiente aquático, o resultado visível é o crescimento desmesurado de algas e outras plantas, funcionando assim como uma barreira que impede que as radiações solares consigam atingir maiores profundidades. Isto provoca um decréscimo no processo de fotossíntese e conseqüente redução da produção de oxigénio, que aliada à maior necessidade do mesmo na decomposição das plantas causa uma quebra na concentração de oxigénio dissolvido presente na água, originando a formação de metano que é eventualmente libertado para a atmosfera (ERSE, 2000; VESTAS, 2011).

#### **4.2.4. Potencial de Criação do Ozono Fotoquímico (PO)**

Apesar das suas características protetoras quando presente na estratosfera, a presença de ozono perto da superfície pode provocar sérios problemas a nível ambiental e de saúde humana e animal. O chamado “nevoeiro fotoquímico” é provocado essencialmente pela formação de ozono na troposfera devido à oxidação de compostos orgânicos voláteis (COV's) e monóxido de carbono, na presença de óxidos de nitrogénio e radiação ultravioleta. Ocorre em áreas com forte insolação e com tendência para inversões atmosféricas de temperatura, onde se verifiquem significativas emissões de hidrocarbonetos e de óxidos de nitrogénio para a atmosfera, provenientes de emissões automóveis e/ou industriais. O potencial fotoquímico é uma medida do potencial apresentado por uma substância orgânica volátil para produzir ozono, sendo o valor medido em massa de etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) equivalente. As principais conseqüências da exposição a concentrações elevadas de ozono traduzem-se em dificuldades respiratórias em pessoas sensíveis, e danos na vegetação e ecossistemas, que se traduzem em lesões foliares e reduções no crescimento e na produção de sementes no caso da vegetação (Gomes, 2012; ERSE, 2000; VESTAS, 2011).

#### **4.2.5. Depleção da Camada de Ozono (OD)**

Os níveis de ozono (O<sub>3</sub>) na estratosfera têm vindo a decrescer na maioria das regiões do Mundo. Esta depleção da camada de ozono é devida ao aumento das concentrações de compostos de cloro e de bromo na estratosfera, que resultam sobretudo de emissões de

clorofluorcarbonetos (CFC's) e óxidos de nitrogénio (NO<sub>x</sub>). A diminuição da camada de ozono possibilita a passagem de maiores quantidades de radiação ultravioleta-B (UV-B) para a atmosfera e superfície terrestre, causando danos significativos nos organismos vivos e impactes na saúde humana, nomeadamente cancro de pele, cataratas nos olhos, envelhecimento cutâneo, e diminuição do sistema imunitário (Gomes, 2012; ERSE, 2000; VESTAS, 2011).

Na Tabela 10 encontram-se as siglas utilizadas para referenciar cada indicador utilizado, assim como o respetivo acrónimo e a unidade de medição presente na ferramenta.

**Tabela 10. Características dos diferentes indicadores**

<b>Indicador</b>	<b>Sigla</b>	<b>Acrónimo</b>	<b>Unidade de medida</b>
<b>Potencial de Alterações Climáticas</b>	GW	CO <sub>2,eq</sub>	g CO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>
<b>Potencial de Acidificação</b>	AC	SO <sub>2,eq</sub>	mg SO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>
<b>Potencial de Eutrofização</b>	ET	PO <sub>4<sup>3-</sup>,eq</sub>	mg PO <sub>4<sup>3-</sup>,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>
<b>Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico</b>	PO	C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub>	mg C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>
<b>Potencial de Depleção da Camada de Ozono</b>	OD	CFC11 <sub>,eq</sub>	µg CFC11 <sub>,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>

### **4.3. Recolha de Dados**

A fase de recolha de dados contemplou a pesquisa e a leitura de variados artigos científicos, relatórios e dissertações. Esta etapa durou cerca de três meses e prendeu-se com a recolha de informação que permitisse o cálculo dos indicadores ambientais a avaliar.

Inicialmente procurou-se obter dados de emissões presentes em inventários de ciclo de vida, de forma a que posteriormente fossem tratados e incluídos na ferramenta. No entanto, tais dados não se encontravam acessíveis em estudos ou artigos publicados na literatura aberta. Os dados de inventário apresentam-se somente disponíveis em *software* de bases de dados e inventários de empresas, constituindo um entrave à recolha de valores.

Para ultrapassar esta barreira, de forma eficaz, optou-se pela recolha de dados já tratados, publicados em revistas científicas e relatórios de instituições. Estes encontram-se quase sempre na forma de fatores de emissão, que correspondem aos valores de cada um os indicadores ambientais considerando apenas uma tecnologia de produção de energia elétrica por unidade funcional.

A inclusão direta de dados na ferramenta requeria que os mesmos fossem apresentados por tecnologia, fase e indicador. Novas complicações surgiram, desta vez, relativas à combinação destes três parâmetros.

Para a tecnologia da energia eólica foram encontradas pelo menos cinco referências diferentes, com valores passíveis de serem usados. Contudo, o mesmo não sucedeu para a tecnologia da grande hídrica, para a qual os dados conseguidos são referentes a apenas algumas fases. Esta ocorrência pode, porventura, estar relacionada com as distintas épocas em que ambas as tecnologias surgiram.

A construção de grandes barragens começou há décadas atrás, como uma solução de geração de eletricidade complementar às centrais de queima de combustíveis fósseis. Numa altura em que as preocupações ambientais eram reduzidas ou, praticamente inexistentes, seria inimaginável a realização de estudos ambientais. Já o desenvolvimento tecnológico que começou a surgir com a implementação de turbinas eólicas, figurou como uma resposta às inquietações do contexto ambiental que começaram a tornar-se intensas em meados do século XX, pelo que estudos sobre o seu desempenho seriam importantes para que pudesse ser confirmado que, de facto, esta tecnologia traz vantagens a nível ambiental.

#### **4.4. Escolha do *Software***

Após a agregação dos dados/fatores de emissão recolhidos procedeu-se à escolha do *software* a utilizar para a criação da ferramenta de cálculo. Tratando-se de um projeto que preza pela simplicidade na leitura de dados e obtenção de valores, optou-se pelo programa *MS Excel<sup>TM</sup>*. Para além do seu fácil manuseamento e ampla implementação, este *software* revela-se como uma poderosa ferramenta para análise de dados e realização de cálculos em dados.

#### **4.5. Estruturação da Ferramenta**

O primeiro passo baseou-se na criação de um documento *MS Excel<sup>TM</sup>* com diversos separadores, cada um dedicado às diferentes tecnologias, perfazendo um total de 13 folhas. De notar que a ferramenta foi desenvolvida prevendo a incorporação de mais tecnologias de produção de energia elétrica, caso seja necessário. A cada tecnologia foi associada uma cor, de forma a que a sua identificação seja feita mais facilmente (Figura 40).

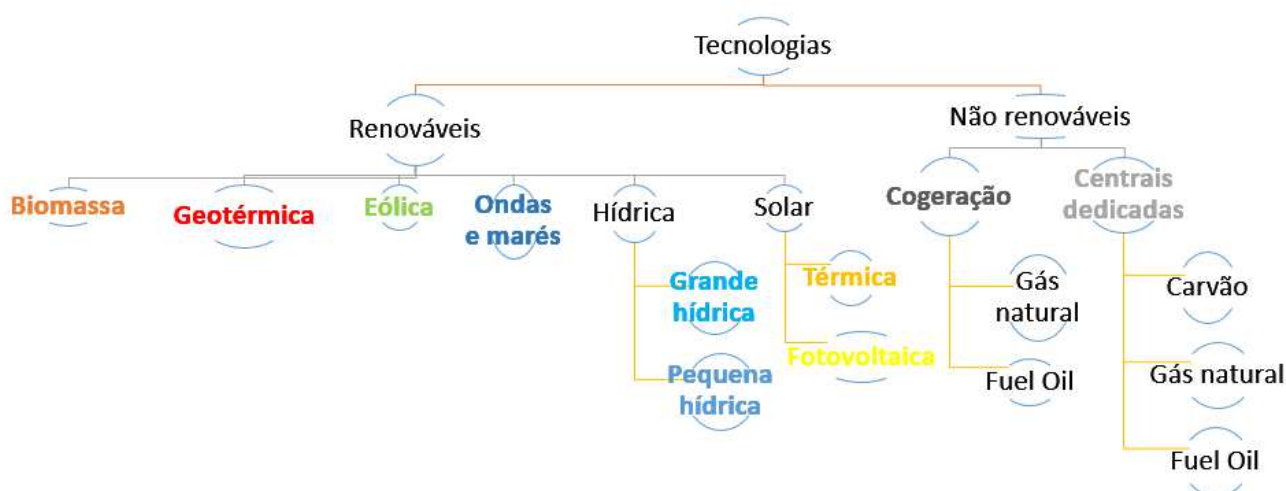


Figura 40. Tecnologias consideradas na construção da ferramenta LCA4Power

Em cada uma das folhas, correspondente a cada uma das tecnologias, elaborou-se uma tabela para inserção de dados base referentes aos fatores de emissão. A tabela encontra-se dividida por fase, sendo que para cada fase devem ser introduzidos os valores alusivos aos cinco indicadores. Nas mesmas folhas foi criada também uma tabela, representada na Figura 41, que efetua o cálculo do somatório dos valores médio e máximo de cada factor de emissão. Desta forma é possível obter o valor total de cada indicador ambiental tendo em conta as diferentes fases consideradas.

Indicador	Fase de Construção			Fase de Operação	Distribuição		Desmantelamento				TOTAL
	Edificação / Processamento de materiais	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem / Construção das turbinas	Operação + Manutenção	Transmissão	Distribuição	Demolição	Transporte	Processamento de resíduos	Eliminação / Reciclagem / Realização	
AC (gSO <sub>2</sub> /kWh)	Média	2,47E-02	0,00E+00	5,00E-04	8,33E-04						2,50E-02
	Máximo	5,70E-02	0,00E+00	1,00E-03	2,00E-03						6,00E-02
PO (g C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /kWh)	Média	3,12E-03	0,00E+00	8,00E-05	1,00E-04						3,30E-03
	Máximo	6,90E-03	0,00E+00	2,00E-04	3,00E-04						7,40E-03
OD (gCFCl <sub>2</sub> /kWh)	Média	6,61E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,22E-14						9,60E-13
	Máximo	8,51E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,96E-14						1,16E-12
ET (gPO <sub>4</sub> /kWh)	Média	2,12E-03	0,00E+00	1,00E-04	8,33E-05						2,30E-03
	Máximo	4,60E-03	0,00E+00	2,00E-04	2,00E-04						5,00E-03
GW (gCO <sub>2</sub> /kWh)	Média	7,23E-00	0,00E+00	1,00E-01	2,00E-01						7,53E+00
	Máximo	1,35E+01	0,00E+00	2,00E-01	6,00E-01						1,43E+01

Valores máximos e médios totais, para cada indicador, para a tecnologia eólica.

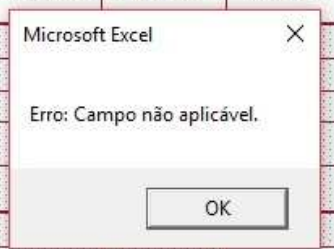
Figura 41. Tabela com valores de factores de emissão por fase, para a fonte renovável eólica

De notar ainda que, na Figura 41, para a etapa de transporte de materiais até ao local de construção (pertencente à fase de construção), os valores são todos iguais a zero. Isto acontece, pois para os dados encontrados, o transporte já se encontra incluído na fase de montagem da central.

Posteriormente, foi criada uma nova folha denominada “Fases de ACV”, na qual é possível selecionar as etapas a considerar para o cálculo dos indicadores. Neste caso serão selecionadas, para as tecnologias grande hídrica e eólica, todas as etapas até à fase de distribuição da eletricidade exclusive.

Uma vez que para as tecnologias de origem renovável (excluindo a biomassa) não faz sentido considerar as etapas de exploração de matérias-primas e transporte e tratamento das mesmas, pertencentes à fase de operação, foi criado um código VBA (*Visual Basic for Applications*) que notifica o utilizador com uma mensagem de erro, impedindo que essas mesmas células sejam selecionadas (Figura 42).

		ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
			Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fósseis	Centrais dedicadas	Carvão							
		Fuel-oil							
	Cogeração	Fuel-oil							
		Gás natural							
Renovável	Biomassa								
	Eólica	x	x	x	x			x	
	Geotérmica								
	Grande hídrica	x	x	x				x	
	Pequena hídrica								
	Ondas e marés								
	Solar térmica								
Solar fotovoltaica									



**Figura 42. Etapas consideradas para as tecnologias de energia eólica e grande hídrica, com mensagem de notificação de erro aquando a seleção da etapa “Exploração de matérias-primas”**

A seleção de células nas tecnologias/fases para as quais ainda não existem valores disponíveis gera também uma notificação, criada com código VBA, com a mensagem: “Atenção: Campo não disponível.”.

Gerou-se ainda outro separador, com o nome “MixEnergético”, no qual se pretende que o cálculo final dos indicadores seja efetuado. Nesta folha incluíram-se quatro diferentes tabelas. Uma delas, que funciona também como base de dados, é onde se pretende que o utilizador inclua valores de percentagens referentes ao *mix* energético do período que pretende estudar, abrangendo a possibilidade de introdução de novos dados para anos

futuros. Esta tabela permite a obtenção automática dos valores máximo e médio, numa outra tabela para cada indicador, para o período de estudo definido (Figura 43). A tabela principal, que requer a introdução dos valores do *mix* energético para cada tecnologia, possibilita que num outro quadro sejam apresentados os valores finais médio e máximo por indicador, com base nos valores do *mix* das energias (Figura 44).

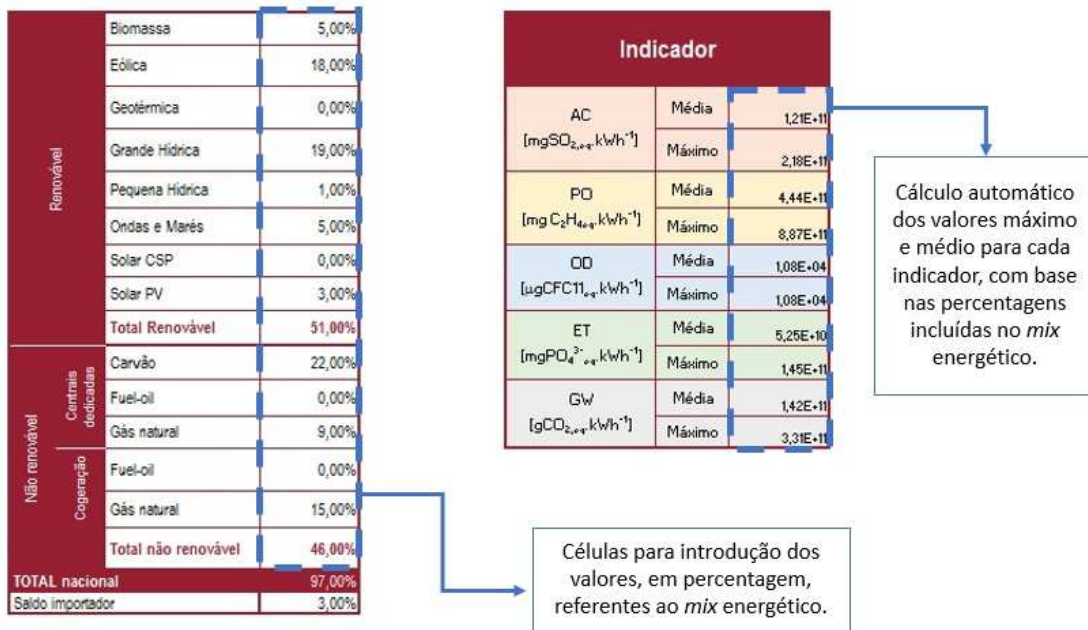


Figura 43. Cálculo final dos indicadores com base nas percentagens do mix energético

FONTE/ANO		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Não renovável	Centrais dedicadas											
	Cogeração											
	Fuel-oil											
	Gás natural											
	Fuel-oil											
	Gás natural											
Renovável	Biomassa											
	Eólica											
	Geotérmica											
	Grande Hidrica											
	Pequena Hidrica											
	Ondas e Marés											
Solar CSP												
Solar PV												

Indicador		2011	2012	2013	2014	2015
AC [mgSO <sub>2,+</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,12E+11	1,19E+11	1,08E+11	1,01E+11	1,09E+11
	Máximo	2,19E+11	2,32E+11	2,01E+11	1,93E+11	2,15E+11
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4,+</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	Média	6,04E+11	6,31E+11	4,74E+11	4,88E+11	6,08E+11
	Máximo	1,2E+12	1,26E+12	9,47E+11	9,75E+11	1,22E+12
OD [µgCFC1 <sub>1,+</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,08E+04	4,32E+03	1,80E+03	8,43E+02	6,84E+03
	Máximo	1,08E+04	4,32E+03	1,80E+03	8,43E+02	6,84E+03
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-,+</sup> , kWh <sup>-1</sup> ]	Média	4,89E+10	5,22E+10	4,72E+10	4,44E+10	4,78E+10
	Máximo	1,55E+11	1,64E+11	1,38E+11	1,35E+11	1,53E+11
GW [gCO <sub>2,+</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,62E+11	1,70E+11	1,39E+11	1,37E+11	1,61E+11
	Máximo	3,86E+11	4,15E+11	3,32E+11	3,31E+11	3,94E+11

Figura 44. Cálculo dos valores máximo e médio de cada indicador, para o período de estudo definido (2011-2015)

De forma a que fosse possível a avaliação dos impactes por tecnologia, criou-se um novo separador denominado “Indicadores e Fontes”, no qual, replicando a tabela referente ao *mix* energético que se pretende analisar, é possível efetuar a determinação dos valores dos diferentes indicadores para cada uma das 13 tecnologias. Nesta mesma folha inclui-se também a criação automática de um gráfico de barras, que tem como objetivo comparar o peso dos diferentes indicadores para as diversas tecnologias, como se pode observar na Figura 45.

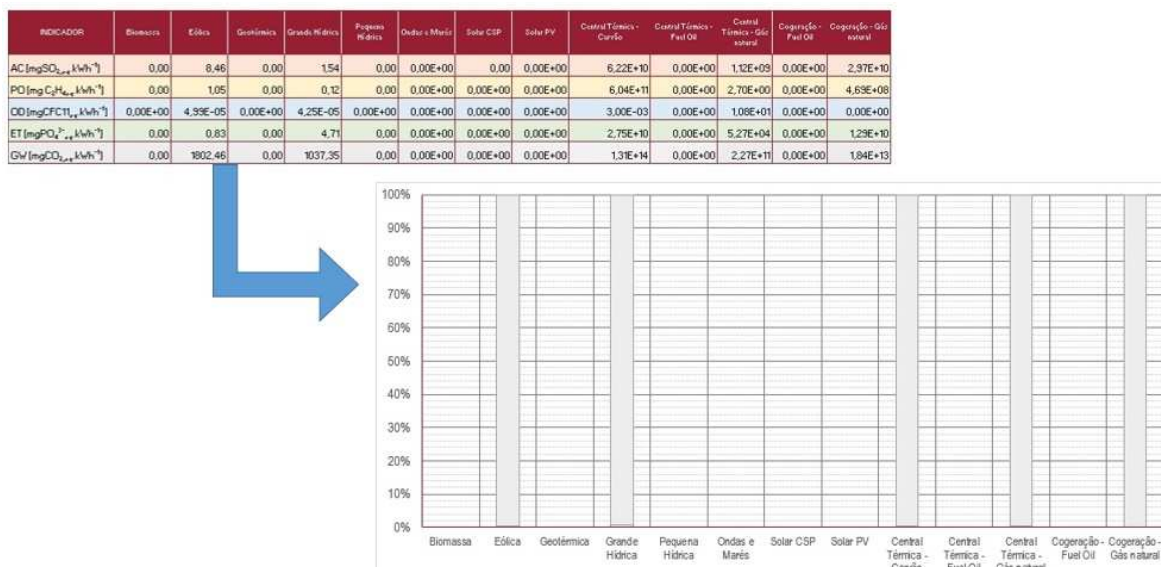


Figura 45. Comparação do peso dos diferentes indicadores para cada tecnologia

De forma a controlar a informação que poderá ser, posteriormente, introduzida nas bases de dados das diferentes tecnologias, foi gerado, recorrendo a VBA, um código que realiza uma anotação, no separador denominado de “Registo”, com informação referente às células nas quais foram introduzidos dados, em particular: folha onde se fez a alteração, nome do utilizador que realizou a ação e data e hora da mesma (Figura 46).

Célula	Folha	Utilizador	Data
\$U\$21	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:06
\$T\$21	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:06
\$S\$21	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:06
\$R\$21	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:06
\$Q\$21	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:07
\$U\$22	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:49
\$U\$22	Grande Hidrica	Marta	20/07/2016 12:49

Figura 46. Registo de informação na introdução de novos dados

Por fim, foi ainda criada uma folha, na qual são incluídas, automaticamente, todas as referências bibliográficas dos dados introduzidos<sup>c</sup>.

A determinação dos valores finais dos indicadores é efetuada de forma automática pela ferramenta recorrendo à utilização das fórmulas apresentadas na Tabela 11.

**Tabela 11. Descrição das equações utilizadas na determinação dos valores para cada indicador**

Equação 1	$I_{ME}^{max} = \sum (y_t \times I_{ACV,t}^{max})$	Permite determinar o valor máximo de cada indicador. Este é representado pelo somatório do produto entre a fração no <i>mix</i> de cada tecnologia ( $y_t$ ) e o valor máximo de cada indicador no ciclo de vida de cada tecnologia ( $I_{ACV,t}^{max}$ ).
Equação 2	$\bar{I}_{ME} = \sum (y_t \times \bar{I}_{ACV,t})$	Permite determinar o valor médio de cada indicador. Este é representado pelo somatório do produto entre a fração no <i>mix</i> de cada tecnologia ( $y_t$ ) e o valor médio de cada indicador no ciclo de vida de cada tecnologia ( $\bar{I}_{ACV,t}$ ).
Equação 3	$I_{ACV,t}^{max} = \sum (I_{ACV,f,t}^{max})$	Permite determinar o valor máximo de cada indicador no ciclo de vida de cada tecnologia. Este é representado pelo somatório do valor máximo de cada indicador na fase $f$ do ciclo de vida de cada tecnologia ( $I_{ACV,f,t}^{max}$ ).
Equação 4	$\bar{I}_{ACV,t} = \sum (\bar{I}_{ACV,f,t})$	Permite determinar o valor médio de cada indicador no ciclo de vida de cada tecnologia. Este é representado pelo somatório do valor médio de cada indicador na fase $f$ do ciclo de vida de cada tecnologia ( $\bar{I}_{ACV,f,t}$ ).

Onde:

- $I$ , Indicador (AC, PO, OD, ET, GW)
- $I_{ME}^{max}$ , Valor máximo do indicador  $I$  no mix energético
- $I_{ACV,t}^{max}$ , Valor máximo do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$

<sup>c</sup> No Guia do Utilizador, presente no Anexo A, é possível uma melhor obtenção de informação relativamente ao funcionamento da ferramenta “LCA4Power” em MS Excel™

- $I_{ACV,f,t}^{max}$  Valor máximo do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ME}$ , Valor médio do indicador  $I$  no  $mix$  energético
- $\bar{I}_{ACV,t}$  Valor médio do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ACV,ft}$  Valor médio do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $t$ , tecnologia (Biomassa, Eólica, Grande Hídrica, ...)
- $y_t$ , fração da tecnologia no  $mix$
- $f$ , fase do ciclo de vida

Nas Figura 47 e Figura 48 encontra-se um exemplo ilustrativo da obtenção dos valores dos indicadores fornecidos pela ferramenta de cálculo

	Indicador		Fase de Construção			Fase de Operação	TOTAL
			Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais		
Grande Hídrica	AC	Média			6,25E-04	7,49E-03	8,11E-03
	[gSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo	0,00E+00	0,00E+00	5,00E-03	1,86E-02	2,36E-02
	PO	Média			1,25E-04	5,31E-04	6,56E-04
	[g C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo	0,00E+00	0,00E+00	1,00E-03	2,25E-03	3,25E-03
	OD	Média				2,24E-07	2,24E-07
	[gCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,79E-06	1,79E-06
	ET	Média			3,75E-04	2,44E-02	2,48E-02
	[gPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo	0,00E+00	0,00E+00	3,00E-03	7,56E-02	7,86E-02
GW	Média			2,52E+00	2,94E+00	5,46E+00	
[gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo	0,00E+00	0,00E+00	1,70E+01	1,66E+01	3,36E+01	

$\bar{I}_{ACV,t}$

$I_{ACV,t}^{max}$

Figura 47. Exemplo de obtenção dos valores médio e máximo dos cinco indicadores no ciclo de vida da tecnologia grande hídrica

		Indicador	
Renovável	Biomassa	0,00%	
	Eólica	68,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hídrica	30,00%	
	Pequena Hídrica	0,00%	
	Ondas e Marés	0,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	0,00%	
	Total Renovável	98,00%	
	TOTAL nacional		98,00%
Saldo importador		2,00%	

$y_t$

$I_{ME}^{max}$

$\bar{I}_{ME}$

Figura 48. Exemplo de obtenção dos valores médio e máximo dos diversos indicadores, com base no  $mix$  energético definido

#### 4.6. Resultados obtidos

Após introdução, na ferramenta, de todos os dados de fatores de emissão referentes às tecnologias de energia eólica e grande hídrica para as diferentes fases, é possível, considerando as percentagens referentes ao *mix* energético nacional para estas tecnologias entre os anos de 2011 a 2015, obter os valores dos indicadores e analisar os mesmos para este período.

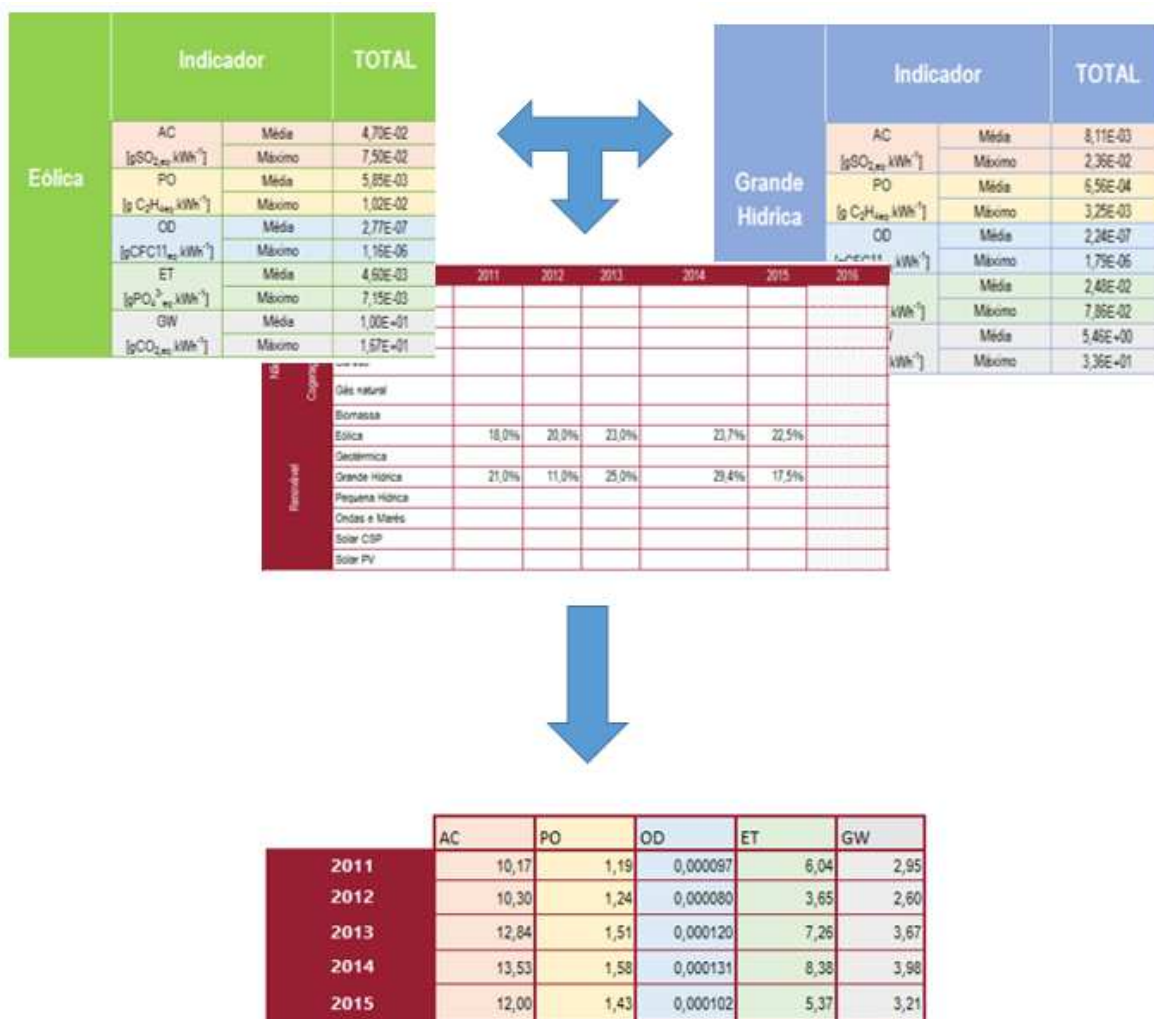
Como referido na seção 3.1.2, sabe-se que, para o ano de 2011 não é apresentado um valor isolado respeitante à tecnologia eólica, pois o mesmo aparece agrupado com outras três tecnologias: solar, biomassa e pequena hídrica; como é possível observar na Tabela 12.

**Tabela 12. Mix energético renovável em Portugal continental, entre 2011-2015 (APREN, 2015a, 2015b, 2015c)**

<b>Tecnologia</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Grande Hídrica (%)	21,0	11,0	26,0	29,4	17,5
Eólica (%)	25,0	20,0	23,0	23,7	22,5
Solar (%)		1,0	1,0	1,2	1,5
Biomassa (%)		5,0	5,0	5,4	5,1
Pequena Hídrica (%)		1,0	3,0	3,0	1,6
<b>Total (%)</b>	46,0	38,0	58,0	62,7	48,2

De forma a que fosse possível considerar uma percentagem para a energia eólica para que o cálculo dos indicadores ambientais em 2011 fosse efetuado, considerou-se a diferença entre os 25% referentes às tecnologias eólica, solar, biomassa e pequena hídrica do ano de 2011, e o somatório das percentagens das mesmas tecnologias excluindo a eólica, no ano de 2012. Desta forma considerou-se que, para o ano de 2011, a percentagem para a tecnologia eólica terá sido de 18%.

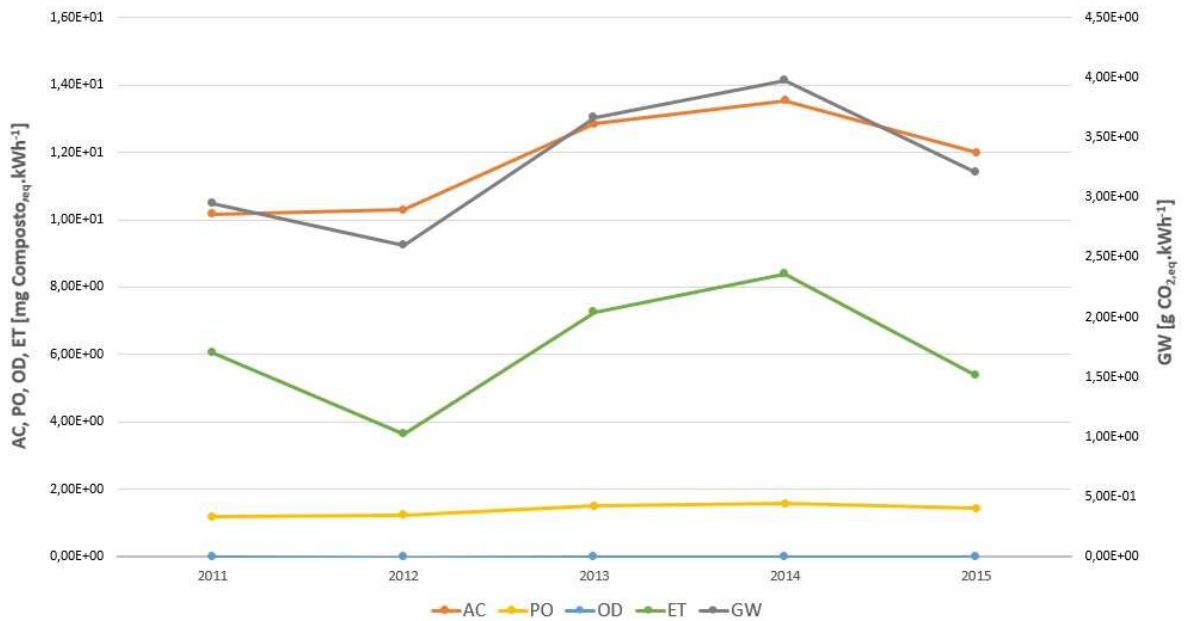
Após colocação dos valores das percentagens da energia eólica e da grande hídrica na respetiva tabela do *mix* energético para os cinco anos em estudo, a ferramenta permite a obtenção automática de valores finais dos indicadores, recorrendo aos valores totais dos fatores de emissão calculados em cada uma das folhas das tecnologias (Figura 49).



**Figura 49. Exemplificação da metodologia aplicada no cálculo final dos indicadores (os indicadores AC, PO, OD e ET estão apresentados em mg Composto<sub>eq</sub>·kWh<sup>-1</sup>; o indicador GW apresenta-se em g CO<sub>2,eq</sub>·kWh<sup>-1</sup>)**

O gráfico da Figura 50 permite observar a variação, no período definido, dos valores dos cinco indicadores ambientais estudados. Uma vez que se trata de uma análise isolada considerando apenas fontes renováveis, é certo que os valores dos indicadores acompanharão as subidas e descidas da representatividade no *mix* energético das tecnologias analisadas. É possível verificar que três dos cinco indicadores (OD, ET e GW) tiveram uma quebra no ano de 2012, presumivelmente derivada da baixa percentagem de energia proveniente da fonte grande hídrica neste mesmo ano. Já nos dois anos subsequentes os valores dos cinco indicadores acompanharam a subida da representatividade tanto da hídrica como da eólica, atingindo no ano de 2014 o valor máximo neste período de análise. No ano de 2015 voltaram a sofrer nova queda, mais uma vez derivada de condições climáticas - o

ano de 2015 revelou-se um período quente e seco, com baixa representatividade da grande hídrica (APREN, 2015a).



**Figura 50. Variação dos indicadores AC, PO, OD e ET (em mg Composto<sub>eq</sub>·kWh<sup>-1</sup>) e do indicador GW (em g CO<sub>2,eq</sub>·kWh<sup>-1</sup>) entre 2011 e 2015**

Esta variação, como já referido, só contempla o valor da representatividade de ambas as tecnologias estudadas, no entanto tal não revela a verdadeira realidade do *mix* energético português. Tratando-se de um somatório de produtos é natural que ao aumentar uma das parcelas do produto, o valor final do somatório também aumente. Isto acontece, por exemplo, no ano de 2014, no qual se verificou a maior representatividade hídrica. Seria de esperar que ao existir grande representatividade por parte de renováveis, os valores dos indicadores fossem reduzidos, tal acontece apenas se se considerar uma base de comparação entre fósseis e renováveis, que neste caso faria com que o ano de 2014 se revelasse como o ano com os valores mais baixos para a maioria dos indicadores.

#### 4.7. Casos Práticos

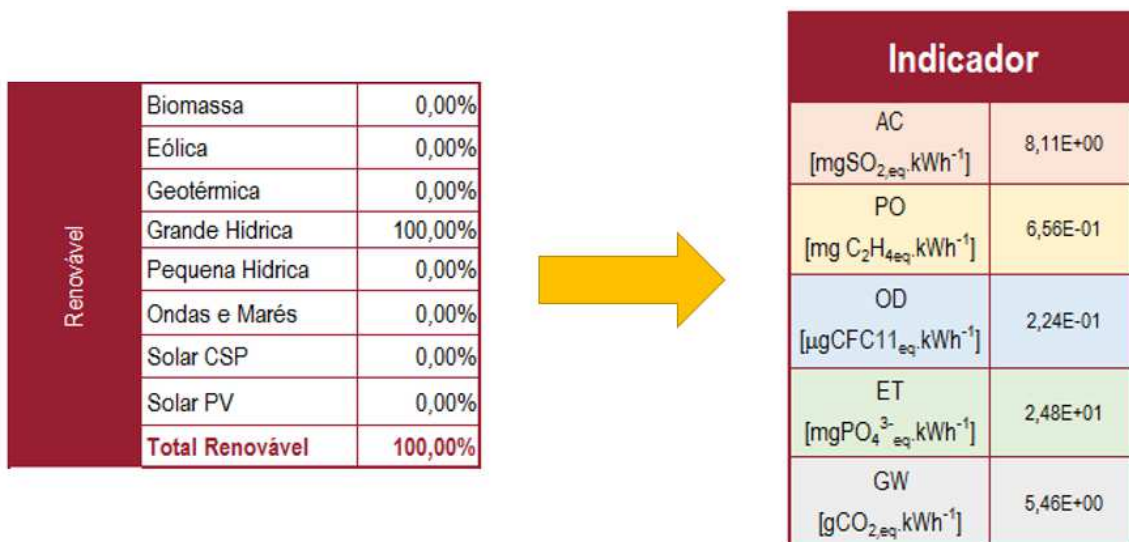
Fazendo uso da ferramenta, com um propósito diferente do inicialmente pretendido para este trabalho, efetuou-se ainda a determinação de três casos práticos, nos quais foi realizada uma análise de três possíveis *mix* energéticos ideais. Consideraram-se as seguintes três hipóteses: proveniência de 100% da eletricidade via fonte eólica; representatividade de 50% em grande hídrica e 50% em eólica; 100% de energia elétrica proveniente de grande hídrica.

Recorrendo à ferramenta, foram determinados, analisados e comparados, com base nas hipóteses formuladas relativas ao *mix* energético, os valores para os cinco indicadores.

Pretendeu-se efetuar uma comparação dos valores obtidos considerando três situações:

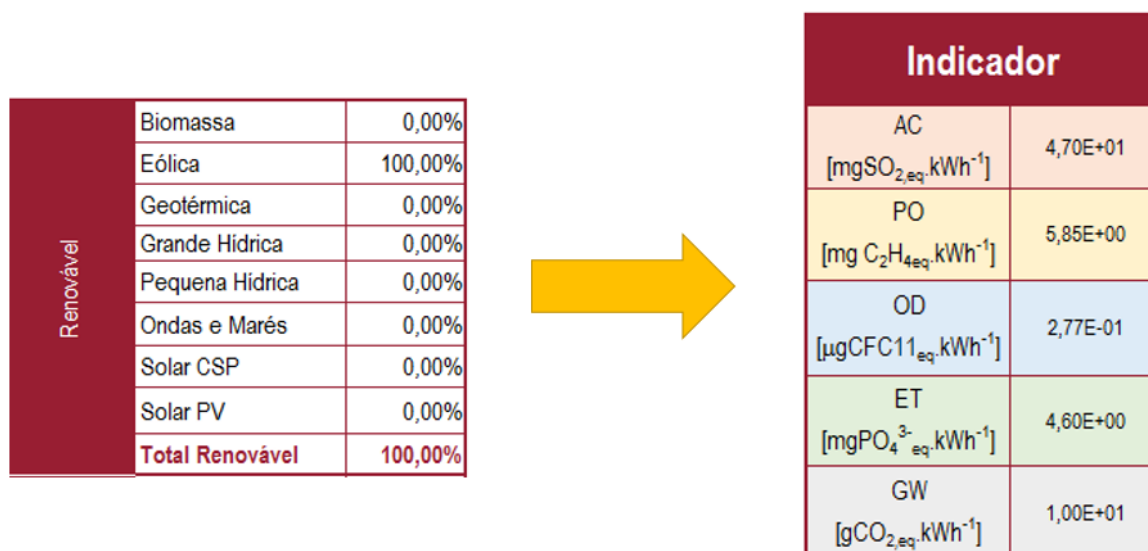
- Produção de eletricidade com 100% proveniente de grande hídrica;
- Produção de eletricidade com uma representatividade de 100% de energia eólica;
- Produção de energia elétrica com 50% proveniente de energia eólica e os restantes 50% originários de grande hídrica.

Na primeira situação, na qual se considerou uma produção de eletricidade com uma percentagem de 100% oriunda da grande hídrica, obtiveram-se os seguintes valores dos indicadores ambientais (ver Figura 51):



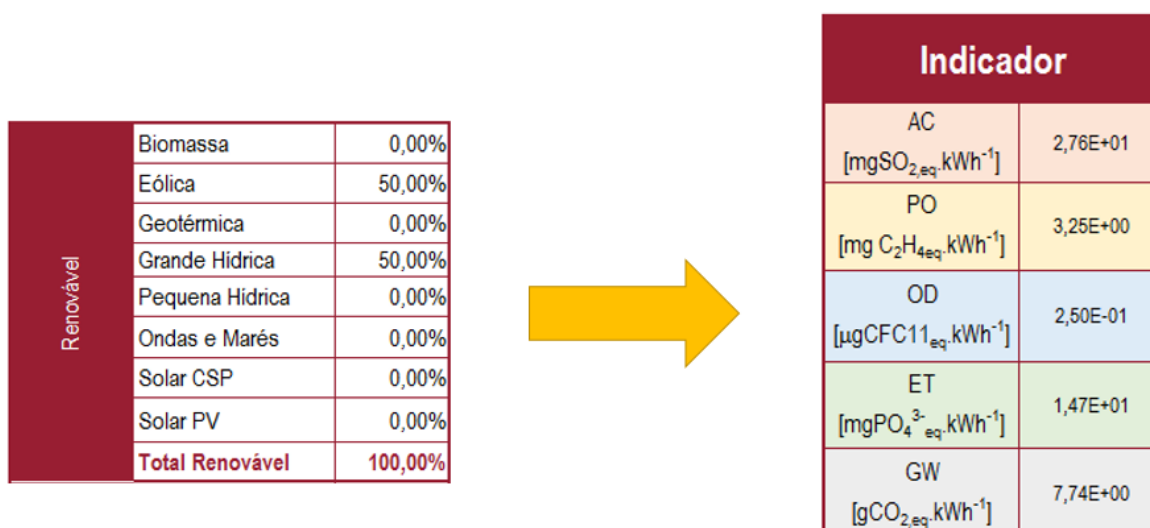
**Figura 51. Indicadores obtidos considerando uma produção de 100% proveniente da fonte grande hídrica**

Considerando 100% da produção proveniente da energia eólica, obtiveram-se os valores ilustrados na Figura 52.



**Figura 52. Indicadores obtidos na consideração de 100% da produção oriunda de energia eólica**




O último caso de estudo considera a possibilidade de a produção de energia elétrica ter como proveniência ambas as tecnologias tratadas, assumindo que tanto a eólica como a grande hídrica apresentam um valor de 50%. Os indicadores obtidos nesta situação podem ser observados na Figura 53.



**Figura 53. Valores de indicadores obtidos considerando a produção de eletricidade com representatividade de 50% de energia eólica e 50% de energia hídrica**

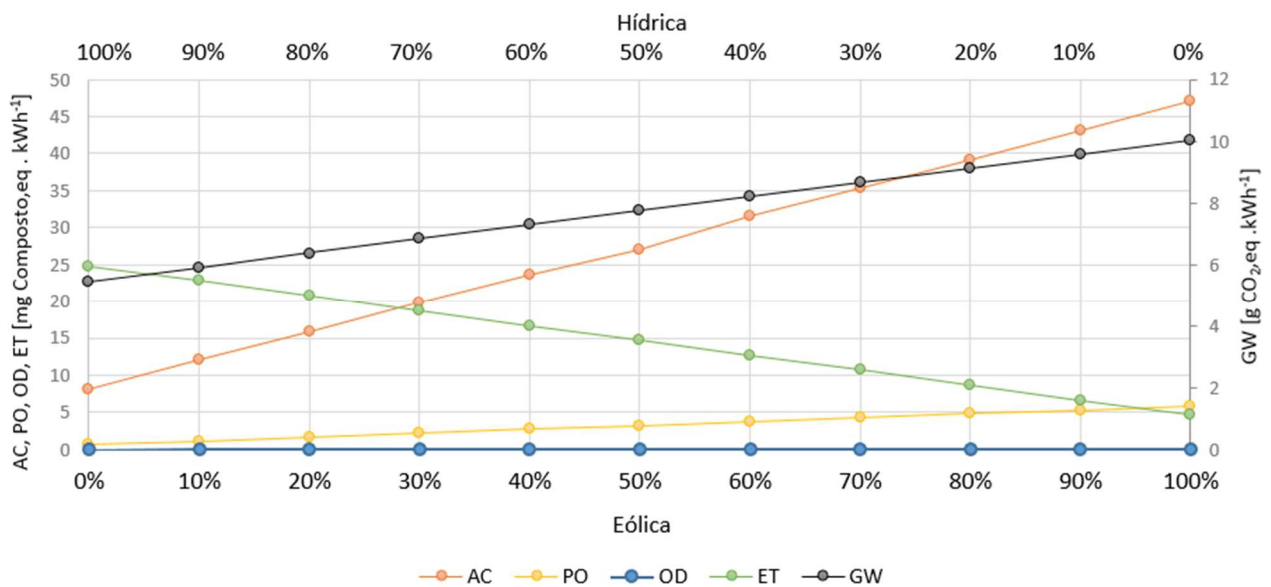
Analisando os resultados presentes na Tabela 13, verifica-se que é difícil determinar qual a opção mais viável a nível ambiental considerando apenas a proveniência de uma tecnologia. Isto acontece pois, dos três cenários analisados, nenhum apresenta os valores mais baixos para todos os indicadores em simultâneo. Considerando, por exemplo, uma produção de 100% proveniente de energia eólica, conclui-se que esta é a opção mais viável apenas para um dos cinco indicadores, pois apresenta os valores mais baixos somente para o Potencial de Eutrofização (ET). Por outro lado apresenta os valores mais altos para todos os restantes indicadores. No caso de se considerar o extremo oposto, ou seja, uma produção de 100% de grande hídrica verifica-se que, contrariamente à proveniência total de energia eólica, esta situação apresenta os valores mais altos apenas para um dos indicadores, o Potencial de Eutrofização (ET), enquanto que para os restantes se obtiveram os valores mais reduzidos. Desta forma, o ideal seria então uma combinação de percentagens para a qual seria possível obter os valores mais reduzidos praticáveis para os cinco indicadores.

**Tabela 13. Variação dos valores dos indicadores para as diferentes considerações de *mix* energético (a negrito e sublinhado encontram-se os valores mais reduzidos; a vermelho e negrito encontram-se os valores mais elevados)**

Indicador			
	100%	100%	50%/50%
AC [mgSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	<b><u>8,11</u></b>	<b>47,0</b>	27,6
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	<b><u>0,66</u></b>	<b>5,85</b>	3,25
OD [μgCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	<b><u>0,2237</u></b>	<b>0,277</b>	0,250
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-<sub>eq</sub></sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	<b>24,80</b>	<b><u>4,6</u></b>	14,7
GW [gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	<b><u>5,46</u></b>	<b>10,01</b>	7,74

Ainda no âmbito da determinação de um possível *mix* energético ideal, e considerando que a produção é efetuada a 100% com proveniência destas duas renováveis, efetuou-se a análise da variabilidade dos cinco indicadores considerando um aumento de percentagem de uma das tecnologias proporcional ao decréscimo da percentagem da tecnologia em falta. Ou seja, aplicando uma variação entre 0% e 100% de energia eólica, a mesma variação é aplicada para a hídrica, contudo de forma proporcional e inversa. Exemplificando, para o caso de produção de eletricidade de 80% proveniente de grande hídrica, a percentagem de eólica será de 20%.

Os resultados obtidos são possíveis de visualizar na Figura 54. Analisando os mesmos é exequível concluir que os valores ideais se dispõem numa situação com uma representatividade entre os 80-90% de grande hídrica e uma proveniência de 10-20% de eólica. Neste intervalo é onde se observam as melhores combinações de indicadores, pois uma vez que é impossível obter uma combinação com os valores mais baixos para todos os indicadores (o indicador eutrofização aumenta proporcionalmente com o aumento da percentagem de grande hídrica), é neste intervalo que os valores para os cinco indicadores se encontram, em média, mais reduzidos.



**Figura 54. Variação dos indicadores AC, PO, OD, ET e GW considerando diversas representatividades das tecnologias grande hídrica e eólica**



# 5. Conclusões e Trabalho Futuro

## 5.1. Conclusões

Tendo sido atingido o objetivo principal deste trabalho, que se prendeu com a temática da avaliação do ciclo de vida da produção de 1 kWh de energia elétrica em Portugal Continental via fontes renováveis, é possível concluir que, para as energias endógenas estudadas, nomeadamente a grande hídrica e a eólica, os valores dos indicadores obtidos na fase de produção de eletricidade revelam-se maioritariamente residuais. O fator que provoca a diferença nos valores finais dos indicadores é a fase de construção, que corresponde à etapa na qual a maior parte das emissões ocorre. Estas mesmas estão maioritariamente ligadas aos processos de manufatura dos componentes utilizados nas construções das centrais. Contudo, mesmo os valores finais obtidos para os cinco indicadores são relativamente reduzidos independentemente da tecnologia, provando desta forma a eficiência da utilização das energias renováveis para produção de eletricidade, numa perspectiva de sustentabilidade.

Observando no geral os valores totais obtidos, conclui-se que o valor mais alto para todos os indicadores ocorreu em 2014, como é possível visualizar na Tabela 14, consequência de um *mix* energético com elevada representatividade por parte da grande hídrica. Para três dos cinco indicadores (OD, ET, GW) o ano de 2012 apresentou os valores mais baixos com

0,000080 mg CFC11<sub>eq</sub>·kWh<sup>-1</sup> para o Potencial da Depleção da Camada de Ozono; 3,65 mg PO<sub>4</sub><sup>3-</sup><sub>eq</sub>·kWh<sup>-1</sup> para o Potencial de Eutrofização e 2,6 g CO<sub>2,eq</sub>·kWh<sup>-1</sup> para o indicador Potencial de Alterações Climáticas. Já para os indicadores AC e PO, o melhor ano, com valores mais baixos de emissões, foi 2011, onde se verificaram valores de 10,17 mg SO<sub>2,eq</sub>·kWh<sup>-1</sup> para o Potencial Acidificação e 1,19 mg C<sub>2</sub>H<sub>4,eq</sub>·kWh<sup>-1</sup> para o Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico.

**Tabela 14. Valores finais dos indicadores para o período de 2011-2015**

	AC [mgSO <sub>2,eq</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ]	PO [mgC <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ]	OD [mgCFC11 <sub>eq</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ]	ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> <sub>eq</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ]	GW [gCO <sub>2,eq</sub> ·kWh <sup>-1</sup> ]
<b>2011</b>	10,17	1,19	0,000097	6,04	2,95
<b>2012</b>	10,30	1,24	0,000080	3,65	2,60
<b>2013</b>	12,84	1,51	0,000120	7,26	3,67
<b>2014</b>	13,53	1,58	0,000131	8,38	3,98
<b>2015</b>	12,00	1,43	0,000102	5,37	3,21

## 5.2. Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros propõe-se incluir diferentes indicadores para além dos cinco já presentes na ferramenta, assim como a inclusão de mais etapas do ciclo de vida, encontrando-se a ferramenta já preparada para receber dados das fases de distribuição da eletricidade e de desmantelamento das unidades de produção com a respectiva deposição dos resíduos.

As características modulares e editáveis da ferramenta permitem também a inclusão de dados para tecnologias não estudadas nesta primeira versão, possibilitando o estudo independente de outras tecnologias, ou incluindo as mesmas no estudo geral referente ao *mix* energético total.

É ainda possível considerar fronteiras diferentes das consideradas nesta primeira versão, sendo exequível, por exemplo, a realização de outros estudos incluindo o saldo importador e a produção nos Arquipélagos dos Açores e Madeira.

De forma a obter valores reais, por tecnologia ou por indicador, propõe-se também a realização de estudos aprofundados de emissões, sendo possível, desta forma, a obtenção de

dados de inventário aplicados a diferentes casos em concreto baseados, se possível, em informação e dados reais.

Nesta primeira versão da ferramenta, é possível analisar os valores máximos e médios dos indicadores apresentados, sendo que o estudo realizado para o período em análise apenas contabilizou os valores médios. Sugere-se, para um futuro próximo, a preparação da ferramenta para inclusão dos valores mínimos. Esta opção permitirá, em estudos futuros que compreendam um período de tempo mais alargado, uma melhor percepção da variabilidade dos indicadores nesse mesmo período.

Por último, e assentando no seguimento do trabalho realizado nesta dissertação, recomenda-se o cálculo dos indicadores apenas considerando a fase de produção. Limitando a análise apenas a esta fase é possível a obtenção de valores reais, para um determinado período de tempo, dos valores de emissões provenientes exclusivamente da produção de energia elétrica, sem contabilizar com a construção da central e manufaturação de componentes para a mesma.



## Referências Bibliográficas

APREN (2013). *As renováveis em Portugal*. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2014). *Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal*. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2015a). *Boletim das Energias Renováveis em dezembro de 2015*. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2015b). *A eletricidade de origem renovável em Portugal continental em dezembro de 2014*. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2015c). *Produção de eletricidade por fonte (1999-2015)*. [www.apren.pt](http://www.apren.pt) (consultado em abril de 2016). Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2016a). *Boletim Energias Renováveis*. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2016b). *Evolução da produção de eletricidade por fonte (2014-2016)*. [www.apren.pt](http://www.apren.pt) (consultado em abril de 2016). Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

Arvesen, A. & Hertwich, E.G. (2012). Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(8): 5994-6006.

Atilgan, B. & Azapagic, A. (2016). An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in Turkey. *Energy Policy* 93: 168-186.

BP (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. British Petroleum.

Comissão Europeia (2011). *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - Roteiro de transição para uma economia hipocarbónica competitiva em 2050*. Bruxelas 2011.

Comissão Europeia (2014). *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030*. Bruxelas 2014.

Costa, A.S. (2012). *Energias Renováveis em Portugal*. V Conferência Anual da RELOP. APREN.

Costa, A.S. (2014). *O estado atual do setor das energias renováveis em Portugal*. Conferência APREN 2014, Centro de Congressos do Estoril.

- Costa, A.S. (2015). *Estratégia para o Crescimento Verde – A eletricidade renovável em Portugal*. APREN – Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.
- Couture, T. & Gagnon, Y. (2009). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38(2): 955-965.
- Curran, M.A. (2006). *Life Cycle Assessment: Principles and Practice*. U.S. Environmental Protection Agency.
- DGEG (2016). *Energia em Portugal 2014*. Direção Geral de Energia e Geologia.
- Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4 (2):157-175.
- European Commission (2013). *Renewable Energy: Progress Towards 2020 targets - Europe 2020 in Portugal*. [http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-your-country/portugal/progress-towards-2020-targets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-your-country/portugal/progress-towards-2020-targets/index_en.htm) (consultado em junho de 2016).
- e2p (2014). *Base de dados de fontes renováveis de energia*. e2p – Energias endógenas de Portugal. <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp> (acedido em junho de 2016).
- EDP (2016a). *Complementaridade Hídrica-Eólica*. <http://www.a-nossa-energia.edp.pt> (acedido em maio de 2016). Energias de Portugal.
- EDP (2016b). *Mapa produção Hidroelétrica*. <http://www.a-nossa-energia.edp.pt> (acedido em maio de 2016). Energias de Portugal.
- Energy.gov (2014). *How Do Wind Turbines Work?* Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- ERSE (2000). *1º Relatório Impactes Ambientais do Sector Elétrico*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Fernandes A.C., Guerra, M.D., Ribeiro, R. & Rodrigues, S. (2015). *Relatório do Estado do Ambiente 2015*. APA – Agência Portuguesa do Ambiente.
- Flury, K. & Frischjnecht, R. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Öko-Institute e.V.
- Garcia, R., Marques, P. & Freire, F. (2014). Life-cycle assessment of electricity in Portugal. *Applied Energy* 134: 563-572.
- Ghenai, C. (2012). *Sustainable Development: Energy, Engineering and Technologies – Manufacturing and Environment*. InTech.
- Gomes, I. (2012). *Isolamentos Térmicos e Revestimentos de Pavimento - Classificação do seu Grau de Procura de Sustentabilidade*. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, IST, Lisboa.

- Graham-Rowe, D. (2005). *Hydroelectric power's dirty secret revealed*. In New Scientist 24 fev. 2005. <https://www.newscientist.com/article/dn7046-hydroelectric-powers-dirty-secret-revealed/> (acedido em agosto de 2016).
- Haapala, K.R. & Prempreeda, P. (2014). Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. *International Journal of Sustainable Manufacturing* 3(2): 170-185.
- IEA (2002). *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation - A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*. The International Energy Agency.
- IPCC (2014). <http://www.ipcc.ch/> (consultado em maio de 2016).
- Lieberman, E.J. (2003). *A life cycle assessment and economic analysis of wind turbines using Monte Carlo simulation*. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Ciências da Engenharia e Gestão Ambiental. Air Force Institute of Technology, Departement of Air Force, Air University. Ohio, EUA.
- LNEG (2001). *Fórum Energias Renováveis em Portugal - Relatório Síntese*. Laboratório Nacional de Energia e Geologia.
- Madureira, C. & Baptista, V. (2002). *Hidroelectricidade em Portugal: memória e desafio*. Lisboa: REN - Rede Elétrica Nacional, S.A.
- Martínez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., Jiménez, E. & Blanco, J. (2009). Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy* 34(3): 667-673
- Matos, F., Sousa, J. & Mendes, V. (2005). *Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no espaço Ibérico*. In: Energy and Environment Engineering and Management Conference, Portalegre, Maio 2005.
- Panwar, N.L., Kaushik, S.C. & Kothari, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15: 1513–1524
- Pehnt, M. (2006). Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy* 31(1): 55-71.
- Pereira, T., Seabra, T., Pina, A., Canaveira, P., Amaro, A. & Freitas, L. (2015). *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990-2013*. APA – Agência Portuguesa do Ambiente.
- PNAER (2010). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE.
- Portal Energia (2009). *Funcionamento da Energia Hídrica e Barragens Hidroelétricas*. <http://www.portal-energia.com/funcionamento-da-energia-hidrica-barragens-hidroelectricas/> (acedido em julho de 2016)
- Portal Energia (2015). Vantagens e desvantagens da energia eólica. <http://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-da-energia-eolica/> (acedido em julho 2016)

Portal Energia (2016). *Energia Hídrica*. <http://www.portal-energia.com/energia-hidrica/> (acedido em julho de 2016)

PRB (2009). *World Population Highlights: Key Findings from PRB's 2009 World Population Data Sheet*. Population Bulletin 64, no. 3.

Prempreeda, P. (2012). *Investigation of the Environmental Impacts of Wind Energy and Supplemental Energy Systems using a Life Cycle Approach*. Dissertação para obtenção de grau de *Master of Science in Industrial Engineering*. Oregon State University, USA.

REN21 (2016). *Renewables 2016 Global Status Report* (Paris: REN21 Secretariat).

Siemens (2016). *Environmental Product Declaration - A clean energy solution – from cradle to grave - Onshore wind power plant employing SWT-3.2-113*.

Sousa, W.L. (2000). *Impacto ambiental de hidroelétricas: uma análise comparativa de duas abordagens*. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Ciências de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, Brasil.

Turconi, R., Boldrin, A. & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28: 555-565.

Types of Dams (2015a). <http://www.civileblog.com/types-of-dams/> (acedido em julho de 2016)

Types of Dams (2015b). <http://www.engineeringarticles.org/types-of-dams-earth-dam-rock-fill-dam-arch-and-storage-dam/> (acedido em julho de 2016)

Union of Concerned Scientists (2016). *Environmental Impacts of Hydroelectric Power*. [http://www.ucsusa.org/clean\\_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html#.V7DsPTUwA6o](http://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html#.V7DsPTUwA6o) (acedido em agosto de 2016).

United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2015). *World Population Prospects: The 2015 Revision, Key Findings and Advance Tables*. Working Paper No. ESA/P/WP.241.

USDOE (2006). *Wind and Hydropower Technologies Program: Advantages and Disadvantages of Hydropower*. United States Department of Energy.

Solidworks sustainability (2009). *Sustainable Design – Lyfe Cycle Assessment*. [http://www.solidworks.com/sustainability/design/2722\\_ENU\\_HTML.htm](http://www.solidworks.com/sustainability/design/2722_ENU_HTML.htm) (acedido em junho de 2016)

Varun, Bhat, I.K. & Prakash, R. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(5): 1067-1073.

Velosa, J. (2009). *Os efeitos das grandes barragens no desenvolvimento socioeconómico local*. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Engenharia Civil. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, Portugal.

VESTAS (2011). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant*. PE North West Europe ApS.

Wind Energy – The Facts (WindFacts) (2009). Onshore impacts (no âmbito do projeto financiado por Intelligent Energy Europe) (acedido em julho de 2016)

Windpower Engineering & Development (2009). *Vertical Axis Wind Turbines vs Horizontal Axis Wind Turbines*.

World Energy Council (2013). *World Energy Resources - 2013 Survey*.

World Steel Association (2008). *Environmental Case Study: Wind Energy*. <https://www.worldsteel.org/steel-by-topic/life-cycle-assessment/case-studies.html> (acedido em agosto 2016).

## *Referências Bibliográficas da Ferramenta*

Ecowind, (2013). *LIFE CYCLE ASSESSMENT OF 1KWh GENERATED BY A GAMESA ONSHORE WINDFARM G90-2.0Mw*.

Vestas, (2011a). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas V112-3MW Turbine Wind Plant*.

Vestas, (2011b). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011*. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark.

Vestas, (2015). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V110-2.0 MW Wind Plant – 18th December 2015, Version 1.0*. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.

Vestas, (2014). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0*. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.

Eduardo Martínez & Félix Sanz & Stefano Pellegrini & Emilio Jiménez & Julio Blanco, (2008). *Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method*.

Life Cycle Data for Hydroelectric Generation at Embretsfoss 4 (E4) Power Station, Março 2013

Karin F. et al. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*.

The International Energy Agency (2002a), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, Seitevare.

The International Energy Agency (2002b), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, Harsprånget.

The International Energy Agency (2002c), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, Boden.

The International Energy Agency (2002d), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, Japanese Hydropower plant.

The International Energy Agency (2002e), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, Norway Hydropower plant.

The International Energy Agency (2002f), *ENVIRONMENTAL AND HEALTH IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION*, UCPTÉ.

## *Normas e Legislação*

DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE

DL n°29-A/2011, Decreto-lei n°29-A/2011 de 1 de março, Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2011

DL n°82-A/2014, Decreto-lei n°82-A/2014.

Norma ISO 14 040:2006: Gestão Ambiental. Avaliação do ciclo de vida. Princípios e enquadramento.

Protocolo de Quioto

RCCTE – DL 80/2006, Decreto-Lei 80/2006, de 4 de abril, Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE).

RCM n°56/2015, Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015 de 30 de julho. DR. n.º 147/2015, Série I.



# Anexo A Guia do Utilizador

Neste anexo é apresentado o documento que auxilia o utilizador da ferramenta “**LCA4Power**”, funcionando como um manual de instruções.



# Guia do Utilizador

***LCA4Power – Versão 1.0***

**Joaquim Barbosa & Marta Simaria**

*O presente documento tem como principal objetivo o fornecimento de instruções para a correta utilização da ferramenta desenvolvida em MS Excel, com o propósito da avaliação do ciclo de vida de 1 kWh de energia elétrica produzido em Portugal, com base no mix energético nacional.*

# Índice

<b>1. MIX ENERGÉTICO.....</b>	<b>98</b>
<b>2. ESCOLHA DAS ETAPAS E TECNOLOGIAS A CONSIDERAR.....</b>	<b>99</b>
<b>3. INTRODUÇÃO DE DADOS.....</b>	<b>101</b>
<b>4. CÁLCULO DOS VALORES DOS INDICADORES, POR TECNOLOGIA .....</b>	<b>103</b>
<b>5. CÁLCULO DOS VALORES DOS INDICADORES, POR TECNOLOGIA, COM BASE NO MIX ENERGÉTICO .....</b>	<b>103</b>
<b>6. CÁLCULO DOS VALORES TOTAIS DOS INDICADORES, COM BASE NO MIX ENERGÉTICO .....</b>	<b>105</b>
<b>7. REGISTO.....</b>	<b>106</b>

# Guia do Utilizador

## **Mix energético e fontes consideradas**

Atualmente, e de acordo com informação da APREN<sup>I</sup>, o *mix* energético português relativo à produção de energia elétrica é composto pela produção associada a duas tecnologias que fazem – maioritariamente – uso de combustíveis fósseis (centrais de cogeração e térmicas), e seis fontes de energia renovável – biomassa, eólica, geotérmica, hídrica, ondas e marés, e solar. Em relação às fontes fósseis, a ferramenta compreende a utilização de carvão, gás natural e *fuel oil*. Relativamente às fontes renováveis, a ferramenta considera a distinção entre energia solar térmica e solar fotovoltaica, e ainda desagrega a grande e a pequena hídrica.

## **Indicadores**

Mediante a definição do *mix* energético relativo a um determinado ano pelo utilizador (na folha “MixEnergético”), a ferramenta calcula um conjunto de cinco indicadores – Potencial de Acidificação (AC); Potencial de Depleção da Camada de Ozono (OD); Potencial de Eutrofização (ET); Potencial de Oxidação Fotoquímica (PO) e Potencial de Alterações Climáticas (GW) – para o conjunto de fontes de energia e etapas do ciclo de vida selecionadas.

---

<sup>I</sup> APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

## **Fronteira**

•••

A primeira versão da ferramenta não toma em conta a eletricidade importada e os arquipélagos da Madeira e dos Açores, uma vez que a fronteira se encontra limitada a Portugal continental.

Apesar disso, a ferramenta permite facilmente a inclusão de novos valores e/ou partes do sistema.

# 1. Mix Energético



O utilizador deve começar por aceder à segunda folha da ferramenta, onde é possível definir os valores de percentagem referentes a cada tecnologia.

Renovável	Biomassa	
	Eólica	
	Geotérmica	
	Grande Hidrica	
	Pequena Hidrica	
	Ondas e Marés	
	Solar CSP	

Cada célula deve ser preenchida com o valor correspondente por tecnologia.

Ainda na folha “MixEnergético” é apresentada uma tabela com os valores anuais (em percentagem) da representatividade das diversas fontes do *mix* energético nacional. Deste modo será possível no futuro a inclusão de mais informação e/ou valores na ferramenta.

FORTE   ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Não renovável	Carvão	30,0%	31,3%	23,5%	24,2%	30,2%					
	Fuel-oil										
	Gás natural	9,0%	3,6%	1,5%	0,7%	5,7%					
Renovável	Fuel-oil										
	Gás natural	9,9%	10,9%	11,9%	10,3%	9,3%					
	Biomassa	5,0%	5,0%	5,0%	5,4%	5,1%					
	Eólica	18,0%	20,0%	23,0%	23,7%	22,5%					
	Geotérmica										
	Grande Hidrica	21,0%	11,0%	25,0%	29,4%	17,5%					
	Pequena Hidrica	1,0%	1,0%	3,0%	3,0%	1,6%					
	Ondas e Marés										
	Solar CSP										
	Solar PV	1,0%	1,0%	1,0%	1,2%	1,5%					

De forma a notificar o utilizador na colocação errada de dados, para células com valor igual ou superior a 100% surge uma coloração vermelha a sinalizar o erro.

De forma a evitar lapsos na introdução de valores, a ferramenta encontra-se preparada para alertar o utilizador.

Renovável	Biomassa	5,00%	
	Eólica	18,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hidrica	21,00%	
	Pequena Hidrica	1,00%	
	Ondas e Marés	58,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	1,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>X 104,00%</b>	
Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão	30,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	9,00%
	Cogeração	Fuel-oil	52,00%
		Gás natural	9,90%
		<b>Total não renovável</b>	<b>X 100,90%</b>
<b>TOTAL nacional</b>	<b>X 204,90%</b>		
Saldo importador	-104,90%		

As células "Total Renovável" e "Total não renovável" alertam para o erro na introdução de valores, sinalizando com um "X" quando o somatório das percentagens das tecnologias é superior a 100%.

O mesmo acontece com a célula do somatório total das percentagens do mix, que nunca poderá ser superior a 100%.

## 2. Escolha das etapas e tecnologias a considerar



Na folha seguinte o utilizador pode seleccionar as fontes e as etapas a considerar no cálculo dos impactes. Desta forma é possível a determinação do valor dos impactes de uma só tecnologia ou um conjunto de tecnologias. O mesmo se aplica para as diversas etapas. Deve ser assinalada com um "X" a célula correspondente à tecnologia e à etapa que se queira considerar para o cálculo final. Note que, se utilizar um símbolo diferente de "X", a ferramenta não irá considerar o cálculo.

	ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fósseis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x	x	x
	Cogeração	Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x	x	x

De notar que, para as etapas que não foram consideradas para determinadas tecnologias na ferramenta, surge uma mensagem de erro.



	ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fosséis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Cogeração		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Renováveis		Biomassa						
		Eólica	x	x	x	x		
		Geotérmica						

Microsoft Excel

Erro: Campo não aplicável.

OK

Uma vez que, por exemplo, para a tecnologia eólica não é considerada a etapa “Exploração de matérias-primas”, presente na fase de operação, surge a mensagem “**Erro: Campo não aplicável**”.

Uma mensagem semelhante surge para as tecnologias e etapas para as quais não existem ainda dados disponíveis.

	ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fosséis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Cogeração		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Renováveis		Biomassa						
		Eólica	x	x	x			
		Geotérmica						
		Grande hídrica	x	x	x			

Microsoft Excel

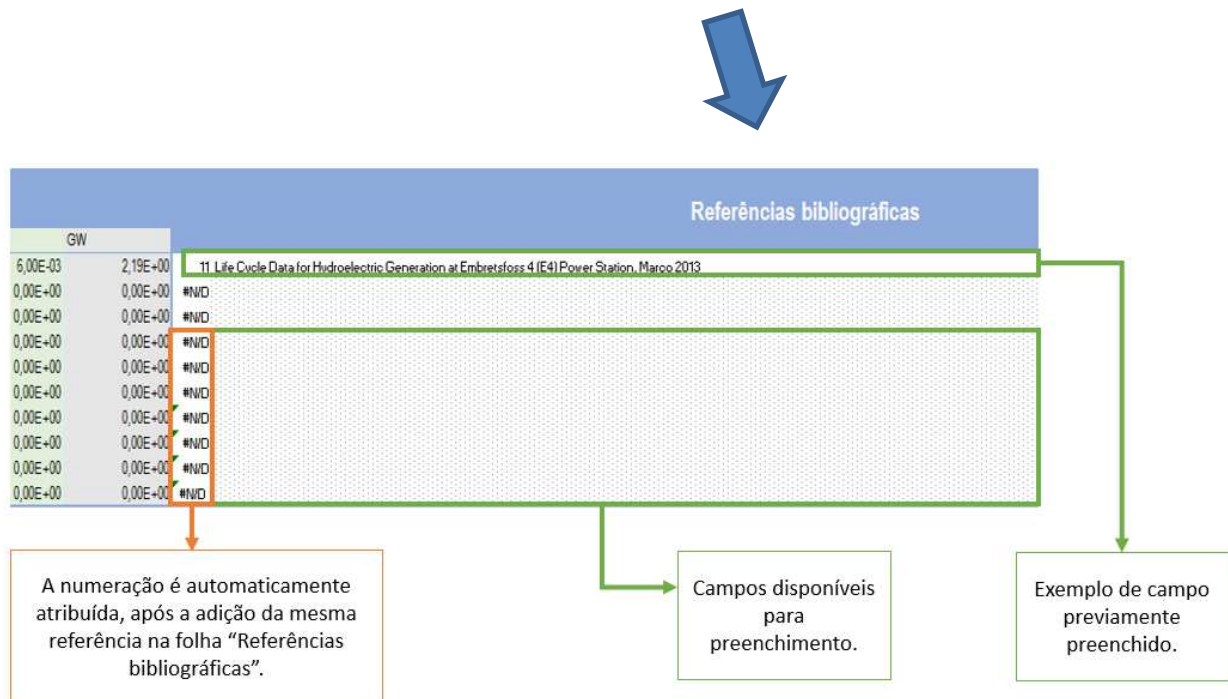
Atenção: Campo não disponível.

OK

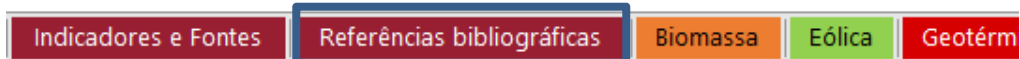
Numa primeira versão, não existem ainda dados disponíveis para a fonte Geotérmica, pelo que, ao seleccionar com um “X” qualquer etapa do ciclo de vida desta tecnologia, irá surgir a mensagem: “**Atenção: Campo não disponível**”.



Sempre que novos dados forem adicionados à base de dados, deve o utilizador fazer referência à sua fonte, no campo referências, presente em cada folha das energias.



As referências podem ser consultadas na folha com o nome "Referências bibliográficas".



DESIGNAÇÃO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
1	PRé, various authors (2016). SimaPro Database Manual. Sima Pro.
2	LIFE CYCLE ASSESSMENT OF 1KWh GENERATED BY A GAMESA ONSHORE WINDFARM G90-2.0Mw, ECOWIND, Junho 2013
3	Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas V112- 3MW Turbine Wind Plant, Janeiro 2011
4	Vestas, (2011). Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark
5	Vestas, (2015). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V110-2.0 MW Wind Plant – 18th December 2015, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
6	Vestas, (2014). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
7	Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method, Eduardo Martínez & Félix Sanz & Stefano Pellegrini & Emilio Jiménez & Julio Blanco, Outubro 2008

## 4. Cálculo dos valores dos indicadores, por tecnologia

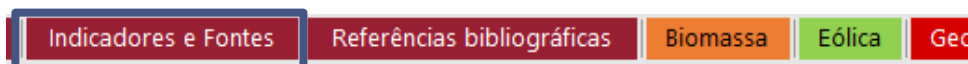
Para o cálculo dos valores finais para cada indicador por tecnologia, a ferramenta procede ao cálculo dos valores médios e máximos por fase do ciclo de vida, com base nos valores disponíveis na base de dados. Por fim é calculado o valor total médio e máximo para cada indicador, recorrendo ao somatório dos valores de todas as fases do ciclo de vida.

Eólica	Indicador	Fase de Construção			Fase de Operação	Distribuição		Desmantelamento				TOTAL
		Média	Máximo	Mínimo	Média	Média	Máximo	Média	Máximo	Mínimo		
AC (gSO <sub>2</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	2,47E-02	0,00E+00	5,00E-04	8,33E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,60E-02
	Máximo	5,70E-02	0,00E+00	1,00E-03	2,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,00E-02
PO (gC <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	3,12E-03	0,00E+00	8,00E-05	1,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,30E-03
	Máximo	6,90E-03	0,00E+00	2,00E-04	3,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-03
OD (gCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> )	Média	6,61E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,23E-14	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,60E-13
	Máximo	8,51E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,98E-14	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,16E-12
ET (gPO <sub>4</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	2,12E-03	0,00E+00	1,00E-04	8,33E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-03
	Máximo	4,60E-03	0,00E+00	2,00E-04	2,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,00E-03
GW (gCO <sub>2</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	7,23E+00	0,00E+00	1,00E-01	2,00E-01	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,53E+00
	Máximo	1,35E+01	0,00E+00	2,00E-01	6,00E-01	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,43E+01

Montagem/Construção das centrais									
AC	PO	OD	ET	GW	AC	PO			
1,04E-08	7,52E-10	2,56E-13	1,48E-09	2,63E-06	1,47E-09				
1,00E-09	1,00E-09		1,20E-10	0,0004	2,00E-09				
1,00E-03	2,00E-04		2,00E-04	0,2	2,00E-03				
1,00E-03	1,00E-04		2,00E-04	0,2	2,00E-03				
1,00E-03	1,00E-04		1,00E-04	0,1	1,00E-03				
0,00E+00					7,64E-09				

Valor médio e máximo total obtido por indicador.

## 5. Cálculo dos valores dos indicadores, por tecnologia, com base no mix energético



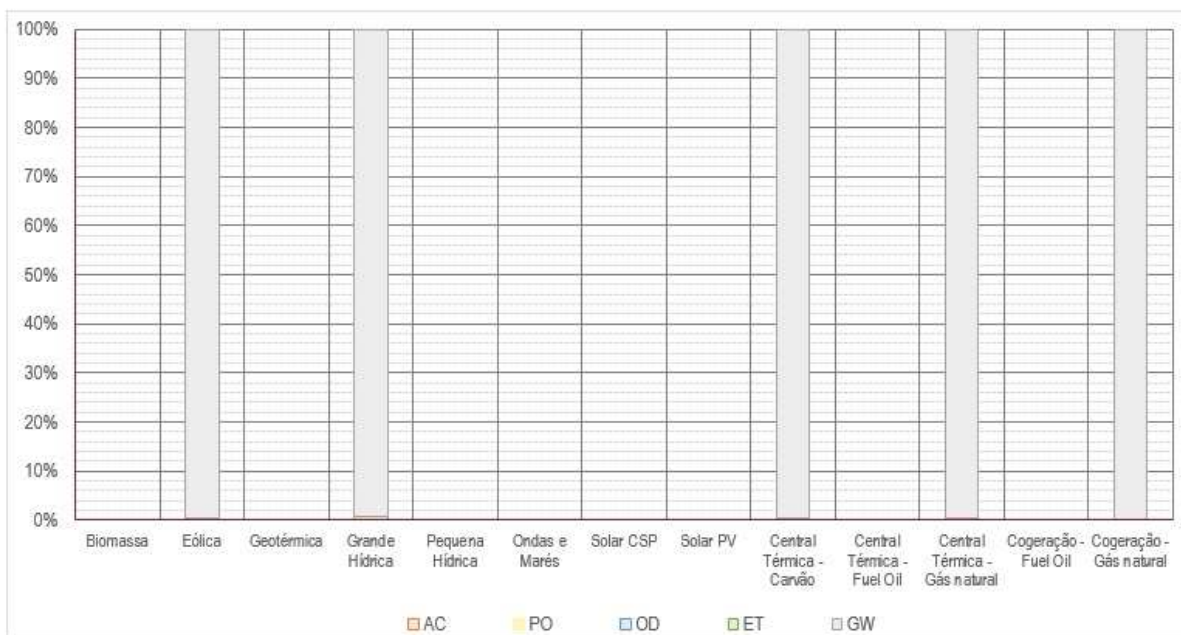
Acedendo à folha denominada “Indicadores e Fontes”, é possível a observação dos valores dos indicadores por tecnologia, calculados com base nas percentagens do *mix* energético.

Renovável	Biomassa	5,00%
	Eólica	18,00%
	Geotérmica	0,00%
	Grande Hidrica	19,00%
	Pequena Hidrica	1,00%
	Ondas e Marés	5,00%
	Solar CSP	0,00%
	Solar PV	1,00%
	Total Renovável	49,00%
	Não renovável	Carvão
Fuel-oil		0,00%
Gás natural		9,00%
Fuel-oil		3,00%
Gás natural		6,00%
Total não renovável		48,00%
<b>TOTAL nacional</b>		<b>97,00%</b>
Saldo importador		3,00%

Os valores das percentagens de cada tecnologia presentes na folha "MixEnergético" são duplicados nesta folha para que seja possível efetuar o cálculo dos valores dos indicadores com base no *mix* de fontes de energia.

INDICADOR	Biomassa	Eólicas	Geotérmica	Grande Hidrica	Pequena Hidrica	Ondas e Marés	Solar CSP	Solar PV	Central Térmica - Carvão	Central Térmica - Fuel Oil	Central Térmica - Gás natural	Cogeração - Fuel Oil	Cogeração - Gás natural
AC (mgSO <sub>2,t</sub> /kWh <sup>-1</sup> )	0,00	8,46	0,00	1,54	0,00	0,00E+00	0,00	0,00E+00	6,22E+10	0,00E+00	1,12E+09	0,00E+00	2,37E+10
PO (mg C <sub>2</sub> H <sub>6,t</sub> /kWh <sup>-1</sup> )	0,00	1,05	0,00	0,12	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,04E+11	0,00E+00	2,70E+00	0,00E+00	4,69E+08
OD (mgCFCl <sub>4,t</sub> /kWh <sup>-1</sup> )	0,00E+00	4,39E-05	0,00E+00	4,25E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,00E-03	0,00E+00	1,08E+01	0,00E+00	0,00E+00
ET (mgPCl <sub>2,t</sub> /kWh <sup>-1</sup> )	0,00	0,83	0,00	4,71	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,75E+10	0,00E+00	5,27E+04	0,00E+00	1,29E+10
GW (mgCO <sub>2,t</sub> /kWh <sup>-1</sup> )	0,00	1802,46	0,00	1037,35	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,31E+14	0,00E+00	2,27E+11	0,00E+00	1,84E+13

Ainda nesta folha, é gerado automaticamente um gráfico com o objetivo de demonstrar o peso de cada indicador para as diferentes tecnologias, sendo possível aferir, desta forma, qual o indicador que tem/teve mais impacto num determinado ano ou conjunto de anos, dependendo da consideração feita nas percentagens do *mix*.



## 6. Cálculo dos valores totais dos indicadores, com base no mix energético

O cálculo final pretendido é efetuado na primeira folha denominada “MixEnergético”.

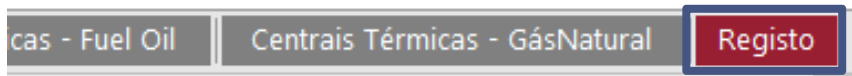
A tabela com o título “Indicador” está preparada para ir buscar os valores totais médio e máximo a cada uma das folhas das tecnologias, realizando o cálculo do valor total máximo e médio do somatório das tecnologias, com base nas percentagens das diversas fontes presentes no *mix* da tabela da esquerda. Desta forma obtém-se o valor total do indicador com os diferentes pesos das diversas tecnologias, que variam de ano para ano.

Renovável	Biomassa	5,00%	
	Eólica	18,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hidrica	19,00%	
	Pequena Hidrica	1,00%	
	Ondas e Marés	5,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	1,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>49,00%</b>	
Não renovável	Contratos dedicados	Carvão	10,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	9,00%
	Cogeração	Fuel-oil	3,00%
		Gás natural	6,00%
<b>Total não renovável</b>	<b>28,00%</b>		
<b>TOTAL nacional</b>		<b>77,00%</b>	
Saldo importador		23,00%	

Indicador		
AC [mgSO <sub>2,+</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	5,15E+10
	Máximo	3,36E+10
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4,+</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,02E+11
	Máximo	4,03E+11
OD [µgCFC11 <sub>+4</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,08E+04
	Máximo	1,08E+04
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-,+</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,21E+10
	Máximo	6,27E+10
GW [gCO <sub>2,+</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	6,23E+10
	Máximo	1,46E+11



## 7. Registo



De forma a confirmar a veracidade dos dados introduzidos, implementou-se um sistema de registo de informação. Sempre que é introduzido algum valor nas células passíveis de serem editadas, é gerado um registo automático na folha “Registo”.

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
	PO	OD	ET	GW
				54
83		54	8	

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW
		5		0.6
5				

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW
				5544
54				

Fase de Operação				
Operação & Manutenção				
AC	PO	OD	ET	GW
			75	878
5,54E-02				

1	Célula	Folha	Utilizador	Data
2	\$G\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
3	\$I\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
4	\$H\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
5	\$J\$21	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
6	\$G\$21:\$K\$26	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:21
7	\$H\$22	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
8	\$J\$23	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
9	\$G\$25	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
10	\$H\$22:\$K\$27	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
11	\$G\$24	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
12	\$G\$25	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
13	\$G\$21	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
14	\$G\$21	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
15	\$I\$24	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
16	\$S\$23	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
17	\$Q\$24	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
18	\$U\$23	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
19	\$Q\$22:\$U\$28	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:58
20	\$G\$21:\$J\$28	Centrais Termicas_v1	Marta	13/07/2016 13:58

Sempre que um utilizador introduz algum valor numa das células em branco disponíveis para a edição é gerado um registo automático que inclui: a célula editada, a folha correspondente, o nome do editor e a data e hora da edição.