



Gonçalo Nobre Higinio

Licenciatura em Ciências de Engenharia do Ambiente

Indicadores de Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico em Portugal

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente, perfil de Engenharia de Sistemas Ambientais

Orientador: Professor Doutor João Joanaz de Melo, Professor
Auxiliar com Agregação, Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: Prof. Doutora Maria Paula Batista da Costa Antunes

Arguente: Prof. Doutor Nuno Miguel Ribeiro Videira Costa

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo



Gonçalo Nobre Higino
Faculdade de Ciências e Tecnologia
Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Gostaria de deixar os meus profundos agradecimentos a todos aqueles que contribuíram, directa ou indirectamente para a realização da presente dissertação.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Professor Doutor João Joanaz de Melo, pela sua orientação, pelas reuniões de esclarecimento e pela partilha do seu conhecimento.

Estou especialmente grato ao Eng.º António Galvão, pela total disponibilidade na realização de reuniões de apoio. A sua boa disposição e ritmo de trabalho tornaram todo o processo mais simples.

Agradeço à minha família pelo apoio incondicional, dedicação e carinho.

Agradeço à Beatriz, pelas palavras de força e entusiasmo que me transmite.

Aos meus amigos, pela camaradagem e incentivo que demonstraram.

Resumo

O sector da energia, e em particular, da energia eléctrica representa um papel na sociedade que dificilmente se equipara a qualquer outro. O crescimento populacional e o aumento da procura energética em prol da evolução tecnológica levaram à expansão dos sistemas de fornecimento de energia eléctrica, com graves consequências ambientais. A presente dissertação tem como principal objectivo a análise do desempenho ambiental do Sector Eléctrico em Portugal.

Neste trabalho foram comparadas as seis principais tecnologias (carvão, gás natural, gasóleo, hídrica, eólica e fotovoltaica) que constituem o *mix* de produção nacional segundo uma abordagem de análise de ciclo de vida e foram avaliados os impactes ambientais segundo os seis indicadores do método Ecoblok (extracção de água (WA), extracção de recursos (RE), uso do solo (LU), emissão de gases com efeito de estufa (GHG), poluição do ar (PA) e poluição da água e solo (PWL)).

Os resultados obtidos foram divididos segundo a produção de uma unidade funcional (kWh, MWh ou GWh) e segundo uma perspectiva nacional. Em termos globais e como era esperado, a tecnologia térmica-carvão revelou os maiores impactes na maioria dos indicadores, nomeadamente nos indicadores RE, WA, GHG e PWL. No indicador WA, o consumo de água da componente térmica deve-se ao arrefecimento dos grupos de geradores da central, enquanto que na componente hídrica é referente à evaporação que foi considerada como consumo. Dada a área que ocupam, os aproveitamentos hidroeléctricos registaram impactes muito significativos ao nível do indicador LU, nomeadamente a barragem do Alqueva. Surpreendentemente, na emissão de poluentes para o ar, foi concluído que a energia eólica, devido às emissões nos processos de produção e processamento metalúrgico dos vários materiais, regista os valores mais elevados.

Os resultados obtidos revelam a utilidade e importância de uma abordagem de ciclo de vida na análise a sistemas energéticos.

Palavras-chave: Energia eléctrica, indicadores de desempenho ambiental, metodologia Ecoblok, análise de ciclo de vida, produção de electricidade;

Abstract

The energy sector and particularly, the electric energy sector represent a major role in modern society that hardly can be compared with any other. The population growth and raise of energetic demand regarding technologic development led to the expansion of the electric energy supply systems, with severe environmental consequences. This work has the major objective of developing an analysis of the environmental performance of the Portuguese electric sector.

During the work, the six main technologies of national electric mix were compared (coal, natural gas, diesel, hydroelectric, wind and photovoltaic) using a life cycle assessment approach and the environmental impacts were evaluated according to the six indicators of the Eco Blok method (water abstraction (WA), resource extraction (RE), land use (LU), greenhouse gas emissions (GHG), air pollution (PA) and water and soil pollution (PWL)).

The results were divided according to the production of a functional unit (kWh, MWh or GWh) and according to a national perspective. As it was expected, the thermic-coal technology proved to be the major contributor of impacts in most indicators, especially RE, PWL, WA and GHG. For the WA indicator, the water consumption in thermic technology is mostly regarding the cooling of the generator groups in the plant, whereas, in the hydroelectric is due to the evaporation on the dams. With large occupied areas, the hydro dams registered significant impacts in the land use indicator, mostly due to the Alqueva dam. Surprisingly for the air pollution, it was concluded that wind energy has the biggest impact due to the emissions in the metallurgic processes during the life cycle. The final results revealed the utility and importance that a life cycle approach has in the analysis of energetic systems.

Key-words: Electric energy, environmental performance indicators, Ecoblok methodology, life cycle assessment, production, transport and distribution of electricity.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice.....	ix
Índice de Figuras	xiii
Lista de Acrónimos	xvii
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e descrição do problema.....	1
1.2 Objectivo e âmbito	3
1.3 Estrutura e organização da dissertação	4
2. Revisão da literatura	5
2.1 Caracterização do sistema energético português.....	5
2.2 Sistema Eléctrico Nacional.....	13
2.2.1 Produção	14
2.2.2 Transporte	19
2.2.3 Distribuição.....	21
2.3 Tecnologias de produção de energia eléctrica	22
2.3.1 Energia termoeléctrica	22
2.3.2 Energia hidroeléctrica.....	24
2.3.3 Energia Eólica.....	27
2.3.4 Energia Fotovoltaica	29
2.3.5 Cogeração.....	30
2.3.6 Energia geotérmica e biomassa	31
2.4 Análise de ciclo de vida.....	32
2.4.1 Vantagens e limitações ACV:	34

2.4.2	Streamlined ACV	35
2.4.3	Unidade funcional.....	35
2.4.4	Análise de Ciclo de Vida em Sistemas Energéticos	36
3	Metodologia	39
3.1	Abordagem geral	39
3.2	Âmbito da análise de ciclo de vida.....	40
3.3	Inventário do ciclo de vida.....	41
3.3.1	Diagramas conceptuais.....	41
3.3.2	Recolha de dados.....	46
3.3.3	Base de dados <i>Ecoinvent</i>	47
3.4	Avaliação de impactes	47
4	Resultados e discussão	53
4.1	Síntese	53
4.2	Análise por tipo de tecnologia	53
4.2.1	Térmica – Gás Natural	54
4.2.2	Térmica – Carvão	55
4.2.3	Térmica – Gasóleo	57
4.2.4	Energia Eólica.....	58
4.2.5	Energia Hídrica.....	59
4.2.6	Energia fotovoltaica.....	60
4.2.7	Importação de Energia Eléctrica	61
4.3	Análise nacional – <i>Mix</i> eléctrico Português	62
4.3.1	Consumo de água (WA):	62
4.3.2	Extracção de Recursos (RE):.....	63
4.3.3	Uso do Solo (LU):	65
4.3.4	Emissão de gases com efeito de estufa (GHG):.....	67
4.3.5	Poluição do ar (PA):	69
4.3.6	Poluição da água e solo (PWL):.....	70

5	Conclusão	73
5.1	Síntese	73
5.2	Desenvolvimentos futuros.....	75
	Referências Bibliográficas	77
6	Anexos.....	84
6.1	Anexo 1 – Material usado na construção da turbina eólica média nacional.....	84
6.2	Anexo 2 – Caracterização do parque eólico nacional	85
6.3	Anexo 3 – Principais aproveitamentos hidroelétricos	86
6.4	Anexo 4 – Indicadores EcoBlok por tecnologia (mix eléctrico nacional)	87

Índice de Figuras

FIGURA 2.1 - DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA NACIONAL, FONTE: ADAPTADO DE DGEG, 2014	5
FIGURA 2.2 - EVOLUÇÃO CONSUMO ENERGIA PRIMÁRIA EM PORTUGAL, ADAPTADO DE DGEG, 2014	6
FIGURA 2.3 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA FINAL EM PORTUGAL, ADAPTADO DE DGEG, 2014	7
FIGURA 2.4 - CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA POR TIPO DE PRODUTO, ADAPTADO DE ERSE, 2013	7
FIGURA 2.5 - CONSUMO DE ENERGIA FINAL POR TIPO DE PRODUTO, ADAPTADO DE ERSE, 2013	8
FIGURA 2.6 - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉCTRICA POR SECTOR DE ACTIVIDADE, ADAPTADO DE ERSE, 2013	9
FIGURA 2.7 - EVOLUÇÃO DAS POTÊNCIAS SOLICITADAS À REDE, ADAPTADO DE REN, 2013	9
FIGURA 2.8 - MOVIMENTOS FÍSICOS DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO NO ANO DE 2013 (GWH), FONTE: REN, 2013.....	10
FIGURA 2.9 - EVOLUÇÃO DO SALDO IMPORTADOR DE ENERGIA ELÉCTRICA ENTRE PORTUGAL E ESPANHA, ADAPTADO DE REN, 2013	11
FIGURA 2.10 - MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL	12
FIGURA 2.11- SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, FONTE: EDP, 2009	14
FIGURA 2.12 - PRODUÇÃO ENERGIA ELÉCTRICA A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL E HÍDRICA, ADAPTADO DE DGEG, 2014;	15
FIGURA 2.13 - PRODUÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉCTRICA, ADAPTADO DE ERSE, 2013	16
FIGURA 2.14 - PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL E RELAÇÃO PRE/TOTAL, FONTE: ADAPTADO DE ERSE, 2014	16
FIGURA 2.15 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGA, ADAPTADO DE APA, 2013;	17
FIGURA 2.16 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NO SEN POR FONTE DE ENERGIA RENOVÁVEL, ADAPTADO DE DGEG, 2014	18
FIGURA 2.17 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NO SEN POR FONTE DE ENERGIA NÃO RENOVÁVEL, ADAPTADO DE DGEG	19
FIGURA 2.18 - VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DAS LINHAS DE TRANSPORTE, ADAPTADO DE REN, 2013;.....	21
FIGURA 2.19 - DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO PELAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS, EM PRO, NOS ANOS DE 2011 E 2012, RESPECTIVAMENTE, FONTE: EDP 2011 & 2012	23
FIGURA 2.20 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA HÍDRICA, POR TIPO DE APROVEITAMENTO, ADAPTADO DE DGEG, 2014	25
FIGURA 2.21 - COMPLEMENTARIDADE HÍDRICA-EÓLICA, FONTE: (EDP, 2014)	26
FIGURA 2.22 - COMPONENTES DE UM GERADOR DE EIXO HORIZONTAL, ADAPTADO DE MARQUES & DOS SANTOS (2012)	28
FIGURA 2.23 - TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES, FONTE: (PROENÇA, 2007)	30
FIGURA 2.24 - PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE GEOTÉRMICA, ADAPTADO DE DGEG 2014	31
FIGURA 2.25 – QUADRO DE AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA, ADAPTADO DE (ISO, 2006)	33
FIGURA 3.1- DIAGRAMA METODOLÓGICO	39
FIGURA 3.2 - PROCESSOS DE CICLO DE VIDA DA ENERGIA TÉRMICA NA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE, ADAPATDO DE DONES ET AL. E EMMENEGGER ET AL. 2007;.....	42
FIGURA 3.4 – PROCESSOS DO CICLO DE VIDA DA ENERGIA HIDROELÉCTRICA, ADAPTADO DE BAUER ET AL. (2007);	44
FIGURA 3.5 – PROCESSOS DO CICLO DE VIDA DA ENERGIA EÓLICA, ADAPTADO DE BURGER ET AL. (2007)	45
FIGURA 3.6 – PROCESSOS DO CICLO DE VIDA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA, ADAPTADO DE JUNGBLUTH (2007)	46
FIGURA 4.1 – COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO DE 1 MWH DE ELECTRICIDADE NAS CENTRAIS DE LARES E RIBATEJO (2012)	54
FIGURA 4.2 – COMPARAÇÃO DA PEGADA DO PEGO E SINES (2010)	55

FIGURA 4.3 – COMPARAÇÃO DA PEGADA DO PEGO E SINES (2011)	56
FIGURA 4.4 – PRODUÇÃO DE 1 KWH DE ELECTRICIDADE NA CENTRAL DE TUNES	57
FIGURA 4.5 – PRODUÇÃO DE 1 GWH DE ELECTRICIDADE (ENERGIA EÓLICA)	58
FIGURA 4.6 – PRODUÇÃO DE 1 KWH (ENERGIA HÍDRICA), CENÁRIO 1.....	59
FIGURA 4.7 – PRODUÇÃO DE 1 KWH (ENERGIA HÍDRICA), CENÁRIO2	60
FIGURA 4.8 – PRODUÇÃO DE 1 KWH (ENERGIA HÍDRICA), CENÁRIO 3.....	60
FIGURA 4.9 – INDICADOR WA, CENÁRIO 1	63
FIGURA 4.10 - INDICADOR WA, CENÁRIO 2.....	63
FIGURA 4.11 – INDICADOR RE, CENÁRIO 1.....	64
FIGURA 4.12 – INDICADOR RE, CENÁRIO	64
FIGURA 4.13 – INDICADOR LU, CENÁRIO 1	66
FIGURA 4.14 – INDICADOR LU, CENÁRIO 2	66
FIGURA 4.15 – INDICADOR LU, CENÁRIO 3	66
FIGURA 4.16 – PROTÓTIPO DE CAPTURA DE METANO, FONTE: LIMA ET AL. 2008	68
FIGURA 4.17 – INDICADOR GHG, CENÁRIO	68
FIGURA 4.18 – INDICADOR GHG, CENÁRIO 2	68
FIGURA 4.19 – INDICADOR PA, CENÁRIO 1	69
FIGURA 4.20 – INDICADOR PA, CENÁRIO 2	70
FIGURA 4.21 – INDICADOR PWL, CENÁRIO 1.....	71
FIGURA 4.22 – INDICADOR PWL, CENÁRIO 2.....	71

Índice de Tabelas

TABELA 2.1 - CENTRAIS TÉRMICAS EM PORTUGAL, ADAPTADO DE EDP;	24
TABELA 2.2 - REFORÇOS DE POTÊNCIA, FONTE: (EDP, 2014)	26
TABELA 2.3 - APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS COM BOMBAGEM, FONTE: (EDP, 2014)	27
TABELA 2.4 - CAPACIDADE INSTALADA NA EU, ADAPTADO DE EWEA 2013	28
TABELA 2.5 - VANTAGENS E DESVANTAGENS DA APLICAÇÃO DE UMA ACV	34
TABELA 3.1 – INDICADORES ECOBLOCK E CRITÉRIOS DE CÁLCULO	48
TABELA 3.2 – FACTORES DE EQUIVALÊNCIA PARA O INDICADOR LU	50
TABELA 4.1 - IMPACTE DA PRODUÇÃO NAS CENTRAIS DE SINES E DO PEGO	55
TABELA 4.2 – PEGADA DA PRODUÇÃO ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA	61
TABELA 4.3 – PEGADA DA IMPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	61
TABELA 0.1 - PERCENTAGEM DE MATERIAL USADO NOS COMPONENTES DE UMA TURBINA EÓLICA;	84
TABELA 0.2 - CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE ELECTROPRODUTOR EÓLICO NACIONAL;	85
TABELA 0.3 - PRINCIPAIS APROVEITAMENTOS HÍDRICOS EM ALBUFEIRA	86
TABELA 0.4 - INDICADORES ECOCLOK PARA CADA TECNOLOGIA CONSIDERADA (CENÁRIO DE REDE)	87

Lista de Acrónimos

ACV – Análise Ciclo de Vida

AT – Alta tensão

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

BT – Baixa tensão

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FER – Fontes de Energia Renovável

IEA – International Energy Agency

MIBEL – Mercado Ibérico de electricidade

MT – Média tensão

NPA – Nível de pleno armazenamento

OECD – Organization for Economic Cooperation and Development

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

PNBEPH – Plano Nacional de Barragens com elevado potencial hidroelétrico

PWh – Peta watt-hora

REE – Red Eléctrica de España

REE – Rendimento eléctrico equivalente

REN – Rede Eléctrica Nacional

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

VLE – Valor limite de emissão

WEC – World Energy Council

...“Na verdade os seres humanos podem usá-los (recursos) sem restrição, podem até utilizar as mais modernas tecnologias para manipular o desenho genético mais íntimo dos re-sources (recursos), mas nada na intervenção humana é comparável às fontes (sources) de onde brotam os recursos naturais.”

Holmes Rolston III

1. Introdução

1.1 Enquadramento e descrição do problema

Na presente dissertação pretende-se analisar o desempenho ambiental do Sistema Eléctrico em Portugal, com especial enfoque na produção de energia eléctrica por fontes de energia renovável e não renovável. Foi adoptada uma abordagem de Análise de Ciclo de Vida (ACV) através da qual foi possível contabilizar os impactes ambientais adjacentes a fase de produção enquanto actividade fundamental do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Segundo a OECD (1992), a análise do ciclo de vida de sistemas energéticos e particularmente de sistemas eléctricos têm uma importância bastante elevada devido à influência que estes exercem nas actividades humanas. Tratando-se de um consumo essencial, a electricidade tem impactes significativos no ambiente, não só em termos de produção, como também no transporte e durante as fases de obra e construção. Este tipo de análise pode ser um importante agente na tomada de decisões, fornecendo informações de carácter ambiental que de outra forma, não teriam dimensão científica (Ferreira M. M., 2007).

As Nações Unidas apontam para um crescimento da população mundial de 10 mil milhões de habitantes num horizonte até 2050, destacando particularmente países em desenvolvimento, como a Nigéria e Índia, onde se espera um crescimento que ultrapasse a população dos Estados Unidos da América e a China, respectivamente. (UN, 2013) O crescente progresso tecnológico ligado aos meios de produção de energia, à satisfação das necessidades de conforto e segurança (individuais e colectivas), tem tido como principal efeito o aumento das necessidades energéticas mundiais (Carmona, 2006).

Segundo a *World Energy*, em 2010, a produção de energia eléctrica global registava valores de 21,5 PWh. Este valor aumentará cerca de 150%, aproximando-se do valor de 53,6 PWh em 2050, em resposta ao crescimento exponencial da população e aumento dos padrões de qualidade de vida (WEC, 2013).

Praticamente todas as economias desenvolvidas possuem um acesso seguro e constante de fontes modernas de produção de energia que sustentam o seu desenvolvimento e prosperidade. Em países subdesenvolvidos, o acesso a fontes de energia eficazes é fundamental em termos de melhorias em sectores como a saúde ou a educação, desempenhando um papel de reforço à competitividade e produtividade do país (IEA, 2011).

Como parte integrante de uma sociedade moderna e desenvolvida, a energia eléctrica está presente na maioria das actividades do dia-a-dia de grande parte da população mundial. O consumo de electricidade tornou-se banal e a sua disponibilidade um dado adquirido.

Por vezes, esquecemo-nos que por trás do botão da televisão ou do interruptor, existe um extenso e complexo sistema que torna possíveis as mais simples tarefas diárias. A total dependência da sociedade revela-se na eventualidade de uma falha no abastecimento eléctrico.

Sendo a energia um ingrediente fundamental na sociedade moderna e verificando-se a tendência de crescimento populacional, uma relação de equilíbrio entre a procura de energia e o abastecimento ao consumidor é cada vez mais difícil de alcançar. Inerente a este facto está a evolução tecnológica que se direccionou no sentido da criação de mais soluções estruturada na energia eléctrica, incentivando o consumo (Carmona, 2006).

Os sistemas eléctricos, de uma forma geral, são constituídos pela produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Em Portugal, a produção de energia eléctrica é levada a cabo por um leque bastante alargado de tecnologias, que serão amplamente descritas e analisadas nos capítulos precedentes. A produção não renovável continua a desempenhar o principal papel na produção de electricidade nacional, apesar de se verificar uma tendência decrescente desde o início da última década.

O *mix* eléctrico Português tem sido alvo, nas últimas décadas, de mudanças em relação às tecnologias utilizadas na produção de energia eléctrica. Nos últimos 10 anos, a capacidade nacional instalada da componente renovável duplicou, resultado do incentivo ao investimento que se verificou, especialmente, na energia eólica. Em 2012, Portugal ocupou a 10ª posição na capacidade instalada de energia eólica a nível mundial e foi o 5º país onde se verificou a maior capacidade instalada *per capita* (Garcia, Marques, & Freire, 2014). Desde o início da década, várias unidades de produção termoeléctrica foram descontinuadas, nomeadamente, as centrais de Setúbal, Barreiro e Carregado, que utilizavam fuelóleo como energia primária. No final da sua actividade, algumas destas centrais apenas funcionavam em regime de ponta, sendo a eficiência dos seus geradores bastante precária, justificando a sua desactivação.

A produção de energia eléctrica através de FER (fontes de energia renovável) tem uma característica que a distingue da produção de energia convencional térmica. A sua produção varia de acordo com a disponibilidade de recurso, e ao contrário de outras centrais de produção, não é possível a acumulação da fonte primária de energia. Esta variabilidade deve ser analisada no contexto da flexibilidade do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), sendo que, se este for suficientemente flexível em termos de produção, transporte e distribuição, o impacto da variabilidade destas fontes será

minimizado. (Mateus, 2011)

A previsão a longo prazo da procura de electricidade torna-se o ponto principal na expansão do parque electroprodutor em Portugal, assim como na orientação estratégica do sector eléctrico (Carmona, 2006).

Inerentes ao sistema eléctrico nacional estão impactes ambientais que caracterizam todas as fases que o compõem. A magnitude destes impactes depende, essencialmente, da extracção de matérias-primas, construção e tecnologia usada na unidade de produção, condições de operacionalidade, *inputs* e *output* e uso do solo. É de conhecimento geral que as tecnologias de produção não renovável, como as centrais termoeléctricas a gás natural ou carvão, produzem impactes, a vários níveis, nomeadamente no processo de produção da central, sendo a queima de combustível a principal actividade emissora. Na produção por FER, os grandes agentes emissores deixam de ser a operação da central electroprodutora, passando a construção da própria infra-estrutura a representar maiores impactes ao nível da ocupação do solo, por exemplo. Apesar de, globalmente, a produção de energia eléctrica através de FER acatar menos impactes e emissões, é primordial compreender o funcionamento de cadeia de ciclo de vida de todas as tecnologias, permitindo focar a atenção nas fases e/ou processos-chave, cujas alterações poderão colmatar as falhas ainda existentes a nível nacional.

1.2 Objectivo e âmbito

Neste trabalho, pretende-se fazer uma caracterização do desempenho ambiental da produção de electricidade em Portugal, incluindo as pressões ambientais incorporadas na importação de energia eléctrica, numa perspectiva de análise de ciclo de vida (ACV). Através de uma análise detalhada das tecnologias de produção de energia eléctrica em Portugal, foi possível compreender todos os processos da cadeia de valor, desde a extracção de matérias-primas até à entrega da electricidade ao consumidor final. A recolha de informação foi baseada numa pesquisa bibliográfica, sendo esta cruzada e adaptada à da base de dados do *Ecoinvent* v 2.0.

O período de análise é referente aos anos de 2009 a 2012. Para comparar as pressões geradas pelos vários processos da cadeia de valor do SEN, recorreu-se à aplicação do método Ecoblok. Os indicadores considerados na análise foram: consumo de água, consumo de recursos, uso do solo, emissão de gases com efeito de estufa, poluição da água, solo e ar.

Sumariamente, com a realização deste trabalho pretende-se responder aos seguintes pontos

- Qual a influência, em termos ambientais, da electricidade produzida no SEN;

- Comparar as diversas fontes de produção de energia eléctrica na perspectiva do seu ciclo de vida;
- Determinar quais as fases do ciclo de vida de cada tecnologia com maior impacte na pegada ecológica da energia eléctrica.

1.3 Estrutura e organização da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida segundo a seguinte estrutura:

- **Introdução**

Neste capítulo é feito um enquadramento geral e são expostos os objectivos principais do trabalho.

- **Revisão da literatura**

Neste capítulo foi realizado o enquadramento geral ao tema e uma caracterização energética nacional, onde são apresentados os panoramas de produção e consumo de electricidade em Portugal. Adicionalmente foi feita uma caracterização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- **Resultados**

Análise e discussão dos principais resultados da análise, numa perspectiva de ciclo de vida, dos sistemas produtores de energia eléctrica em Portugal e respectivos impactes associados. Este capítulo está dividido em (1) análise da produção por tecnologia e por central e (2) análise nacional dos impactes gerados por indicador.

- **Conclusão**

Neste capítulo são feitas as conclusões da análise realizada, determinando qual a tecnologia de produção de electricidade que mais pressões ambientais emite. São ainda apresentadas sugestões para a continuação do presente estudo.

2. Revisão da literatura

2.1 Caracterização do sistema energético português

Portugal é um país com escassos recursos energéticos fósseis endógenos, nomeadamente aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos, como o petróleo, carvão ou gás natural. Nesse sentido, a escassez destes recursos resulta numa elevada taxa de dependência energética do exterior (79,4% no final de 2012), com especial atenção para a importação de fontes primárias de origem fóssil. No entanto, esta taxa de dependência tem vindo a decrescer desde 2005, ano que atingiu o valor máximo de 88,8%, consequência da baixa produtividade das centrais hídricas resultado de um ano hidrológico muito seco. Face a escassez de recursos endógenos, a produção doméstica de energia depende quase inteiramente do recurso às energias renováveis (Figura 2.1).

A dependência externa reveste-se de particular importância, atendendo que é expressa quase na sua totalidade, em combustíveis fósseis. O aumento dos preços das matérias-primas, acompanhado por uma tendência crescente da procura energética, têm vindo a aumentar o peso da factura energética nacional dos combustíveis importados (Damas, 2008).

Analisando o balanço energético nacional no período de 2005-2013, é perceptível a grande dependência das importações de energia, com evolução decrescente até 2010 mas aumentando em 2011 e 2012, compensando a perda de produção doméstica que apresentou um comportamento inverso: verificou-se um aumento até 2010, subidas pouco significativas em 2011 e 2012, e uma redução de cerca 51 ktep em 2013. A exportação registou um valor histórico de aproximadamente 6000 kteq em 2013.

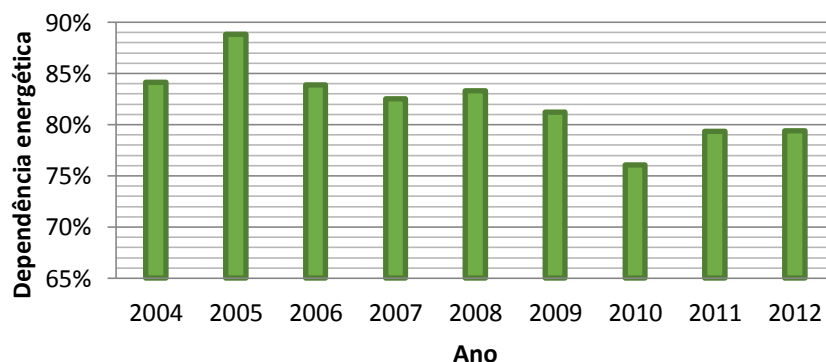


Figura 2.1 - Dependência energética nacional, fonte: adaptado de DGEG, 2014

Em 2012, o consumo energético sofreu uma redução aos níveis de energia primária e final de 2,8% e de 5,7 % respectivamente, face a 2011. Este resultado pode ser justificado, em parte, pela situação

sócio-económica nacional levando à alteração, significativamente, dos padrões de consumo de energia primária (ERSE, 2013).

Os sistemas energéticos são concebidos para realizar serviços energéticos e são compostos por dois sistemas distintos: o sistema de fornecimento energético e a energia final (Brazão, 2012).

No primeiro, a energia primária é a energia incorporada dos recursos energético que se encontram disponível na natureza antes de qualquer influência ou transformação antrópica, como o petróleo, gás natural ou vento. A produção de energia primária é a primeira etapa na actividade de produção de energia, tem uma estrutura muito heterogénea e altera-se muito lentamente, pois depende fortemente das dotações de recursos naturais e dos investimentos em infra-estruturas de produção (APA, 2013).

As transformações e processos que têm lugar ao longo de todo o ciclo de vida de um sistema energético resultam em impactes ambientais a vários níveis. Emissões de poluentes gasosos, extracção de recursos são exemplos desses impactes com consequências ao nível da degradação do solo, aquecimento global, entre outros.

Nas Figuras 2.2 e 2.3 é possível observar a evolução dos consumos de energia primária e energia final desde 2005 em Portugal. O consumo de energia primária e energia final apresenta uma tendência decrescente, particularmente a partir de 2010, onde a componente renovável atingiu valores muito acima da média nacional. O ano de 2012 apresentou uma quebra de 5,7% no consumo de energia final e 2,8% no consumo de energia primária, face aos valores de 2011. No ano de 2012, a contribuição das FER no consumo de energia primária foi de 20,4%, 55% das FER tem origem na biomassa e 34% da hidroeléctrica, eólica e fotovoltaica.

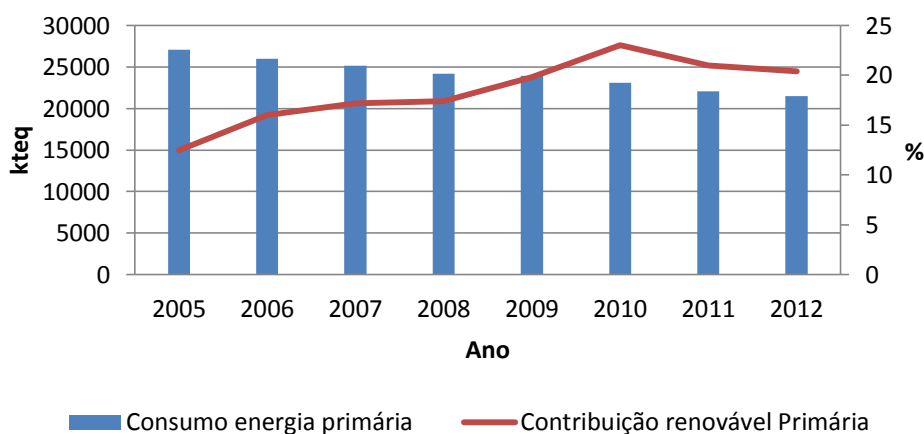


Figura 2.2 - Evolução consumo energia primária em Portugal, adaptado de DGEG, 2014

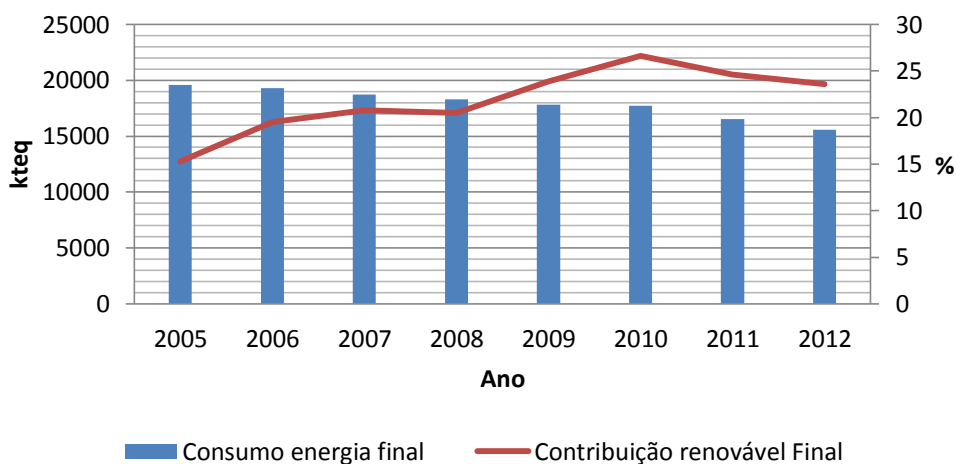


Figura 2.3 - Evolução do consumo de energia final em Portugal, adaptado de DGEG, 2014

No que diz respeito ao tipo de fonte energética utilizada, da análise da Figura 2.4 é evidente o decréscimo bastante acentuado do petróleo e derivados, que apesar de ser a fonte mais utilizada na última década, sofreu uma diminuição de 58 % em 2005 para 43 % em 2012. Em contrapartida, o consumo de carvão aumentou, depois de sofrer uma quebra acentuada em 2010, o que resultou num crescimento da componente hídrica. Até 2010, a evolução das fontes renováveis era uma realidade, no entanto a utilização decresceu em 2011 e 2012, aumentando o saldo importador.

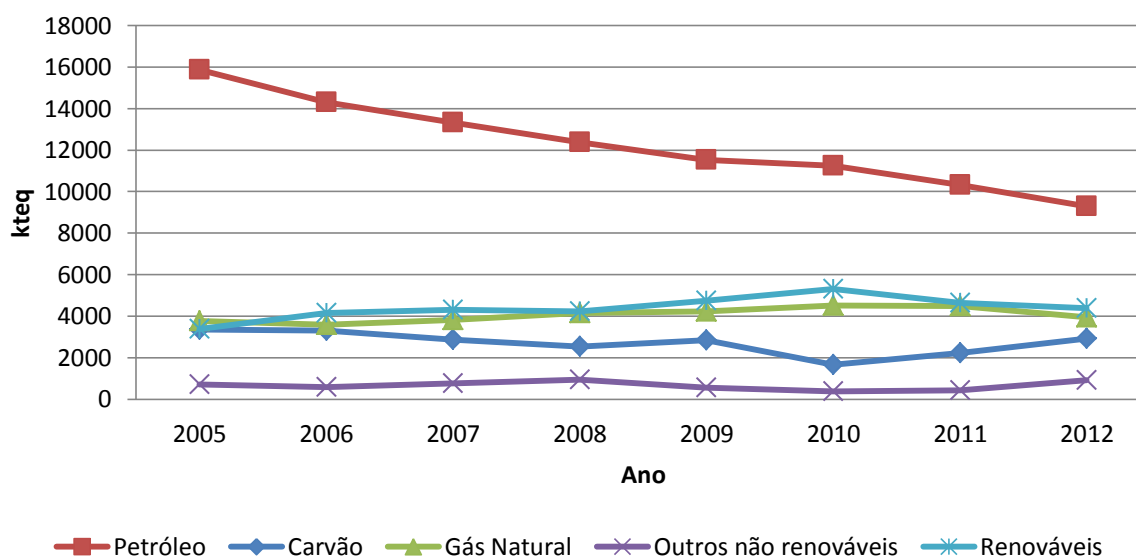


Figura 2.4 - Consumo de energia primária por tipo de produto, adaptado de ERSE, 2013

À semelhança do consumo de energia primária, o petróleo constitui a fonte com maior utilização final, registando um decréscimo gradual até 2012. A electricidade surge como a segunda fonte com maior expressão, permanecendo relativamente constante durante o período de análise. As restantes

fontes não ultrapassam os 2000 kteq. Existe uma modesta progressão da utilização do gás natural, representando aproximadamente 4% do consumo total de energia final. Em 2010, este aumento pode ser explicado pela entrada a serviço da central com tecnologia de ciclo combinado a gás natural da Fisigen, no Barreiro, em substituição da central termoelétrica a fuelóleo que foi descontinuada.

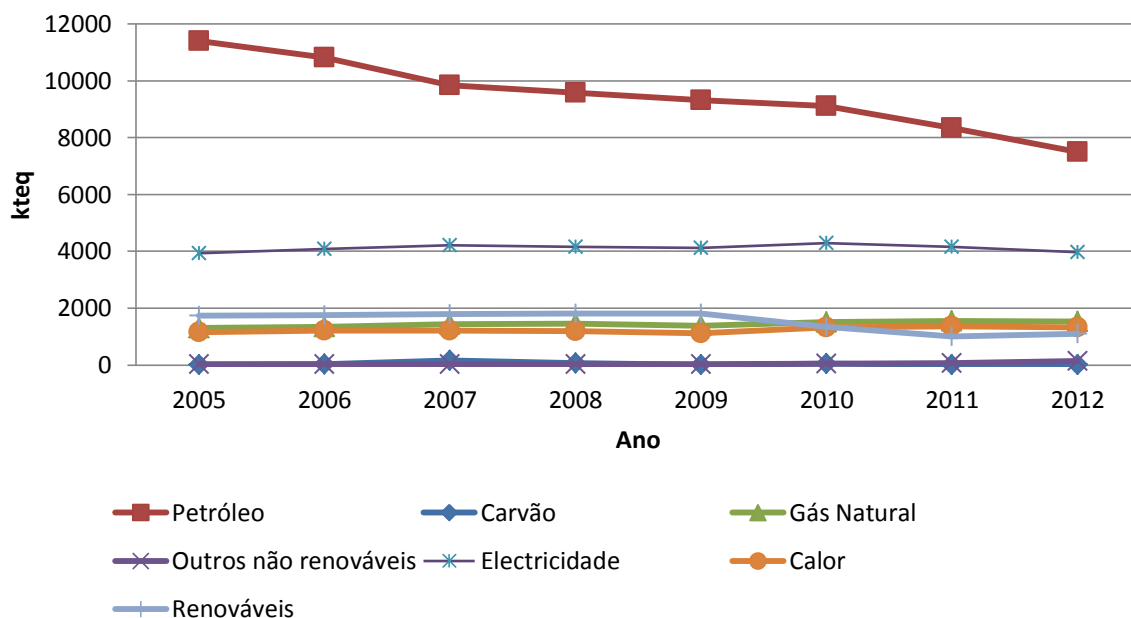


Figura 2.5 - Consumo de energia final por tipo de produto, adaptado de ERSE, 2013

A estrutura do consumo final de energia por sector representa o reflexo da estrutura da economia e do seu nível de desenvolvimento. Este último factor está associado ao tipo de tecnologia utilizada na produção e com o perfil de consumo doméstico. Na Figura 2.6, é apresentada a evolução da estrutura de consumo nacional. Os sectores da “Indústria”, “Serviços” e “Doméstico”, representam mais de 90% do consumo final de energia, semelhante à tendência europeia (Amador, 2010).

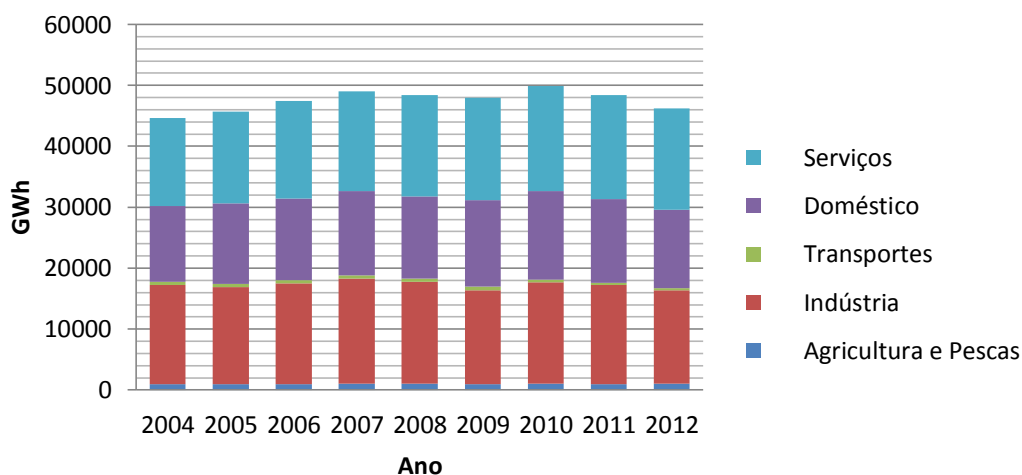


Figura 2.6 - Consumo total de energia eléctrica por sector de actividade, adaptado de ERSE, 2013

Na Figura 2.7 está representada a evolução da potência solicitada à rede, por ano. A recente redução da potência solicitada à rede que se tem vindo a verificar, tal como o consumo de electricidade, tem três causas principais: o aumento do preço da electricidade que motivou maiores cuidados de gestão e redução do desperdício, a implementação (ainda que modestas) de eficiência energética e o efeito da conjuntura actual, que cortou os consumos domésticos e industriais por força da reduzida actividade económica.

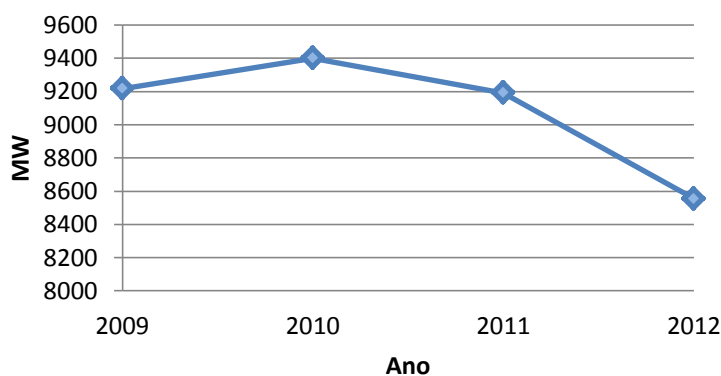


Figura 2.7 - Evolução das potências solicitadas à rede, adaptado de REN, 2013

Capacidade interligação internacional

As interligações existentes entre a rede eléctrica portuguesa e a espanhola melhoram a segurança e a estabilidade do sistema eléctrico. Permitem também a realização de transacções de energia eléctrica entre Portugal e Espanha, o que se traduz em ganhos acrescidos para ambos os sistemas. A produção de energia eléctrica deve, em todo o momento, ser capaz de responder de uma forma

imediate as necessidades de consumo. De forma que isto seja possível, é necessário um planeamento e cooperação desde as centrais produtoras até as redes de distribuição e transporte. As políticas energéticas nacionais definem as estratégias/tecnologias de investimento, procurando alcançar um parque produtor “ideal” que responda as necessidades de consumo (Cardoso, 2011).

Dada a localização geográfica de Portugal, a única interligação internacional possível é com Espanha. Na figura 2.8 é possível observar os movimentos físicos nas várias linhas de interligação de Portugal com a *Red Eléctrica de España* (REE) no final de 2013.

No final de 2013, a interligação entre estes dois países era constituída por oito linhas a funcionarem em correntes alternada, das quais cinco no nível de tensão de 400 kV (Alto Lindoso-Cartelle: ligação dupla) e três com nível de tensão a 220 kV (Pocinho-Aldeadávila: ligação dupla) (REN, 2013).

A evolução do saldo importador entre Portugal e Espanha está ilustrada na Figura 2.9. É importante referir que o saldo importador diz respeito à diferença entre toda a energia eléctrica que anualmente entra e sai de Portugal, considerando os contractos de importação e exportação e os trânsitos com origem e destino em Espanha. Adicionalmente, Espanha é considerada, por norma, um país com saldo exportador, ao contrário de Portugal, onde a produção é sempre inferior ao consumo – saldo importador (ERSE, 2010).

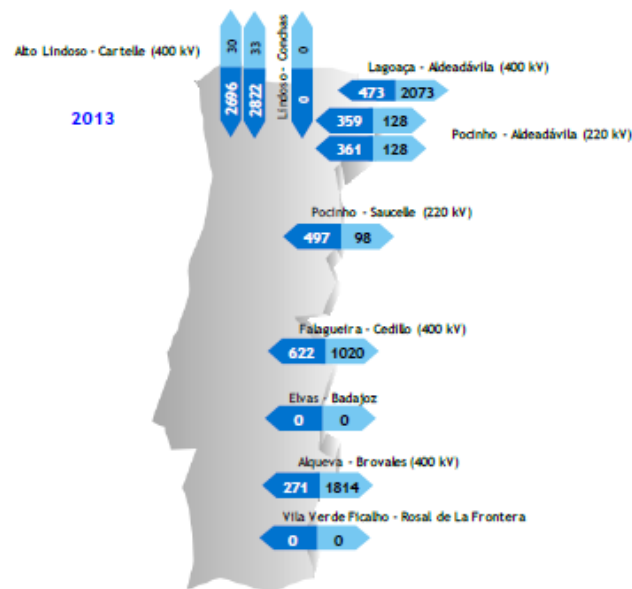


Figura 2.8 - Movimentos físicos de importação e exportação no ano de 2013 (GWh), fonte: REN, 2013

A capacidade de interligação entre Portugal e Espanha está sujeita a significativas flutuações no tempo, quer em função da variabilidade dos perfis de produção e consumo das duas redes ibéricas, quer como consequência das indisponibilidades programadas ou não dos seus elementos.

Adicionalmente, a capacidade de interligação assume um papel muito importante na medida que permite efectuar não só trocas comerciais, como em auxílio em situações de socorro mútuo entre as redes de Portugal e o restante da rede da ENTSO-E, particularmente a rede espanhola conforme Figura 2.8 (REN, 2014). A figura (2.10) representa a matriz energética nacional.

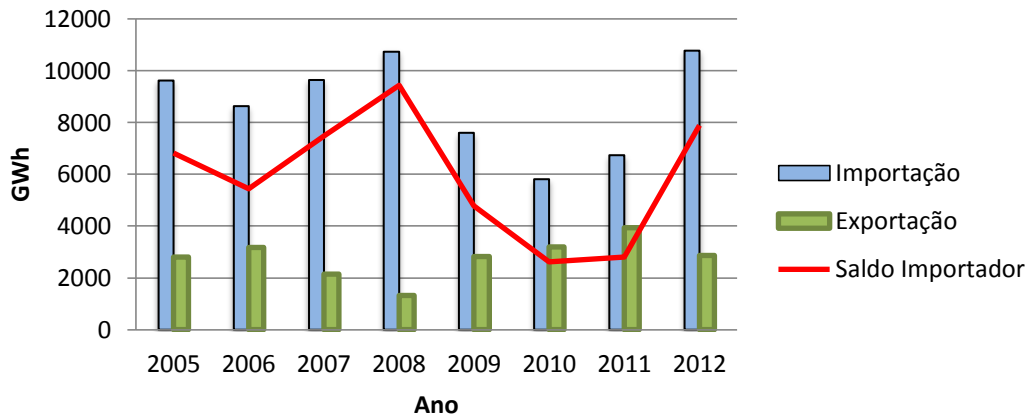


Figura 2.9 - Evolução do saldo importador de energia eléctrica entre Portugal e Espanha, adaptado de REN, 2013

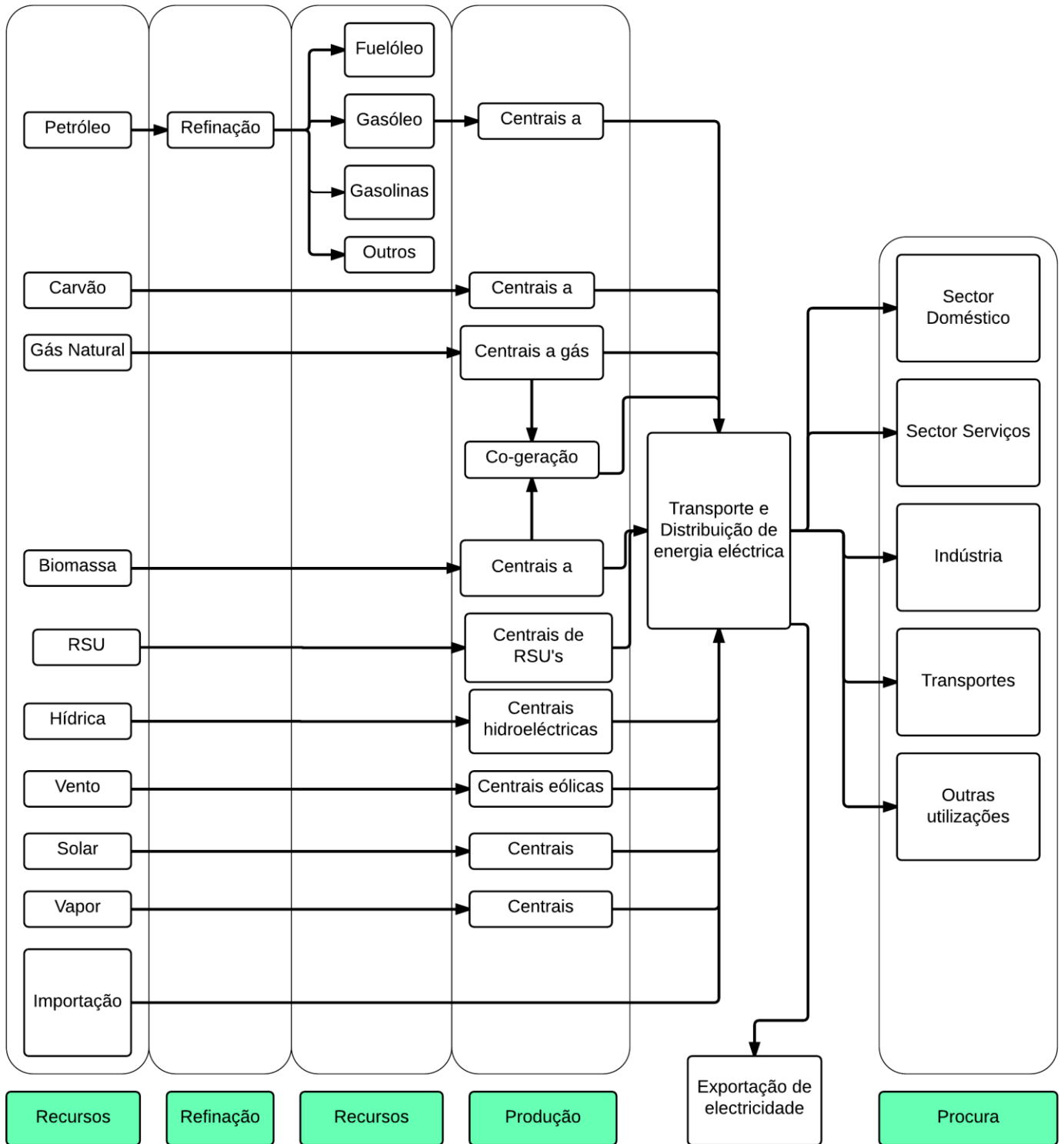


Figura 2.10 - Matriz energética nacional

2.2 Sistema Eléctrico Nacional

Segundo o Despacho nº 10317/2005 de 9 de Maio de 2005 - Lei de Base da Electricidade, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) encontra-se dividido em seis áreas maioritárias: produção, transporte/transmissão, distribuição, comercialização, operação do mercado eléctrico e operações logísticas facilitadoras da transferência entre comercializadores pelos consumidores. Com algumas excepções, cada uma destas áreas é operada independentemente, quer do ponto de vista legal, organizacional ou decisório (EDP, 2009).

As actividades que integram o SEN têm como objectivo principal, a disponibilização de energia eléctrica adequada às necessidades dos consumidores. A energia eléctrica sendo um bem essencial, está sujeita a obrigações de serviço público, de entre as quais se destacam: a segurança, regularidade e qualidade do seu abastecimento, a garantia da universalidade de prestação de serviço, a garantia da ligação de todos os clientes às redes e a protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços (ERSE, 2013).

A energia proveniente das centrais produtoras é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição, veiculando-a até às instalações do consumidor final. Actualmente, estas centrais concorrem em regime de mercado com as centrais de produção espanholas, através da importação (EDP, 2012).

Na sequência da implementação da Lei Base de Electricidade, os sectores vinculados e não vinculados do SEN foram substituídos por um sistema de mercado único; as actividades de produção e comercialização de electricidade e a gestão dos mercados de electricidade organizados estão agora inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias. Contudo, as componentes de transporte e distribuição na indústria de electricidade continuam a ser desenvolvidas através de concessões públicas atribuídas. No final de 2013, a potência de produção instalada no SEN era de 17792 MW, sendo 10913MW de origem renovável e 6879 MW não renovável (ERSE, 2009).

A evolução do sector eléctrico tornou-se mais expressiva a partir da entrada de Portugal na Comunidade Económica Europeia. No início dos anos 90, com o início das políticas orientadas para a constituição do mercado europeu da energia, surgiu a Entidade Reguladora dos Serviços Energético que regulava os preços da electricidade em Portugal, evitando a ocorrência de preços excessivos. Na organização tradicional do sector de energia, a electricidade era comercializada por uma empresa monopolista.

O sistema evoluiu no sentido da liberalização e da integração ibérica, em parte impulsionado pelas Directivas Europeias, com o objectivo de proporcionar aos consumidores mais opção de escolha, melhores preços e qualidade de serviço. Surgiu o sistema de transacções em mercado de âmbito ibérico (MIBEL), que resulta de um processo de cooperação desenvolvidos pelos governos de Portugal e Espanha com o objectivo de promover a integração dos sistemas eléctricos dos dois países. O mercado considera-se liberalizado quando vários operadores podem concorrer livremente em preços e condições comerciais, observando as regras de concorrência, a lei geral e os regulamentos aplicáveis. A questão do monopólio foi contornada pela introdução do comercializador regulado no sistema, com a função de garantir o fornecimento a todos os consumidores de electricidade, independentemente de haver ou não comercializadores interessados em fornece-lo (ERSE, 2009).



Figura 2.11- Sistema Eléctrico Nacional, fonte: EDP, 2009

2.2.1 Produção

As centrais de produção têm o principal objectivo de responder às necessidade e/ou flutuações do consumo de energia eléctrica, transformando as diversas fontes de energia primária em electricidade que é orientada para a Rede Nacional de Transporte (RNT) (Expósito, Conejo, & Canizares, 2009).

A produção de electricidade tornou-se uma actividade totalmente liberalizada, funcionando numa lógica de mercado e em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de uma licença. A produção de electricidade é exercida segundo dois regimes distintos: regime ordinário (PRO) e

regime especial (PRE) de produção de energia eléctrica. No regime ordinário, a produção assenta em fontes de produção hídrica ou em centros electroprodutores que utilizam fontes de energia não renováveis, sobretudo carvão e gás natural (EDP, 2012).

Em Portugal, considera-se produção em regime especial (PRE), ao abrigo do Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, a produção de energia eléctrica a partir de fontes endógenas e renováveis (excluindo grandes centrais hidroeléctricas), co-geração, na qual se inclui a cogeração renovável, a produção com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas) e a micro/miniprodução. Neste domínio, existem responsabilidades partilhadas entre a DGEG e a ERSE, nomeadamente no reflexo do sobrecusto resultante das tarifas de energia eléctrica fixadas pela ERSE (ERSE, 2013).

A produção neste regime está sujeita a diferentes requisitos de licenciamento e beneficia de tarifas especiais. A energia produzida pela PRE é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso, por preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*). Os preços publicados, actualmente em vigor, têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência, energia e ambiente (valorizando-se as emissões de CO₂ evitadas) (EDP, 2012).

Segundo a Directiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho, em Portugal, deve ser estabelecida a prioridade da PRE face à PRO, tanto em acesso à rede como no despacho. No entanto, existem algumas limitações quanto à potência nominal de cada instalação de PRE, que pode ser ligada em cada ponto de rede, em função da disponibilidade da própria rede para acomodar essas ligações (ERSE, 2013).

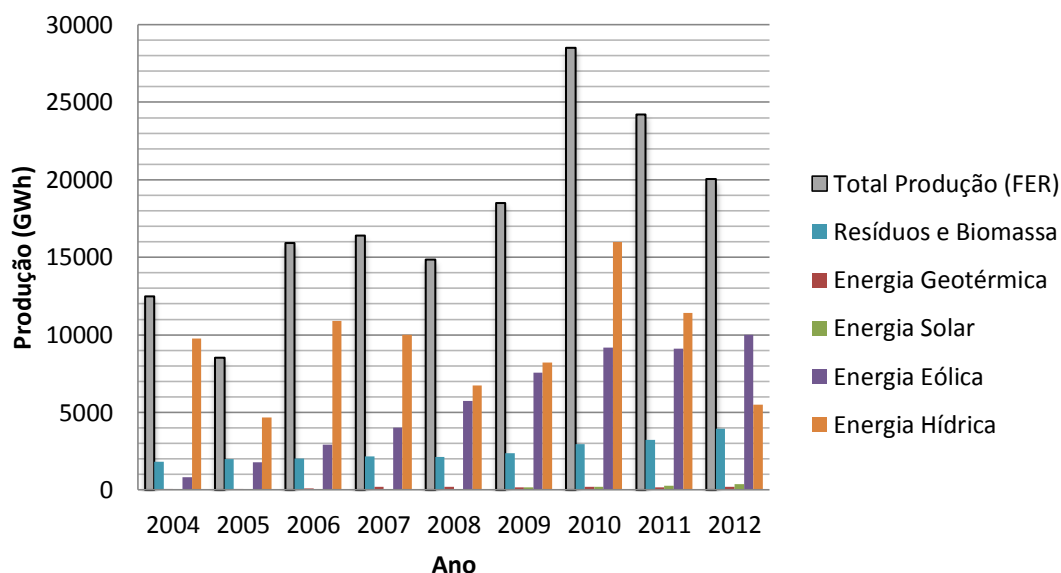


Figura 2.12 - Produção energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável e hídrica, adaptado de DGEG, 2014;

Relativamente à produção térmica de energia eléctrica, na Figura 2.13 é evidente o decréscimo da gradual produção térmica a petróleo e o aumento da térmica carvão. Em 2005, entrou em serviço o 3º grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW e o ano de 2009 é marcado pela entrada da central de ciclo combinado de Lares (ligação de linha dupla de 400 kV). Em 2010, as centrais térmicas utilizaram 34% da sua potência disponível, abastecendo 33% do consumo (valor mais baixo nos últimos 30 anos), apesar de entrada da central de ciclo combinado do Pego (2 x 418,6 MW). Em 2012, verificou-se uma diminuição da térmica a gás natural e foi descontinuada a central a fuelóleo no Carregado.

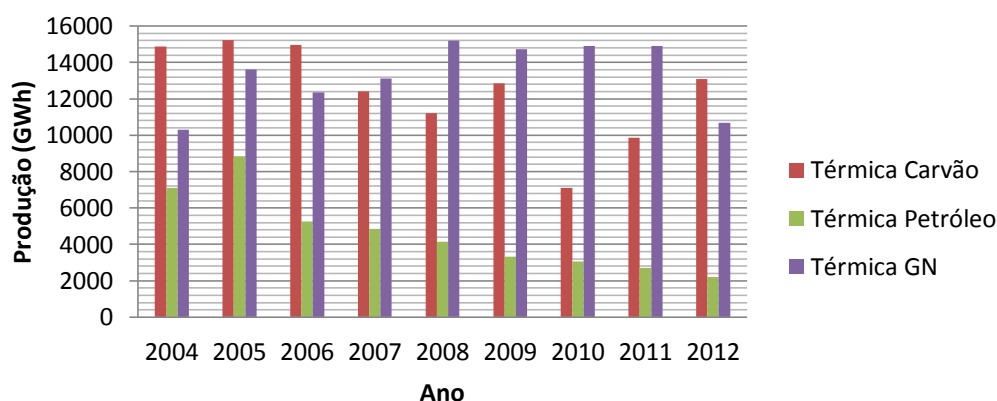


Figura 2.13 - Produção térmica de energia eléctrica, adaptado de ERSE, 2013

O gráfico apresentado a baixo na figura 2.14 revela a produção em PRE e a relação da mesma com a produção de energia eléctrica em Portugal. A componente renovável na produção de energia eléctrica tem tido um papel preponderante, em particular, na última década em Portugal. Em 2013, a PRE representou perto de 23% da produção doméstica.

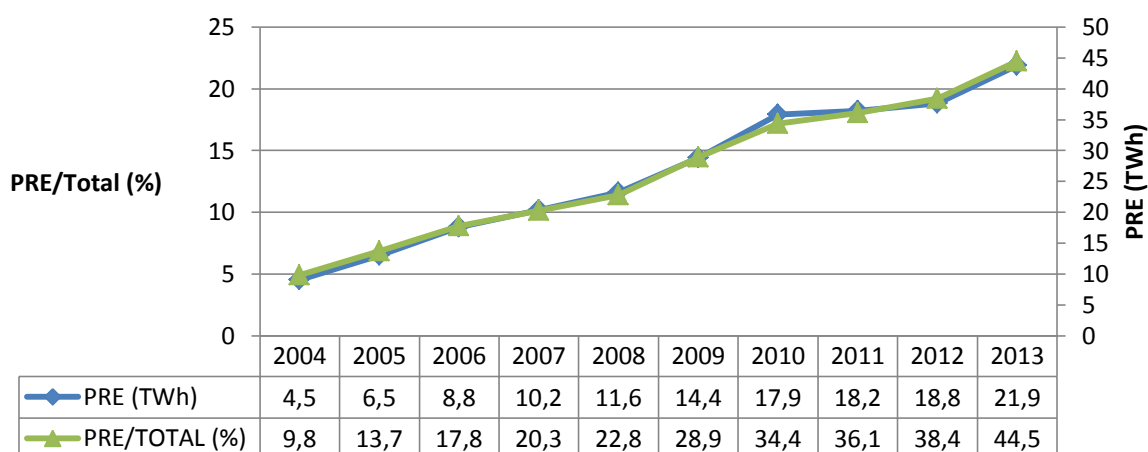


Figura 2.14 - Produção em regime especial e relação PRE/Total, fonte: adaptado de ERSE, 2014

Segundo o relatório de Caracterização da Rede Nacional de Transporte da REN S.A, a potência total correspondente às centrais de PRO registou, em 2013, 10989 MW. Relativamente à produção em regime especial (PRE), sofreu um acréscimo de 246 MW, totalizando 6803 MW (Figura 2.13) (REN, 2013).

Evolução da potência instalada

A figura 2.14 ilustra a evolução da potência instalada no sistema eléctrico nacional. Verifica-se um aumento gradual da potência até final de 2011, tendo sofrido um aumento de cerca de 8500 MW a partir de 2007. A potência instalada renovável está concentrada maioritariamente no Norte e Centro do País, nos distritos de Viseu, Coimbra, Castelo Branco, Vila Real, Lisboa, Viana do Castelo, Guarda, Leiria, Santarém e Braga, correspondendo a 85% do total (DGEG, 2014).

É importante salientar que em 2009, a potência instalada renovável e não renovável eram praticamente idênticas (900 MW). No entanto, a desactivação das centrais de produção térmica a petróleo e o aumento da potência eólica instalada, resultou numa diferença de aproximadamente 2000 MW no final de 2012.

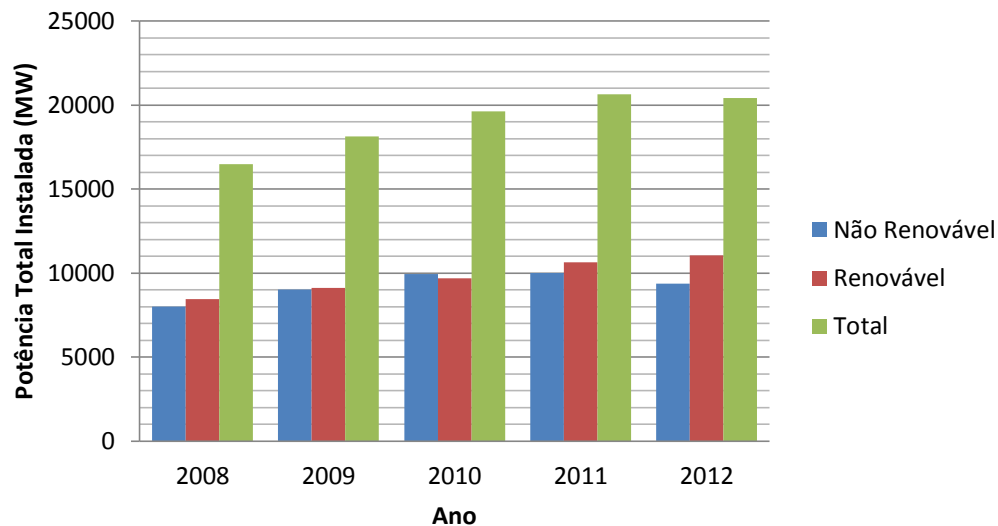


Figura 2.15 - Evolução da potência instalada em Portugal, adaptado de APA, 2013;

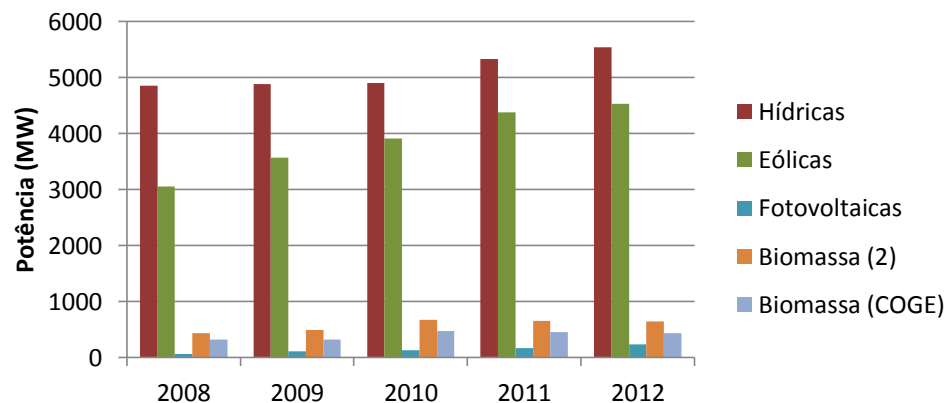


Figura 2.16 - Evolução da potência instalada no SEN por fonte de energia renovável, adaptado de DGEG, 2014

(²) – Inclui resíduos vegetais/florestais e resíduos sólidos urbanos; COGE – Co-geração)

Em 2011, Portugal foi o terceiro país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis na potência instalada nacional.

A Figura 2.15 e 2.16, representa a evolução da potência instalada por fonte nos últimos 5 anos. Relativamente à componente renovável é notório o aumento da potência eólica e hídrica, resultado do crescimento dos parques eólicos em Portugal (cerca de 338 no final de 2012) e do novo plano nacional de barragens com reforço de potência. As restantes fontes renováveis têm uma evolução menos tendenciosa e têm uma baixa representação no *mix* eléctrico nacional. No entanto, apesar de modesto, o crescimento da potência fotovoltaica teve um acréscimo de 47 MW de 2008 a 2010, que teve origem na alteração do Decreto-Lei nº 363/2007 e nº312/2001 que veio incentivar a produção descentralizada de electricidade por particulares, nomeadamente com a instalação de painéis solar fotovoltaicos. A construção da central solar fotovoltaica na Amareleja, em Mora, no final do ano de 2008 também contribui para este aumento.

Na componente não renovável, a redução da potência das tecnologias que usam petróleo e derivados como combustível, deve-se à desactivação das centrais de Setúbal, e à mudança de tecnologia para gás natural nas (cogeração) nas centrais do Barreiro e Carregado, que apresentam uma evolução positiva. As centrais que usam carvão como combustível continuam em operação e não sofreram quaisquer reforços na potência nos grupos geradores, apresentando uma tendência constante desde 2008.

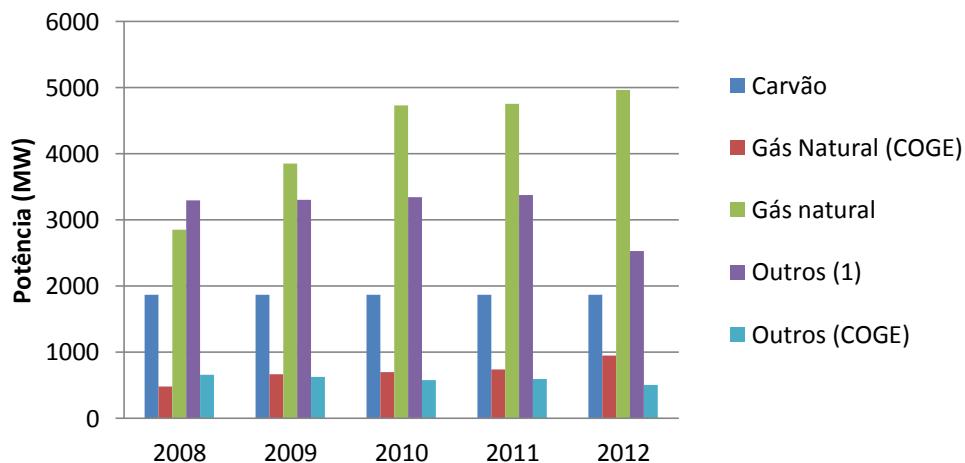


Figura 2.17 - Evolução da potência instalada no SEN por fonte de energia não renovável, adaptado de DGEG (COGE – Co-geração; ⁽¹⁾ – Inclui fuelóleo, gás refinaria, resíduos industriais e propano; ⁽²⁾ – Inclui resíduos vegetais/florestais e resíduos sólidos urbanos)

2.2.2 Transporte

A energia proveniente das centrais produtoras é entregue à rede de transporte, que a conduz para as redes de distribuição. A energia com origem em fontes renováveis é directamente injectada nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção que lhe é associada (Abelho, 2011).

No final no mês de Dezembro de 2013, a rede nacional de transporte (RNT) era composta por 67 subestações, 10 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte (REN, 2013).

A actividade de transporte de energia eléctrica integra o desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), das respectivas interligações com outras redes, gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e distribuição de energia eléctrica. A energia eléctrica produzida é escoada pela RNT até às redes de distribuição, as quais conduzem essa energia até às instalações dos consumidores finais. Em Portugal, a actividade de transporte é gerida pela REN, mediante a atribuição de uma concessão e em regime público (REN, 2014).

A evolução da rede de transporte, tanto em extensão como em capacidade de transporte, é determinada, por um lado, pela necessidade de satisfação dos consumos crescentes, que motivam a ligação de novos centros electroprodutores e novas subestações de entrega de distribuição e

também motivada pela necessidade crescente de ligação descentralizada de novos produtores em regime especial. A expansão da RNT é fortemente condicionada por questões de impactes ambientais e ordenamento do território, pelo que, a remodelação e reforço da rede já existente constitui uma prioridade (ERSE, 2009).

A RNT é essencialmente constituída por linhas aéreas com níveis de tensão de 400 KV, 220 KV e 150 KV, salvo algumas excepções. Na figura 2.18 é possível verificar a evolução do comprimento, em extensão, das linhas de transporte nos três níveis de tensão diferentes. Considerando o comprimento total das linhas de transporte verifica-se uma tendência crescente, atingindo em 2013, 8733 km de extensão, exibindo uma diferença de 2243 km comparativamente a 2004. A maior percentagem e extensão de linhas é claramente a de nível de tensão 220 KV, que à semelhança das linhas de nível 400 KV, sofreu um aumento significativo em 2010 de cerca de 200 e 250 km, respectivamente. No ano de 2010, salienta-se a entrada a serviço das linhas Armamar – Aldeadávila (400 KV), a passagem a 400 KV do eixo Armamar - Paraimo, a linha Batalha – lavos (400 KV), Sines – Portimão 3 (400 KV) e Peneda – Tábua (220 KV) (REN, 2013).

Antes da energia ser entregue às redes de distribuição, necessita de atravessa uma subestação. Uma subestação tem como função elevar o valor da tensão da electricidade produzida nas centrais para ser transportada em AT ou MTA, ou, uma vez perto das zonas de consumo, baixar o nível de tensão para a energia eléctrica poder ser distribuída em média tensão, dependendo da natureza do consumidor final. Esta redução está relacionada com questões de segurança dos consumidores e de economia do equipamento. A média tensão é utilizada das subestações até aos postos de transformação que por sua vez transmitem electricidade em baixa tensão para que seja utilizada pelos consumidores em aparelhos que requerem baixos níveis de tensão (Abelho, 2011).

A necessidade de utilização de diferentes gamas de tensão justifica-se com as diversas utilizações da electricidade e, em particular, com o seu transporte. No transporte de electricidade a longa distância (central termoeléctrica - subestação), são utilizados grandes comprimentos de cabos, pelo que a resistência entre dois pontos é extremamente grande. Sendo a potência dissipada pelo cabo proporcional à intensidade da corrente eléctrica e ao quadrado da resistência, é fundamental a minimização das variáveis. A energia com origem em fontes renováveis é directamente injectada nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção que lhe é associada (Abelho, 2011).

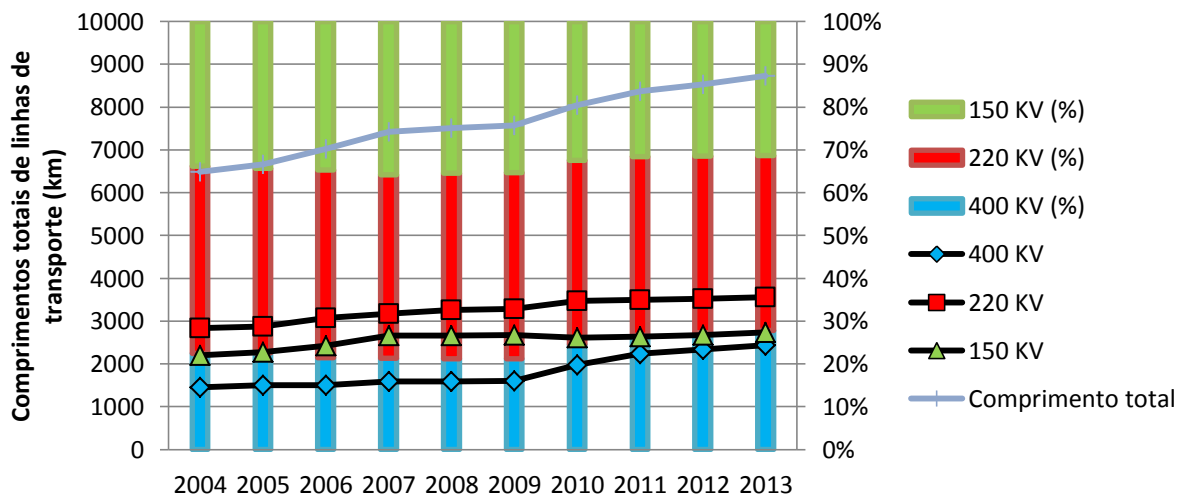


Figura 2.18 - Variação do comprimento das linhas de transporte, adaptado de REN, 2013;

Perdas no Sector Eléctrico Nacional (SEN)

As entidades concessionárias das redes eléctricas procuram, tanto técnica como economicamente, soluções para o problema das perdas eléctricas, pois estas influenciam o desempenho, funcionamento e o lucro da empresa. Apesar das perdas eléctricas ocorrerem em todos os períodos da cadeia de valor eléctrica (produção, transporte e distribuição), a rede de distribuição é onde os seus valores são mais expressivos. Idealmente, as perdas num sistema eléctrico não devem ultrapassar 3 a 6% da potência gerada.

As perdas podem ser definidas como a diferença de potência que é produzida (ou injectada na rede) e a potência que é consumida (fornecida aos consumidores), ou seja, entre a entrada e a saída do sistema, num determinado instante de tempo. As perdas ocorridas na rede podem ser classificadas segundo a sua natureza e origem. Quanto à sua natureza, as perdas podem ser classificadas em perdas de potência e em perdas de energia. As primeiras consistem na diferença entre a potência de entrada e a potência vendida, em relação ao determinado período de tempo. As perdas de energia são relativas à diferença entre a energia de entrada e a energia vendida, num determinado intervalo de tempo.

2.2.3 Distribuição

As redes de distribuição possibilitam o escoamento da energia eléctrica que aflui dos centros electroprodutores e das interligações às subestações da Rede Nacional de Transporte (RNT) para as instalações consumidoras. A evolução das redes de distribuição é essencialmente determinada pelas

perspectivas de consumo, pela dispersão territorial dos consumidores e pela ligação de novos centros electroprodutores, nomeadamente PRE, assegurando a sua ligação à rede com características técnicas adequadas (ERSE, 2009).

As perdas de energia eléctrica condicionam significativamente o dimensionamento das redes de distribuição. Torna-se necessário considerar algumas condicionantes, como por exemplo, a queda de tensão nas redes rurais extensas dentro dos limites regulamentares (ERSE, 2009).

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta (AT), média (MT), redes de distribuição de baixa tensão (BT), subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados á sua exploração. As redes de distribuição são operadas no âmbito de contractos de concessão estabelecidos entre municípios e distribuidores (ERSE, 2013).

De acordo com o artigo nº 69 do Decreto-Lei 29/2006, concessão exclusiva da distribuição está concedida à REN. As principais funções da REN é o planeamento, implementação e operação da RND, da infra-estrutura associada e de todas as interconexões. A concessão também atribui à REN a coordenação das infra-estruturas do SEN o sistema (EDP, 2009).

No processo de instalação de uma rede/linha de distribuição de energia eléctrica é indiscutivelmente um processo que envolve impactes ambientais significativos e a vários níveis. Na actividade da distribuição, os processos aos quais se atribuem maior impactes são: a abertura de corredores para a passagem de linhas e outras obras adjacentes de expansão ou remodelação da rede, e a utilização de equipamentos e material contendo substâncias perigosas (ERSE, 2009).

2.3 Tecnologias de produção de energia eléctrica

Neste capítulo serão expostos, de uma forma sintética, os diferentes tipos de energia e centrais electroprodutoras mais relevantes no *mix* eléctrico nacional, assim como a representatividade de cada tecnologia em Portugal.

2.3.1 Energia termoeléctrica

Uma central termoeléctrica produz energia eléctrica a partir da transformação da energia térmica proveniente da queima de combustíveis fósseis (carvão, gás natural ou fuelóleo). Em Portugal, a produção de energia eléctrica térmica, tem sofrido uma queda acentuada na última década, em compensação a produção por FER tem vindo a substituir as centrais térmicas desactivadas. A eficiência dos grupos geradores é a principal causa do desinteresse destas centrais, tendo uma resposta medíocre a necessidade urgentes de energia eléctrica injectada na rede. Esta foi a principal

razão da desactivação da central termoeléctrica de Setúbal, e as mudanças de tecnologias nas centrais do Ribatejo e Carregado. As centrais com mais representatividade em termos de produção em Portugal são a Central do Pego, em Abrantes e a Central de Sines, a última representando uma média anual de 80% de toda a produção térmica de electricidade.

O gás natural é constituído essencialmente por metano e é, de todos os combustíveis fósseis, aquele cuja combustão tem menor emissões e impacte ambiental. A sua utilização na produção de energia eléctrica é realizada em centrais de ciclo combinado (turbina a gás e vapor), sendo a queima de gasóleo necessária em situações de emergência. Em Portugal, as Centrais termoeléctrica de Lares e do Ribatejo reduziram a produção, nos anos de 2011 e 2012, em detrimento da central de Sines (Figura 2.19).

Em Portugal, todo o fuelóleo utilizado na produção de energia eléctrica é importado. Nos últimos anos, a prevalência de centrais a carvão face às centrais a petróleo, traduz-se na diminuição da parcela do consumo de fuelóleo. (Faria, 2006) Actualmente a central de Tunes, no Algarve, é a única unidade que utiliza este combustível para a produção de electricidade, funcionando apenas como central de emergência, nomeadamente no período do Verão devido ao aumento da população no sul do país.

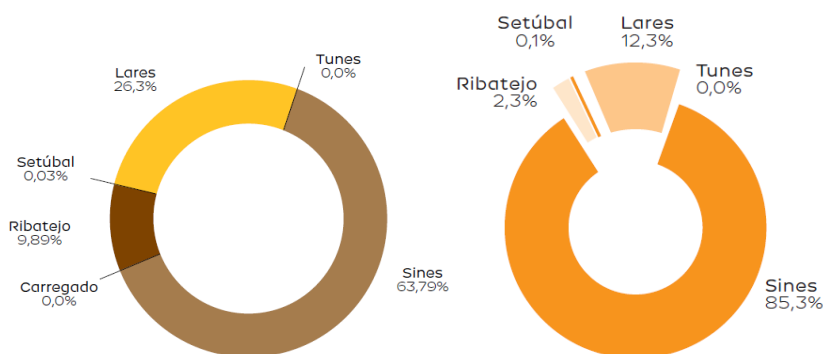


Figura 2.19 - Distribuição da produção pelas centrais termoeléctricas, em PRO, nos anos de 2011 e 2012, respectivamente, fonte: EDP 2011 & 2012

Na Tabela seguinte estão resumidas as centrais térmicas com maior representatividade na produção eléctrica nacional, assim como os consumos e produção de cada central.

Tabela 2.1 - Centrais térmicas em Portugal, adaptado de EDP;

Centrais Térmicas		Central de Sines	Central do Pego	Central de Lares	Central do Ribatejo	Central de Tunes ⁽¹⁾	
Início de operação		1985	1989	2009	2004	1973	
Potência Unitária (MW)		4 x 314	2 x 314	2 x 431	3 x 392	4 x 41,25	
Combustível		Carvão		Gás Natural		Gasóleo	
Produção anual (GWh)		2009	9516	3397	-	7649	1459
		2010	5322	1863	-	3207	
		2011	7432	2495	-	1152	
		2012	9317	-	1338	251	
Consumos	Água (hm ³)	2009	2	12	-	4	0,002
		2010	2	9	-	2	
		2011	2	11	-	1	
		2012	3	-	8	0,2	
	Electricidade (GWh)	2009	647	308	-	168	0,3
		2010	432	170	-	105	
		2011	553	225	-	52	
		2012	669	-	60	22	
	Combustível (kt)	2009	3192	1214	-	829	3
		2010	1824	682	-	452	
		2011	2637	916	-	164	
		2012	3284	-	201	37	

2.3.2 Energia hidroeléctrica

⁽¹⁾ – Ano médio (central de emergência)

As centrais produtoras hidroeléctricas usam a diferença de energia entre o nível a montante (albufeira) e do rio a jusante para a produção de energia eléctrica e podem ser divididos em aproveitamentos em fio de água e albufeira.

Aproveitamento em fio de água

Estes aproveitamentos caracterizam-se pelo facto de o reservatório criado pela barragem ter uma duração de enchimento inferior a 100 horas. Localizam-se, geralmente, em cursos de água de declive pouco acentuado e onde os caudais disponíveis são bastante elevados. Com uma reduzida capacidade de armazenamento, este tipo de central lança as aflúncias quase instantaneamente para jusante, ou seja, o regime do rio não é alterado de modo significativo pelo aproveitamento (**Faria, 2006**).

Aproveitamentos em albufeira

Nestes aproveitamentos, o reservatório criado pela barragem tem uma duração de enchimento, com o caudal médio anual, superior a 100 horas. Tendo uma elevada capacidade de armazenamento,

permitem reter água que aflui nos meses mais húmidos para ser, posteriormente, turbinada na época seca. Devido às características da reserva, funcionam, muitas vezes, em períodos de elevado consumo de electricidade (Faria, 2006).

A produção hidroeléctrica está fortemente condicionada por factores relacionados com o clima, como a pluviosidade, por exemplo. Resultado das condições hidrológicas que se verificaram no ano de 2010, a produção nos dois tipos de aproveitamentos apresentou valores bastante elevados, comparativamente aos anos anteriores (Figura 2.20). Os aproveitamentos hidroeléctricos, para além do seu contributo em termos de energia, dado que dispõe de capacidade de armazenamento de energia e potência, assumem uma importância relevante na exploração do sistema eléctrico nacional. Estes centros produtores apresentam elevados níveis de disponibilidade e fiabilidade, e uma das suas principais vantagens é a sua grande flexibilidade de exploração. Pelas suas características próprias, as centrais hidroeléctricas asseguram facilmente o ajuste entre a produção e o consumo, aceitando as variações constantes de carga a que são sujeitas. Na eventualidade de uma situação de emergência, é possível colocar na rede a potência disponível dos grupos que já estão em produção e arrancar rapidamente outros que estejam parados (REN, 2006).

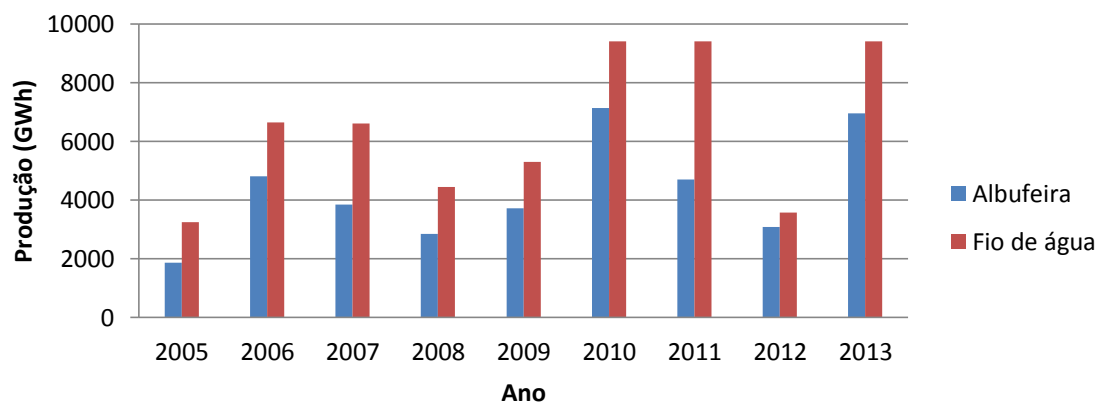


Figura 2.20 - Produção anual de energia hídrica, por tipo de aproveitamento, adaptado de DGEG, 2014

Em Portugal, existem actualmente cerca de 64 aproveitamentos hidroeléctricos, entre fio-de-água e albufeira, com funções principais de produção de energia eléctrica. Este número exclui os 6 reforços de potência actualmente em desenvolvimentos no âmbito do Programa Nacional de Barragens (PNBEPH) (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 - Reforços de potência, fonte: (EDP, 2014)

Barragem/central	Rio	Bacia	Entrada em serviço	Potência (MW)	Produtibilidade (GWh/ano)
Picote II	Douro	Douro	2011	246	244
Bemposta II	Douro	Douro	2011	191	134
Alqueva II	Guadiana	Guadiana	2012	260	470
Venda Nova III	Rabagão	Cávado	2015	746	1038
Salamonde II	Cávado	Cávado	2015	207	274
Paradela II	Cávado	Cávado	2016	318	616
Total ou média				1968	2776

Actualmente existem 7 aproveitamentos hidroeléctrico com a instalação de bombagem que permite a recuperação de água previamente utilizada, totalizando 1249 MW de potência instalada (Tabela 2.3). Em 2012, a produção anual em bombagem foi de 1038 GWh. Com a conclusão das restantes instalações, a capacidade instalada duplicará para 2510 MW.

Em períodos de menor consumo do dia e de grande produção eólica, as centrais hidroeléctricas equipadas com bombagem armazenam energia nas horas de vazio para posterior turbinamento nas horas de ponta, desta forma permitindo um melhor aproveitamento de projectos eólicos e hídricos nas centrais que disponham do sistema de bombagem (EDP, 2014). Esta conjugação entre tecnologias é conhecida com complementaridade hídrica-eólica (Figura 2.21).

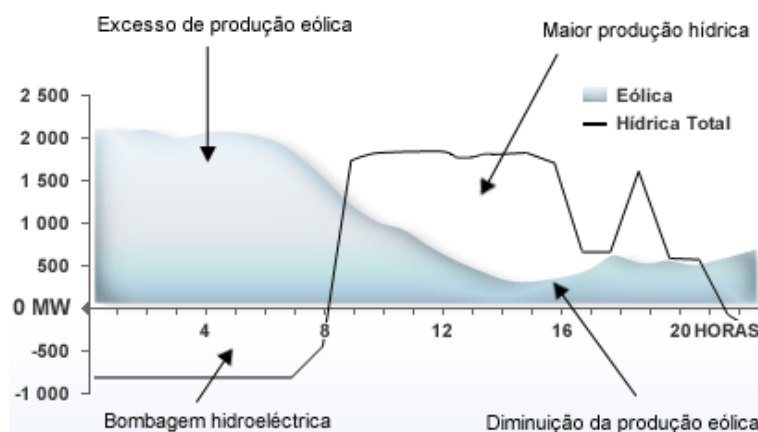


Figura 2.21 - Complementaridade hídrica-eólica, fonte: (EDP, 2014)

No ano de 2013, a bacia hidrográfica do rio Douro representava mais de 50% da produção hídrica nacional. Em termos relativos, a bacia hidrográfica do rio Guadiana, é a que apresenta maior crescimento na produção, graças à central do Alqueva (DGEG, 2014).

Tabela 2.3 - Aproveitamentos hidroeléctricos com bombagem, fonte: (EDP, 2014)

Barragem/central	Rio	Bacia	Entrada em serviço	Bombagem (MW)
Vilarinho das Furnas	Homem	Cávado	1972	79
Alto Rabagão	Rabagão	Cávado	1964	68
Aguieira	Mondego	Mondego	1981	336
Torrão	Tâmega	Douro	1988	140
Frades	Rabagão	Cávado	2005	192
Alqueva I	Guadiana	Guadiana	2004	214
Alqueva II	Guadiana	Guadiana	2012	220
Total instalado				1249
Venda Nova III	Rabagão	Cávado	2015	736
Salamonde II	Cávado	Cávado	2015	207
Paradela II	Cávado	Cávado	2016	318
Total em instalação (construção, projecto ou licenciamento)				1261
Total em barragens existentes a partir de 2016				2510
Produção em bombagem (GWh)			2009	724
			2010	399
			2011	578
			2012	1038

2.3.3 Energia Eólica

A energia eólica dá resposta a 8% da necessidade eléctrica europeia em comparação com os 7% e 6,3% nos anos de 2012 e 2011, respectivamente. Este tipo de energia representa 32% de toda a potência instalada na EU no ano de 2012.

Nos últimos anos, a energia eólica tem sofrido um acréscimo quer no nível da potência instalada como ao nível da energia eléctrica produzida em Portugal. Sendo que em 2012, Portugal atingiu a 10ª posição no ranking mundial da capacidade instalada acumulada de energia eólica e 20º lugar no ranking mundial da nova capacidade instalada de energia eólica (Figura 2.4) (EWEA, 2014).

Na produção de energia eléctrica em regime especial (PRE), a energia eólica representa a maior expressão com aproximadamente 65% do total. Prevê-se que em 2020, a energia eólica represente 30% da energia eléctrica produzida a nível nacional (APREN, 2009).

Actualmente, a região Centro é responsável por cerca de 50% da produção eólica nacional. Juntando a região Norte, este peso eleva-se para cerca de 90% (DGEG, 2014).

A articulação das fontes renováveis, a variabilidade temporal da produção eólica e a sua difícil previsibilidade face à necessidade de responder rapidamente às solicitações do sistema, exigem também o reforço de optimização da utilização dos recursos endógenos, nomeadamente através da já mencionada complementaridade com a capacidade hídrica nacional (Ferreira & Martins, 2008).

Tabela 2.4 - Capacidade instalada na EU, adaptado de EWEA 2013

Capacidade (MW)	Instalada 2012	Final de 2012	Instalada 2013	Final de 2013
Holanda	119	2391	303	2693
Polónia	880	2496	894	3390
Portugal	155	4529	196	4724
Romania	923	1905	695	2599
Eslováquia	0	3	0	3
Eslovénia	0	0	2	2
Espanha	1110	22784	175	22959
Suécia	846	3582	724	4470
Reino Unido	2064	8649	1883	10531
...				
Total EU-28	12102	106454	111159	11177289

Na Figura 2.24 são apresentados os componentes principais de um gerador convencional de eixo horizontal e a respectiva descrição sumária para cada um deles. Este tipo de geradores são os mais comuns na produção de electricidade, em Portugal.

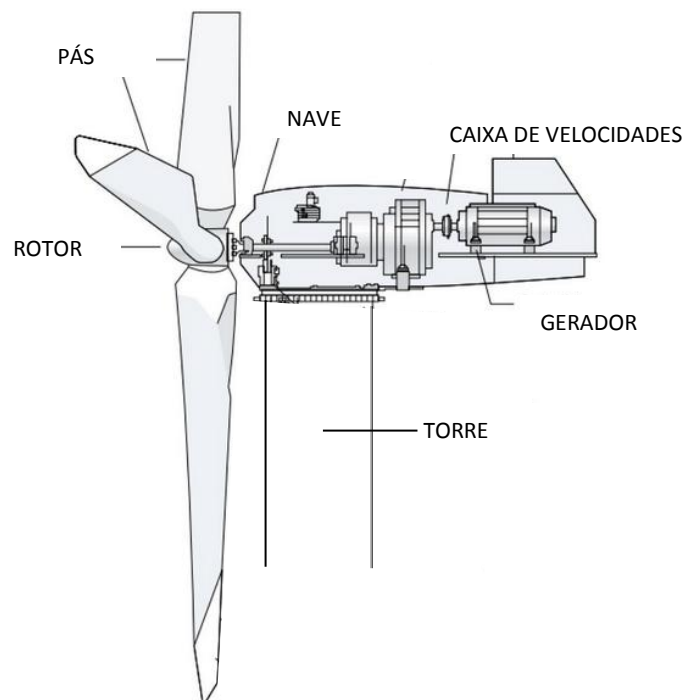


Figura 2.22 - Componentes de um gerador de eixo horizontal, adaptado de Marques & dos Santos (2012)

- **Pás do rotor:** captação de energia eólica. São compostas por compostos de fibra de vidro ou plástico reforçado, e têm tratamento anti corrosão;
- **Rotor:** função de captura da máxima área de superfície do vento. Este componente gira em torno do gerador, e é composto, essencialmente, por aço, alumínio e plástico;

- **Nave:** Cápsula de protecção do gerador e caixa de velocidades, dos restantes componentes (aço, alumínio, cobre e plástico reforçado);
- **Caixa de velocidades:** Amplifica o output energético do rotor e está situada entre o rotor e o gerador (aço e alumínio);
- **Gerador:** Produção de energia eléctrica a partir da rotação (material eléctrico, aço);
- **Torre:** Sustentação do rotor e nave, altura depende da intensidade do vento (cimento, aço e alumínio);

2.3.4 Energia Fotovoltaica

Em termos de disponibilidade de recurso, Portugal é um dos países mais favoráveis no continente europeu para o desenvolvimento de tecnologias de produção de energia a partir de solar fotovoltaico. Em termos de comparação, Portugal tem, sensivelmente, o dobro do potencial solar da Alemanha. Segundo a APREN, a instalação de um milhão de metros quadrados de painéis fotovoltaicos, pouparia cerca de 2,5% das importações de combustíveis fósseis em Portugal (APREN, 2011).

Os dispositivos fotovoltaicos são usados para converter a energia solar em energia eléctrica e têm como unidade básica a célula solar. As células solares são constituídas à base de materiais semicondutores, simples ou compostos (Martins, Ferreira, Fortunato, & Guimarães, 2010).

A orientação dos painéis solares tem um papel preponderante na produção de energia eléctrica. É possível maximizar a radiação solar incidente inclinando o painel com um ângulo igual ao da latitude à qual se encontra (Proença, 2007).

As células fotovoltaicas de primeira geração são feitas a partir de silício cristalino de junção única e englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e o tipo *string ribbon*. Estas células apresentam uma eficiência de conversão relativamente elevada e a principal desvantagem que enfrenta é o custo da purificação do silício. O material dominante no mercado da energia fotovoltaica continua a ser o silício, em parte explicado pela abundância desta matéria-prima no planeta (Gonçalves, 2014).

As células de segunda geração são caracterizadas pela tecnologia de película fina (Proença, 2007). Possui uma eficiência mais baixa, comparativamente a tecnologias de primeira geração, mas tem um custo de produção bastante inferior (Gonçalves, 2014). Actualmente a eficiência dos módulos fotovoltaico é um dos principais desafios enfrentado por esta tecnologia.

Na Figura 2.27, está representado um fluxograma das tecnologias de células fotovoltaicas existentes. Em Portugal, a região do Alentejo é responsável por cerca de 43% da produção fotovoltaica nacional, em grande parte devido à central da Amareleja (DGEG, 2014).

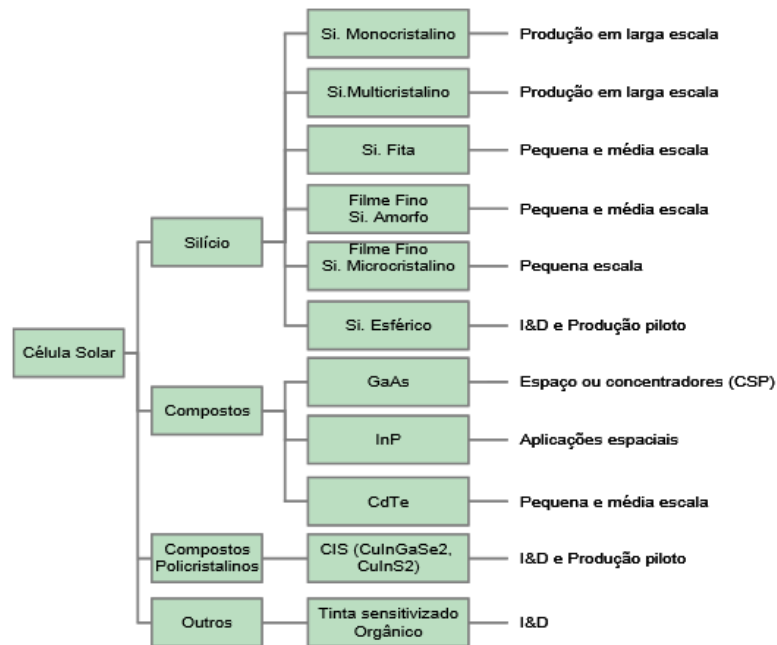


Figura 2.23 - Tecnologias de células fotovoltaicas existentes, fonte: (Proença, 2007)

2.3.5 Cogeração

Segundo o Decreto-Lei nº 186/95, a cogeração é o processo onde ocorre a produção simultânea de energia térmica e energia mecânica (geralmente convertida em energia eléctrica), destinados a consumo próprio ou de terceiros, a partir de uma fonte de combustível (fuelóleo, gás natural, biomassa, gás propano, entre outros). O calor resultante pode ser utilizado directamente no próprio processo industrial, mas também pode ser convertido para utilização em aquecimentos de espaços, água e em *chillers* de absorção para produção de frio, em oposição aos métodos tradicionais de produção de electricidade por via térmica, que desperdiçam todo o calor inerente ao processo (Azevedo, 2001).

As instalações de cogeração existentes em Portugal são, maioritariamente, equipamentos que utilizam o gás natural como combustível, atingindo em 2012, 1300 MW de potência instalada. A produção combinada de calor e electricidade permite reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) a nível nacional devido ao melhor aproveitamento da energia primária do combustível. Esta redução é particularmente expressiva quando se considera a produção separada de energia eléctrica. Se uma empresa optar pela instalação de uma central de cogeração que permita suprir as necessidades térmicas anuais do processo, irá emitir mais CO₂ porque ao mesmo tempo que produz energia térmica está a produzir energia eléctrica. Em termos de balanço energético será necessário consumir mais energia primária em relação à situação inicial. No entanto, em termos nacionais, irá ser produzida energia eléctrica com um Rendimento Eléctrico Equivalente (REE) superior ao

rendimento eléctrico das melhores centrais termoeléctricas do país e, conseqüentemente, resultando numa menor emissão global de CO₂ à custa de um incremento local de emissões de CO₂ (Cogen, 2011).

2.3.6 Energia geotérmica e biomassa

A geotermia é a energia do calor interior da Terra e é um recurso nos locais com actividade vulcânica, onde existem água ou rochas a temperatura elevada e em zonas onde seja possível atingir extractos magmáticos (APREN, 2009). A produção de energia eléctrica geotérmica representa uma parcela muito reduzida no *mix* eléctrico português, ao contrário de países como a Islândia, que grande parte da produção tem origem na geotermia. Na figura 2.23, é evidente a diferença no volume de produção entre esta tecnologia e a produção de FER nacional. Dada esta modesta representação, a energia geotérmica não entra no âmbito da análise neste trabalho.

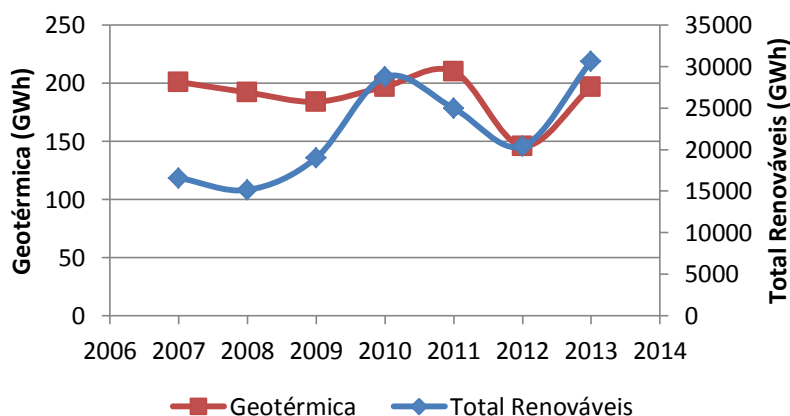


Figura 2.24 - Produção de electricidade geotérmica, adaptado de DGEG 2014

Com uma representação bastante mais expressiva, a biomassa é a matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser usada directamente como combustível ou através da queima do produto da biodegradação de matéria orgânica – o biogás. A utilização da biomassa residual florestal, apesar de exigir um processo de queima, semelhante ao carvão ou gás natural, este não se traduz num aumento de emissão de GEE. A biomassa constitui uma fonte de energia com potencial na produção nacional, registando uma produção média anual de aproximadamente 2500 GWh/ano.

2.4 Análise de ciclo de vida

Análise de Ciclo de Vida (ACV) pode ser definida como uma técnica que abrange todos os componentes e implicações associados ao desenvolvimento de um produto ou serviço, assim como, os potenciais impactes ao longo de toda a vida útil do produto (Varun, Bhat, & Prakash, 2008).

Esta ferramenta permite analisar potenciais impactes ambientais baseando-se num inventário de ciclo de vida (ICV), que inclui dados e emissões *input/output* relevantes compilados para o sistema associado ao produto/serviço em estudo (Meier, 2002).

O âmbito alargado de uma ACV é útil na medida que permite evitar a transferência de impactes/problemas de uma fase do ciclo de vida para outra a montante ou jusante da análise. O actual quadro regulamentar e directrizes para a realização de ACV é definida pelas normas ISO 14040 e ISO 14044.

No entanto, permite alguma liberdade na interpretação em alguns aspectos da sua metodologia. Consequentemente, decisões e abordagens subjectivas podem resultar em incompatibilidade com outros estudos com objectivo e âmbito idênticos (Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013).

Com uma abordagem “*cradle-to-grave*”, a ACV tem início com a recolha e extracção da matéria-prima e termina quando a mesma matéria-prima é devolvida à sua origem, considerando os processos intermédios de transformação, produção e utilização. Avaliando todos os passos do ciclo de vida de um produto de uma forma interdependente, a ACV permite estimar os impactes acumulados ao longo da cadeia, muitas vezes não contabilizados por análises tradicionais (p. e transporte do material ou a extracção de matéria-prima). Ao abranger os impactes ambientais ao longo de todo o ciclo de vida de um produto, esta técnica apresenta, numa perspectiva mais clarificada e precisa, as implicações reais associadas à criação de um produto ou processo a nível ambiental (Curran M. A., Life cycle assessment: a review of the methodology and its application to sustainability, 2013).

Na literatura é comum a referência de dois tipos de ACV, distinguidos pela natureza do objectivo de estudo na análise. Se o objectivo é a avaliação do impacte ambiental, assumindo uma situação temporal (abordagem atributiva) ou se o objectivo é avaliar as consequências de uma mudança (abordagem consequencial). Uma ACV atribucional “descreve os fluxos de recursos e poluição num determinado sistema”, enquanto que uma ACV consequencial “estima como os fluxos de recursos e poluição se alteram consoante uma mudança do output da unidade funcional” (Thomassen, Dalgaard, Heijungs, & de Boer, 2008).

De acordo com a norma ISO 14040, a metodologia da técnica de ACV engloba quatro fases principais dispostas por ordem cronológica no seguinte formato (Figura 2.25) (ISO, 2006):

- a) Definição do âmbito e objectivo da análise a efectuar
- b) Elaboração de um inventário dos processos envolvidos e respectivos fluxos de materiais e energia
- c) Avaliação dos impactes ambientais
- d) Interpretação dos resultados das fases de inventário e avaliação, considerando os objectivos estabelecidos.
- e) Na definição do âmbito e objectivo deve-se documentar e justificar os objectivos do estudo de ACV, referindo o propósito e especificando as aplicações do resultado, as fronteiras temporais e espaciais assim como os dados pretendidos. Nesta fase é importante ainda definir a metodologia de avaliação de impactes.

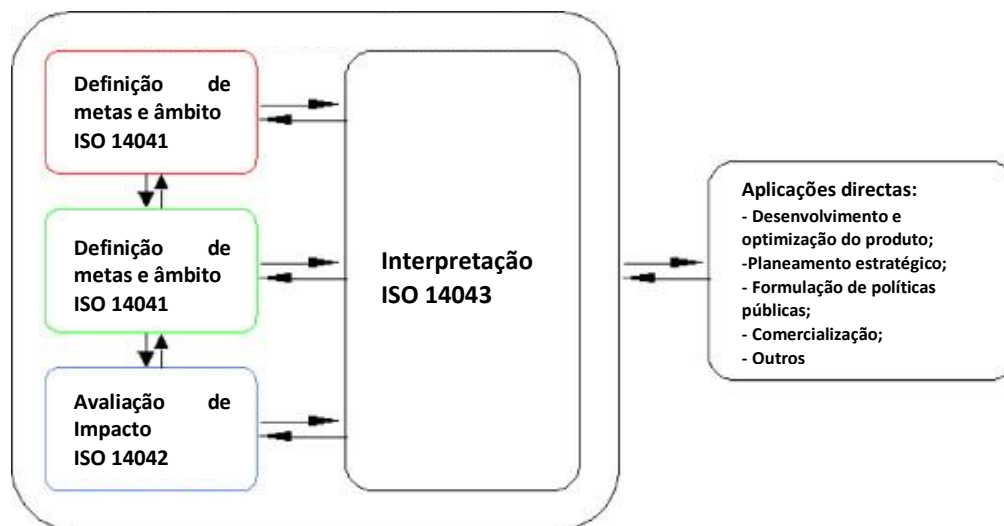


Figura 2.25 – Quadro de avaliação do ciclo de vida, adaptado de (ISO, 2006)

Na fase do inventário são especificadas as entradas (*inputs*) e saídas (*outputs*) do sistema considerado e é elaborado um modelo do ciclo de vida do produto. Estes fluxos incluem as emissões para o ar, resíduos, consumo ou depleção de energia e efluentes hídricos (Sousa, 2012).

Esta é muitas vezes considerada uma das mais importantes do processo envolvendo as seguintes tarefas: processamento de dados, análise de resultados e eventual redefinição das fronteiras do sistema (Ferreira J. , 2004).

Na avaliação dos impactes ambientais é frequente o recurso a programas/sistemas informáticos (Ferreira J. , 2004). O principal objectivo desta fase é a avaliação da magnitude e importância das pressões ambientais resultantes do ciclo de vida estudado. Existem alguns elementos obrigatórios e opcionais incluídos nesta etapa que são descritos abaixo:

- a) Selecção das categorias de impacte, indicadores de categoria e de modelos de caracterização;

- b) Classificação – atribuição dos resultados do inventário de ciclo de vida a categorias de impacte ambiental;
- c) Caracterização – cálculo dos indicadores de categoria (selecção de um “peso” a cada categoria, consoante o seu contributo para o efeito dessa categoria);
- d) Perfil ambiental do produto – soma dos resultados obtidos em cada substância no passo de caracterização, obtendo-se um valor único para cada categoria de indicadores;

2.4.1 Vantagens e limitações ACV:

As metodologias aplicadas e abordagem numa análise a um sistema/produto podem facilmente levantar algumas interrogações. O fenómeno de *shifting of burdens* é bastante comum, onde a transferência de impactes de uma parte do sistema para outra torna o processo alvo de erros e incongruência. A ACV permite identificar essas transferências entre os vários estágios dos ciclos de vida (Sousa, 2012).

Como qualquer método de avaliação, ACV é falível e possui algumas contrapartidas e limitações. De seguida são apresentadas algumas vantagens e desvantagens de uma ACV (Frankl & Rubik, 1999).

Tabela 2.5 - Vantagens e desvantagens da aplicação de uma ACV

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Com uma abordagem <i>cradle-to-grave</i>, permite avaliar os aspectos ambientais envolvidos desde a extracção da matéria-prima até ao destino no final de vida; • Permite evitar o surgimento de problema de descontinuidade de um processo para o outro, de um aspecto ambiental para outro ou de um local para outro durante o ciclo de vida; • Faz a distinção entre a informação científica e as opções/escolhas de valor; • Dada a sua flexibilidade de operação, é possível ser combinada com outras metodologias/ferramentas; • Considerando um indicador comum, é possível fazer a comparação entre produtos relacionados; • Tem uma abordagem que permite integrar o conceito de ciclo de vida na vertente empresarial; 	<ul style="list-style-type: none"> • Ocasionalmente, a definição do grau de detalhe e espaço temporal torna-se difícil de quantificar, dependendo do objectivo e âmbito da análise; • Ferramenta muito exigente em termos de custos e tempo de operação; • A possibilidade de escolha de fronteiras do sistema, limitações ou conceitos de reciclagem p.e, poderá resultar em dados inconsistentes, contagens duplas ou omissões; • Não existe base científica que permita reduzir a ACV a uma pontuação ou valor real; • Não considera a vertente social e efeitos de repercussão e apenas considera impactes ambientais quantificáveis e conhecidos; • É difícil adaptar a ACV a produtos/serviços de elevado grau de complexidade;

2.4.2 Streamlined ACV

Dependendo da complexidade do objecto de estudo, uma ACV pode ser um processo bastante longo, complexo e exigente. As limitações associadas à elaboração deste tipo de análise conduziram à criação de uma abordagem que permitisse simplificar o processo, contornando problemáticas como o custo ou o tempo necessários na recolha de dados requeridos. Contudo, esta abordagem preserva as características próprias de uma ACV limitando-se apenas a tornar todo o processo mais simples e aplicável (Sousa, 2012).

Nesta perspectiva, existem duas abordagens a tomar: (1) alteração da metodologia aplicada, (2) utilização de bases de dados que contêm a informação necessária para o processo.

Existem inúmeros procedimentos para simplificar o processo de uma ACV, de seguida são apresentados alguns desses métodos de simplificação (Hunt, Boguski, Weitz, & Sharma, 1998):

- Remoção de certos componentes a montante e jusante da análise;
- Uso de processos substitutos;
- Eliminação da fase de avaliação de impactes e selecção dos impactes mais importantes e de maior expressão;
- Utilização de dados de substituição na eventual ausência de dados reais que permitam a continuidade do processo e uso de dados qualitativos e menos precisos;
- Especificar os *inputs* usados para representar o inventário do ciclo de vida

2.4.3 Unidade funcional

Segundo Ferrão (1998), o objectivo do estabelecimento de uma unidade funcional permite quantificar o desempenho do produto ou do serviço ao executar a função associada, constituindo uma referência em relação à qual se realiza o inventário. Sendo a unidade básica de uma ACV, a unidade funcional fornece uma referência quantitativa dos *inputs* e *outputs* do sistema, permitindo que todos os processos, actividades ou serviços sejam analisados e comparados para uma mesma unidade (Campos M. G., 2012).

A definição de uma unidade torna processos de comparação e análise de sistemas mais simplificada. Portanto a unidade funcional deve ser claramente definida e mensurável. Um sistema energético pode ser avaliado através de duas perspectivas: a realização de um serviço energético ou a produção de energia eléctrica (OECD, 1992). Se se pretender analisar o sistema energético no cumprimento de uma necessidade da sociedade, a unidade funcional deve ser uma medida da realização de um serviço (abordagem consequencial). Por outro lado, tomando uma abordagem atributiva, a unidade funcional deve ser a unidade de energia produzida, com o objectivo de fortalecer as bases de dados.

2.4.4 Análise de Ciclo de Vida em Sistemas Energéticos

O processo de recolha de informação nos inventários torna-se, muitas vezes, uma tarefa complicada e demorada, surgindo como um factor crítico na realização de uma ACV adequada. A informação detalhada e fidedigna contínua a representar uma barreira que condiciona este tipo de avaliação (EPA 2002).

Numa ACV a sistemas energéticos, a definição da fronteira do sistema é primordial. A Norma ISO (2006) define fronteira do sistema como “um conjunto de critérios que especifica quais os processos unitários que fazem parte do sistema do produto”. A selecção das fronteiras do sistema fica, geralmente, a cargo do autor da ACV, e deve ser cuidadosamente descrito e relatado, possibilitando a compatibilidade deste com outros estudos com diferentes metodologias. Processos de *cut-off* e multifuncionalidade são comuns em quase todas as ACV, e particularmente, em ACV de sistemas eléctricos, existem factores adicionais importantes

Segundo o *Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories* (EPA 2002), existem dois objectivos fundamentais para a realização de uma ACV a sistemas energéticos: o suporte em processos de tomada de decisão em relação a projectos de produção de energia eléctrica ou a incorporação de ACV's de outros produtos. O primeiro corresponde a uma abordagem consequential do inventário do ciclo de vida, que permite descrever a alteração que se verifica nos fluxos físicos relevantes para o ambiente em função das decisões, alternativas tecnológicas e estratégias adoptadas. Contrariamente, é possível adoptar uma segunda abordagem atributiva, que procura responder à forma como os fluxos ocorrem ao longo de um período temporal, sem verificar a influência de diferentes opções tecnológicas nos resultados na avaliação de impactes. As fronteiras do sistema definidas devem ser tais que sejam considerados os equipamentos, processos ou obras, construídas especificamente para o empreendimento, como o material para a construção de uma turbina ou o material para a produção de um módulo fotovoltaico.

Segundo Weidema et al. (2004), os impactes de instalações/construções permanentes constitui um aspecto muito importante a incluir numa ACV a sistemas energéticos, principalmente na análise de sistemas energéticos renováveis, pois o verdadeiro impacte da exploração de energia hídrica ou fotovoltaica não é a geração, mas sim a construção e a infraestrutura da barragem ou da central fotovoltaica.

Segundo Curran et al. (2004), no procedimento de uma ACV a sistemas de produção de energia devem ser contabilizados os seguintes processos: a extracção, processamento e transporte do combustível (fontes não renováveis), a activação e desactivação, emissões directas (caso ocorra combustão), operação e manutenção, todos os materiais adicionais (*inputs* e *outputs*).

Apesar de alguns autores, considerarem as operações de manutenção e reparação de instalações relevantes na globalidade da ACV (Curran, Mann, & Norris, 2002), nesta análise, apesar de mencionada, não será analisada em detalhe.

Num estudo da autoria de Turconi et al. (2013), onde é realizada uma crítica a 167 casos de estudo envolvendo ACV a sistemas de geração de energia eléctrica baseados em diferentes tecnologias/combustíveis, concluiu que no caso das fontes não renováveis, o funcionamento da central representa a maioria das emissões do ciclo de vida, e no caso de FER, a infraestrutura gera o maior número de emissões. Nos impactes associados à distribuição de energia eléctrica, o fabrico dos cabos mostra-se como o indicador mais expressivo comparativamente aos restantes componentes, nomeadamente com origem na aquisição de matérias-primas, como o cobre ou o alumínio. É possível fazer uma comparação dois diferentes tipos de instalação dos cabos para o transporte de energia (aérea ou subterrânea), assim como a comparação entre matérias (cobre e alumínio). As conclusões referem que instalações de linhas aéreas apresentam menor impacte, particularmente devido à menor quantidade de alumínio e cimento necessários na instalação da estrutura. Na construção de estações de transformação, foi igualmente concluído que as estruturas da subestação contribuem com mais de 50% do impacte total para os indicadores de alterações alimáticas e ecotoxicidade terrestre, justificado pela produção de cimento (Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013).

Num outro estudo levado a cabo por Garcia et al. (2014), são analisados os impactes no ciclo de vida de todas as tecnologias de produção de electricidade, assim como as componentes do transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal. Foram seleccionados um conjunto de indicadores para caracterizar a produção de 1 kWh de electricidade pelas várias fontes de produção. Os indicadores usados mais relevantes foram: eutrofização, depleção abiótica, acidificação e aquecimento global. As conclusões que foram obtidas revelam que a produção hidroeléctrica é a tecnologia que menor impacte apresenta em todas as categorias. No entanto, o autor argumenta que este resultado é fortemente condicionado pelas categorias escolhidas, sendo que com outros indicadores o resultado poderia ser alterado. Em contrapartida, a produção térmica a fuelóleo representa maior impacte na maioria dos indicadores, seguida da produção térmica a carvão, onde o aquecimento global, depleção abiótica e eutrofização registam os valores mais elevados. Relativamente ao transporte e distribuição de electricidade e à semelhança do estudo de Turconi et al. (2013), o artigo aponta para as quantidades de cobre usado no fabrico dos cabos da rede de distribuição, no entanto os impactes podem ser sobrestimados pois foi assumido que todas as linhas e cabos na rede de distribuição portuguesa têm 11 kV de tensão.

3 Metodologia

3.1 Abordagem geral

O processo metodológico usado na presente dissertação está descrito, sucintamente, na Figura 3.1.

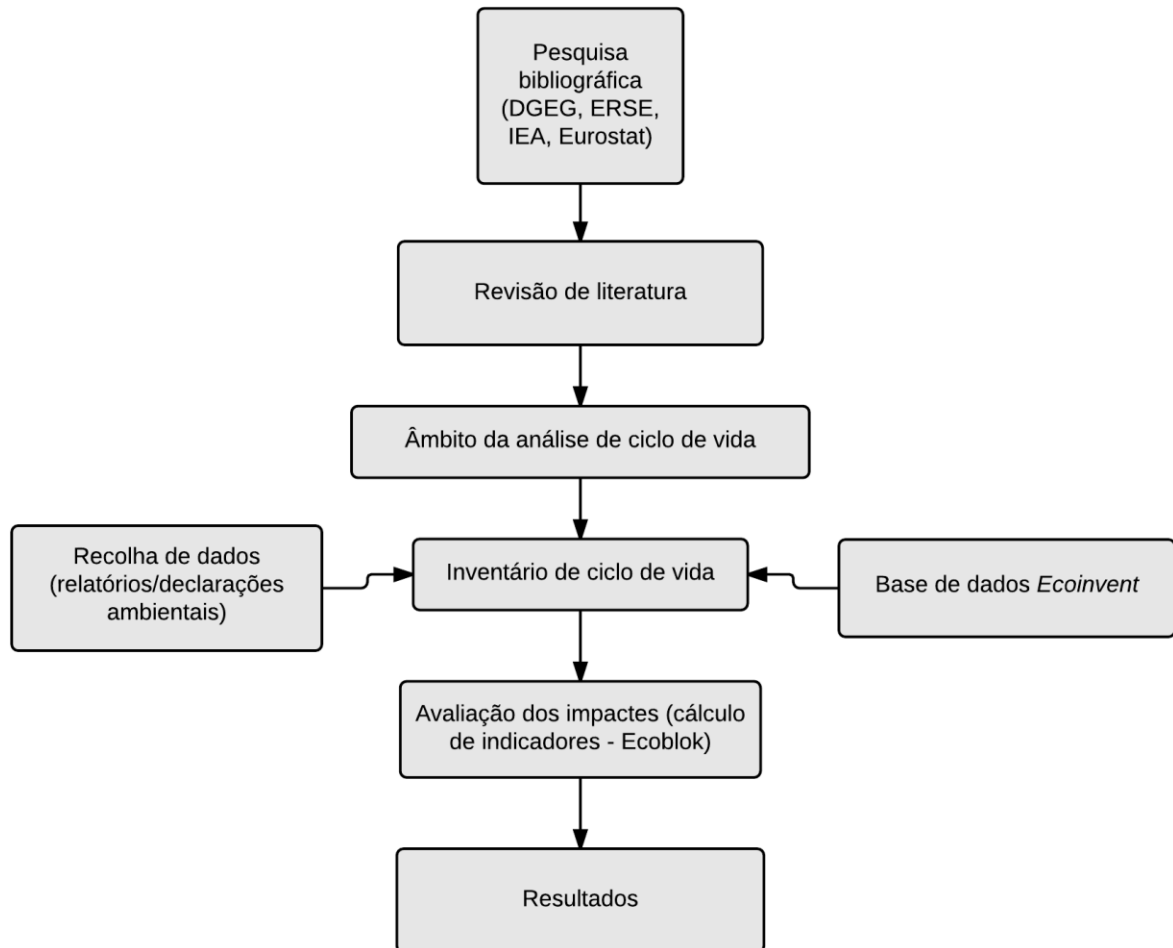


Figura 3.1- Diagrama metodológico

3.2 Âmbito da análise de ciclo de vida

Quando é realizada uma ACV, existem duas abordagens que se podem tomar: Análise da cadeia de processo (ACP) e Análise input-output (AIO). ACP baseia-se na recolha de dados e informação específica, é um processo que consome bastante tempo, mas que geralmente resulta numa maior precisão. A recolha de dados segundo a ACP é geralmente sujeita em simplificações da informação obtida, aplicando critérios que excluem os processos menos relevantes do sistema (*cut-off criteria*). No entanto, esta simplificação pode levar a uma sub-estimação do impacte. Por outro lado, a abordagem AIO é baseada nos dados monetários por sector económico, considerando os fluxos agregados entre sectores. Comparativamente á abordagem ACP, a AIO classifica os impactes com uma maior amplitude devido ao facto da extensão da fronteira do sistema e da ausência de processos de simplificação, resultando numa informação mais completa, mas menos precisa (Finnveden, et al., 2009).

Na presente dissertação foi usado o método ACP, por se trata de um método com maior precisão e por ser o método que melhor se adapta aos objectivos inicialmente propostos. A fronteira do sistema considerada engloba todos os processos desde a extracção da matéria-prima até à entrega da electricidade à rede de transporte, incluindo todos os processos, infraestruturas e actividades ao longo do ciclo de vida.

Durante o processo de cálculo das pressões ambientais foram aplicados alguns critério *cut-off* em diferentes momentos da análise para simplificar a metodologia de cálculo e excluir alguns processos menos relevantes. Nomeadamente outros sistemas energéticos, como a energia geotérmica ou a biomassa que, apesar de contribuírem na produção de energia eléctrica em Portugal, não entraram no âmbito da presente dissertação. Cerca de 90% da produção em biomassa é em cogeração, resultado dos inúmeros incentivos do estado. Como a cogeração não entrou no âmbito deste trabalho, e sendo a produção a partir da biomassa algo influenciada pelos incentivos em prática, apesar de ter um peso bastante elevado na produção nacional, esta componente não foi analisada.

Inicialmente estava prevista a análise das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica, no entanto, foram retiradas do âmbito do trabalho. No que respeita às Regiões autónomas, a informação disponível é bastante limitada, pelo que a análise aos arquipélagos não foi concretizada. Adicionalmente, o impacte que a produção eléctrica nas ilhas tem a nível nacional é pouco significativo.

3.3 Inventário do ciclo de vida

3.3.1 Diagramas conceptuais

De modo a tornar a compreensão da análise do inventário, elaborou-se uma cadeia de modelação, para cada uma das tecnologias de produção, baseadas nos relatórios do *Ecoinvent*. Foi através deste seguimento da cadeia de valor que se procedeu à avaliação de impactes. O ciclo de vida foi desagregado em processos desde a extracção do recurso até à entrada da electricidade na rede de transporte, sendo cada processo alvo de análise detalhada sobre todos os consumos e emissões. Nas Figuras 3.2 até 3.7 são incluídos os processos, os consumos (cinzento) e emissões (encarnado).

Após a compreensão do ciclo de vida das tecnologias de produção, procedeu-se à recolha de dados, desenvolvida na próxima secção.

Energia térmica

Nas Figura 3.2, é apresentado o diagrama do ciclo de vida do carvão, gás natural e petróleo, incluindo todos os processos que definem a fronteira do sistema para a produção de electricidade.

A cadeia de valor inicia-se com a extracção da matéria-prima da mina resultando numa degradação e por vezes sobre exploração do recurso. No processo até queima de combustível para a produção foi analisado o transporte até Portugal, ponderando o *mix* de fornecimento a partir das várias fontes de origem. O ciclo de vida fica concluído com a queima do combustível e entrega de electricidade à rede. Este último processo envolve inúmeros processos e actividades onde são consumidas grandes quantidades de material e energia, resultando num conjunto alargado de impactes a vários níveis.

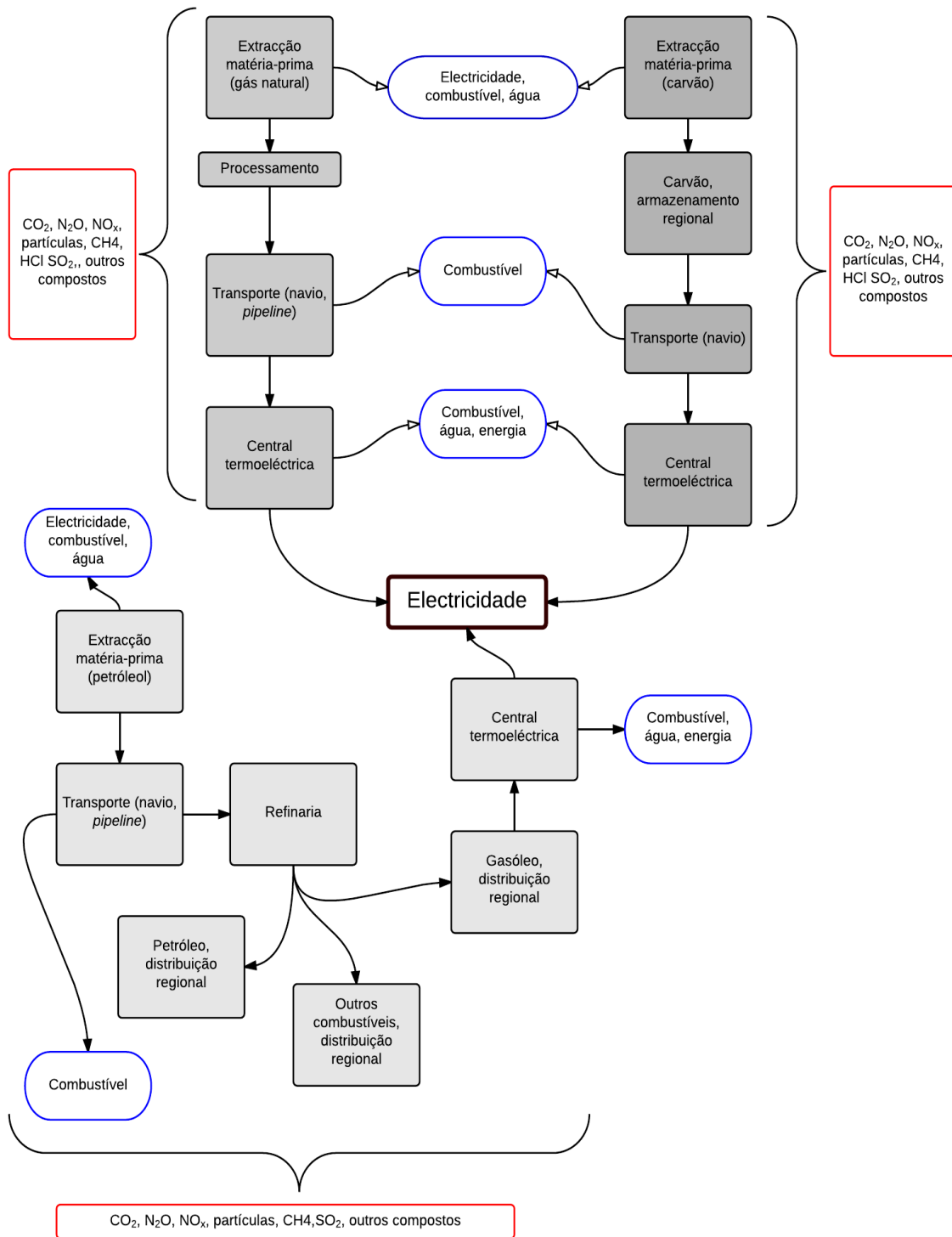


Figura 3.2 - Processos de ciclo de vida da energia térmica na produção de electricidade, adaptado de Dones et al. e Emmenegger et al. 2007;

Energia Hídrica

Segundo Dones et al. (2007), as actividades inerentes à construção de um aproveitamento hidroeléctrico, como as explosões, escavações, ou preparação de matérias-primas, requerem enormes quantidades de material e energia, e são responsáveis pela emissão de partículas que diferem consoante o tipo de aproveitamento. Relativamente ao transporte, apenas são contabilizados os materiais provenientes de estradas públicas ou caminhos-de-ferro directamente para o local de construção, incluindo todos os combustíveis e energia gastos por cada tipo de transporte (comboio, camião, automóvel) (Figura 3.3).

Devido ao facto da base de dados *Ecoinvent* focar-se principalmente nas centrais hidroeléctricas suíças, com características totalmente diferentes das portuguesas (cota de construção ou extensão da albufeira, por exemplo), foi necessário cruzar a informação da base de dados *Ecoinvent* e da recolha de dados. Na análise foi elaborado um inventário, de todos os aproveitamentos hidroeléctricos com funções de produção de energia, respectivas áreas inundadas e produção média anual (Anexo 3). Para todos os tipos de aproveitamento, o período útil de exploração considerado foi de 150 anos.

No cálculo do *mix* hidroeléctrico nacional, dividiu-se a produção de cada tipo de aproveitamento (albufeira, fio-de-água, bombagem), por ano, pela produção total hidroeléctrica em Portugal. Nos aproveitamentos hidroeléctricos com bombagem, a produção está dependente de um consumo extra de electricidade. Para estudar a influência das fontes da electricidade consumida nas pressões do *mix* eléctrico nacional, estudaram-se dois cenários: (cenário 1) – Considera que a energia consumida na bombagem é a electricidade proveniente do *mix* eléctrico nacional (rede); (cenário 2) – A electricidade para bombagem provem, totalmente, de produção eólica (complementaridade hídrica-eólica).

Após a análise preliminar dos resultados, identificou-se uma forte influência das pressões de uso do solo da barragem do Alqueva. Assim, construiu-se um cenário 3, onde se aloca a superfície inundada do Alqueva a cada um dos seus quatro usos, considerando que apenas $\frac{1}{4}$ da sua área é destinada à produção de electricidade.

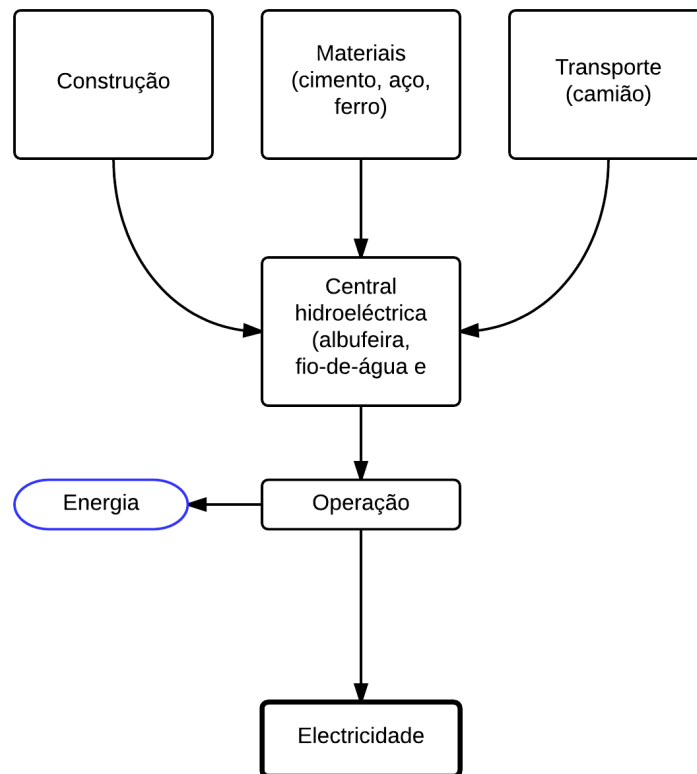


Figura 3.3 – Processos do ciclo de vida da energia hidroelétrica, adaptado de Bauer et al. (2007);

Energia Eólica

Na figura 3.4, esta representada a cadeia de produção de electricidade da energia eólica. Dadas as diferenças dos períodos de tempo de vida das várias componentes de uma turbina eólica, a turbina eólica modelada foi dividida em parte móveis (pás, rotor) e partes fixas (torre e fundações). A estimativa do período de vida das partes móveis são 20 anos e as partes fixas 40 anos (Ancona & McVeigh, 2001).

Foram recolhidos dados relativos ao parque electroprodutor eólico nacional. De seguida definiu-se uma escala de potência compreendida entre os 800 e 3000 kW por número total de aerogeradores. Através da marca e modelo dos aerogeradores recolhidos, foi possível calcular os pesos das partes componentes da turbina. Com a caracterização da potência por aerogerador, e os pesos totais da estrutura média nacional, foi possível definir um aerogerador médio para Portugal (Anexo 1). De seguida, os aerogeradores foram classificados como “pequeno” (até 100 kW de potência) e “grande” (de 100 kW até 3000 kW de potência) (Ancona & McVeigh, 2001).

Baseado no relatório Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas v112 Turbine Wind Plant (2011), foram adaptados os dados de materiais para os geradores médios calculado

usados na rede interna num parque eólico, fundações dos aerogeradores e postos de transformação envolventes (Anexos 1 e 2).

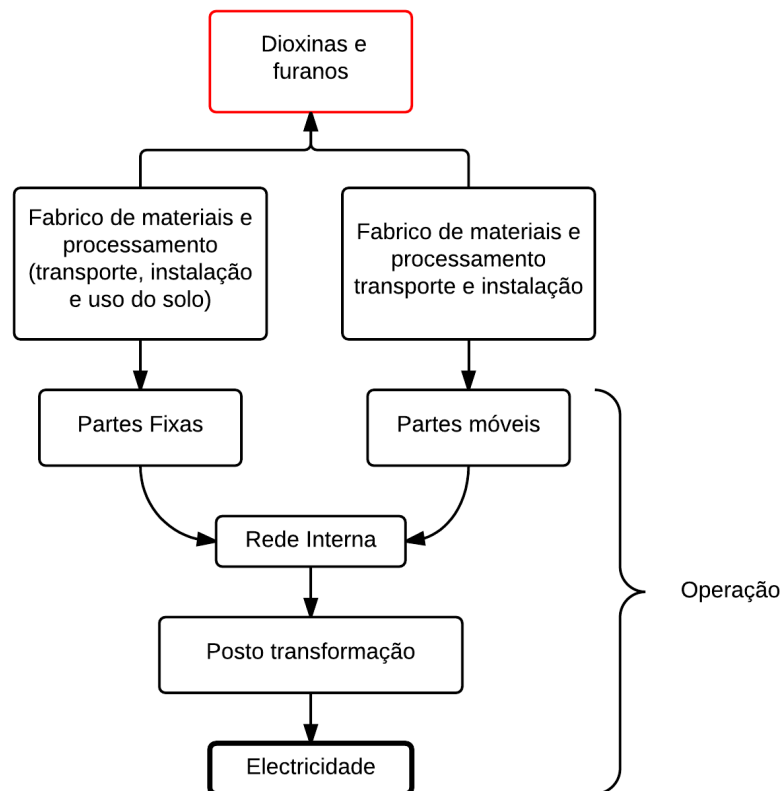


Figura 3.4 – Processos do ciclo de vida da energia eólica, adaptado de Burger et al. (2007)

Energia Fotovoltaica

Ao contrário da energia eólica ou energia hídrica, a informação do parque electroprodutor fotovoltaico português é ainda bastante superficial e a exploração da maioria das centrais não é restrita a apenas uma entidade, não existindo uma base de dados estruturada e fidedigna que caracterize o parque fotovoltaico nacional.

Neste sentido, a metodologia foi inteiramente baseada nos dados do *Ecoinvent*, sendo a cadeia modelada apresentada na Figura 3.5. Foram considerados os materiais usados no fabrico de um painel, a montagem e operação de uma central fotovoltaica até à produção de electricidade.

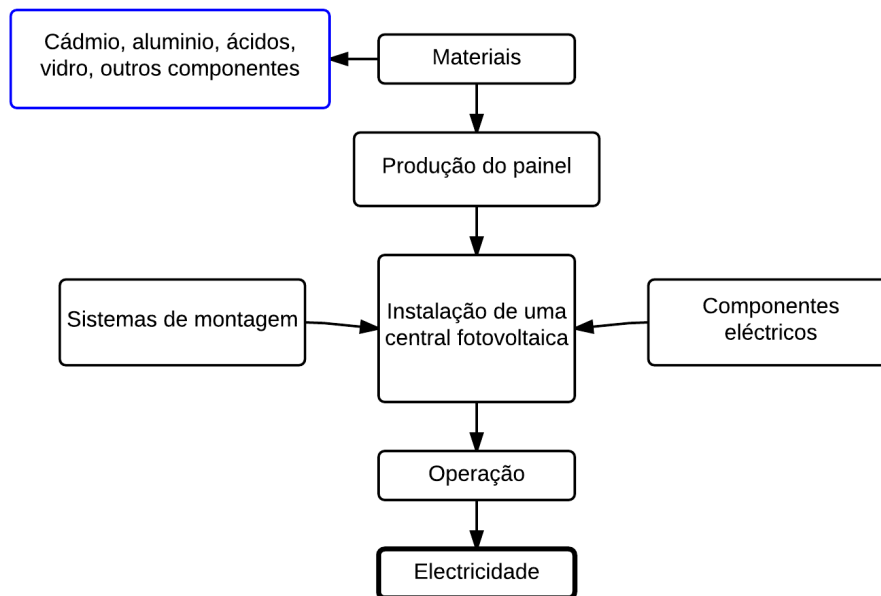


Figura 3.5 – Processos do ciclo de vida da energia fotovoltaica, adaptado de Jungbluth (2007)

3.3.2 Recolha de dados

Na recolha dos dados procurou-se sempre abranger o máximo de informação possível de forma consistente e equilibrada. No entanto verificou-se alguma inconsistência em alguns portais e a incompatibilidade entre diferentes entidades. Para a prevenção de acumulação de erros, o cruzamento de dados entre diferentes fontes tornou-se bastante moroso.

As principais fontes analisadas foram relatórios de auditoria e desempenho ambiental das unidades produtoras analisadas nos diferentes anos. Com informação bastante completa e clara, a EDP disponibiliza os relatórios de desempenho ambiental para as várias unidades das quais é concessionária. Através destes documentos foi possível obter os valores dos vários combustíveis consumidos durante a operação, poluentes gerados, consumo de água e electricidade, a produção anual, entre outros. Através do portal *Pollutant release and transfer register* (PRTR), foi possível complementar e verificar os dados de emissões relativos às centrais de produção térmica em Portugal. A base de dados do PRTR inclui os vários poluentes, mas os mais revelantes foram os seguintes: Dióxido de Carbono (CO₂), óxidos de nitrogénio (NO_x), partículas > 10 u.m, óxidos de enxofre (SO_x), óxido nitroso (N₂O) e monóxido de carbono. Acontece que, se a gama dos poluentes não ultrapassar um determinado valor-limite, estes não são registados, sendo omitidos na base de dados, simulando a ausência total dos componentes.

3.3.3 Base de dados *Ecoinvent*

A base de dados *Ecoinvent* foi desenvolvida pelo *Swiss Centre for Life Cycle Inventories* em parceria com várias entidades e inclui processos básicos frequentemente necessários em estudo de ACV. Tendo como principal missão a criação e desenvolvimento de avaliações de ciclo de vida (ACV) e de gestão do ciclo de vida (GCV), direccionados para a indústria, consultadoria ou entidades públicas, pretendendo apoiar as entidades que dele usufruem na melhoria do desempenho ambiental dos seus produtos, processos e serviços (Althaus, et al., 2007).

O conteúdo desta base de dados cobre, entre muitos outros temas, a produção de energia eléctrica, o seu transporte e distribuição, detalhando as fontes de produção a partir do petróleo, gás natural, carvão, energia hídrica, fotovoltaica, energia eólica, resultando nos *mixes* eléctricos. Nesta matéria, esta ferramenta permite inventariar as emissões do sector eléctrico, por unidade funcional produzida. Apesar de ter como objecto principal de estudo da Suíça, existem dados padronizados para outros países europeus, incluindo Portugal. Durante a presente dissertação, a ausência/veracidade de alguns dados tornou-se uma constante, sendo que muitas das vezes, a análise foi inteiramente baseada nos pressupostos desta ferramenta

3.4 Avaliação de impactes

A etapa de avaliação de impactes consiste na conversão dos resultados do inventário de ciclo de vida em efeitos ambientais. Para isso foi usado o método *Ecoblock* (Melo & Pegado, 2002).

O método *EcoBlock* tem como objectivo de avaliar a influência ambiental de uma empresa ou produto com uma abordagem quantificada e orientada para o ciclo de vida, seguindo uma metodologia padrão simplificada numa perspectiva custo-eficácia (Macedo & de Melo, 2005).

Indicadores *Ecoblock*

Segundo a literatura, existem três tipos de indicadores utilizados na avaliação da performance ambiental: eficiência energética, impacte ambiental e pressão ambiental. O método *EcoBlock* adota apenas pelos indicadores de pressão ambiental dada a sua relevância e a sua facilidade de medição e padronização, apesar de integrarem menor informação ambientalmente significativa (Melo & Pegado, 2002).

Cada indicador é criado directamente através de variáveis mensuráveis, ponderado a partir de um factor de equivalência (f_{eq}) que transmite a relevância ambiental de cada variável (Melo, Macedo, & Galvão, 2007).

Os indicadores englobados pelo EcoBlock são os seguintes:

- Captação de água (WA);
- Extracção de recursos (RE);
- Uso do solo (LU);
- Emissão de gases com efeito de estufa (GHG);
- Poluição do ar (PA);
- Poluição da água e solo (PWL);

Estes indicadores descrevem pressões ambientais (uso de recursos naturais e emissão de poluentes) de acordo com o modelo DPSIR. Os indicadores EcoBlock são obtidos através da seguinte equação: (Sousa, 2012)

$$I = \sum Q_i \cdot f_{eq_i} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

I, representa o indicador expresso em unidades equivalentes

Q_i , representa uma medida de uma quantidade física de variável i

F_{eq} representa um factor de equivalência adimensional para uma variável i

Na Tabela 3.1 são apresentados os critérios para os factores de equivalência de cada indicador.

Tabela 3.1 – Indicadores EcoBlock e critérios de cálculo

Indicador EcoBlock	Definição	Unidades de medida típicas		Critério para os factores de equivalência
		Produtos (bens ou serviços)	Organizações ou comunidades	
Captação de água	Água captada a partir de fontes naturais	L/unidade de produto	m ³ /ano	Intensidade da exploração dos recursos hídricos
Extracção de recursos	Recursos minerais ou biológicos extraídos	kg/unidade de produto	t/ano	Renovabilidade e disponibilidade dos materiais
Uso do solo	Área de ocupação	m ² .ano/unidade de produto	ha	Valor ecológico e social do território
Emissão de GEE	Lançamento de GEE para a atmosfera	kg CO _{2eq} /unidade de produto	tCO _{2eq} /ano	Potencial de aquecimento global
Poluição do ar	Emissão de poluentes (excepto GEE)	g NO ₂ /unidade de produto	Kg NO _x /ano	Toxicidade ou perigosidade equivalente
Poluição da água e do solo	Emissão de poluentes em meio hídrico e solo	g N/unidade de produto	kg N/ano	

O método EcoBlock permite a agregação dos seis indicadores num único índice, apesar de este não ser consistente com os seis indicadores a nível individual. Este índice é expresso em área global, tratando-se de uma medida intuitiva, bem conhecida e compatível com a lógica de normalização de informação do método. Na elaboração do índice é necessário converter os resultados dos diferentes indicadores em área global utilizando os factores de conversão apresentados na Tabela em baixo (Louro, 2013).

A agregação num único índice pode resultar numa maior margem de erro comparativamente a uma agregação de múltiplas variáveis em cada indicador. Nesse sentido, o acompanhamento de uma análise de sensibilidade na utilização do índice EcoBlock é aconselhada (Joanaz, Sousa, & Galvão, 2013).

Captação de água (WA)

O indicador Captação de água representa a captação de água através de diferentes fontes. Este depende dos seguintes factores: (1) factor de equivalência (f_{eq}) que representa a intensidade de uso do recurso e da (2) quantidade de água captada de uma fonte natural. O f_{eq} neste indicador é obtido através da seguinte equação (Sousa, 2012).

$$f_{eq} = \frac{Q_{captado}}{Q_{sustentável}} \quad (\text{Equação 2})$$

Se o valor de f_{eq} for superior a 1, a extracção ultrapassa o limite sustentável de exploração. No entanto, quando a informação é insuficiente ou incompleta, deve-se usar o padrão OCDE, que considera que a captação acima de 20% da quantidade de água disponível é claramente ambientalmente insustentável (Melo, Macedo, & Galvão, 2007).

Extracção de Recursos (RE)

O indicador de Extracção de recursos representa a extracção de matérias-primas a partir da natureza, exceptuando a água e depende de (1) f_{eq} : duração do *stock* e grau de renovabilidade e (2) quantidade de material removido do local de extracção primária. O f_{eq} deste indicador engloba a abundância e renovação dos recursos, controlando/penalizando os recursos mais escassos da seguinte forma (Sousa, 2012) :

- $f_{eq} = 1$: recursos com um período estimado de duração de *stock* igual ou superior a 100 anos;
- $f_{eq} = 0$: materiais reciclados ou reutilizados;
- $f_{eq} = \frac{100}{\text{Duração Stock (anos)}}$: recursos com período estimado de duração de *stock* inferior a 100 anos;(Equação 3)

A duração do *stock* depende de factores como o mercado, tecnologia, preço e procura.

Uso do solo (LU)

O recurso solo é considerado como fixo e não é contabilizado pelas actividades económicas. No entanto, aquando da sua apropriação para um dado uso, pode ser eventualmente degradado, inviabilizando-o para outros usos. Este indicador está relacionado com: (1) a área de solo ocupado por determinada actividade e (2) f_{eq} : intensidade do uso do solo, contabilizando valores ecológicos, sociais e serviços ambientais e pode ser definido com base na seguinte equação (Sousa, 2012):

$$f_{eq} = 1 - C_{BH} - C_{LW} - C_{AP} \quad (\text{Equação 4})$$

Onde:

C_{BH} – Coeficiente de biodiversidade e património. Pode variar entre 0 (sem classificação) e 0,5 (estado de alta protecção – reserva natural estrita ou património mundial).

C_{LW} – Coeficiente de ocupação do solo e ciclo da água. Pode variar de -4 (solo altamente urbanizado) e 0,5 (natureza selvagem).

C_{AP} – Coeficiente de práticas agrícolas. De 0,2 (agricultura orgânica) até -2 (práticas que conduzem a um elevado grau de erosão).

A Tabela 3 sintetiza os critérios de avaliação do f_{eq} e respectivos valores.

Tabela 3.2 – Factores de equivalência para o indicador LU

Crítérios	$f_{eq\ LU}$
Solo prestador de serviços ambientais e culturais, classificado como área protegida	$0 < f_{eq\ LU} < 1$
Solo com ocupação humana sustentável	1
Solo sujeito a práticas agrícolas insustentáveis	$1 < f_{eq\ LU} < 4$
Solo destruído antes de 1972	4
Solo destruído após 1972, dependendo da data de destruição e da qualidade do solo	$4 < f_{eq\ LU} < 10$

Emissão de GEE (GHG)

Este indicador depende de: (1) a quantidade de GEE emitida para a atmosfera e (2) f_{eq} : baseia-se no potencial de aquecimento global de cada gás, estimado a partir das directrizes do IPCC e é expresso em $CO_2\ eq$. A emissão de GEE está relacionada com o uso de energia. (Macedo & de Melo, 2005)

Os poluentes incluídos na análise deste indicador foram o dióxido de carbono (CO_2) e o óxido nitroso (N_2O) e foram gerados a partir das directivas do *Pollutant Release and Transfer Register* (PRTR).

Poluição da água e do solo (PWL)

A selecção dos poluentes deste indicador é baseada segundo a lista de PRTR, e depende (1) da quantidade da substância perigosa emitida para a água e solo e (2) f_{eq} , que é definido com base na perigosidade de cada substância. Quanto mais elevado for o valor do factor de equivalência maior o perigo associado ao poluente. O cálculo do f_{eq} é realizado segundo a seguinte equação (Sousa, 2012):

$$f_{eq_{ij}} = \frac{L_{REF_i}}{L_{ij}} \quad (\text{Equação 5})$$

Onde:

$F_{eq_{ij}}$ representa o factor de equivalência para o poluente j, indicador i (i = PWL);

L_{REF_i} representa o limiar de emissão para o poluente de referência do indicador i;

L_{ij} representa o limiar de emissão para o poluente j, indicador i;

Poluição do ar (PA)

À semelhança do indicador anterior, a poluição do ar compreende as emissões tóxicas e ecotóxicas para o ar, dependendo dos mesmos factores enunciados em cima. Os poluentes seleccionados correspondem aos de maior relevância em termos de impacte e distribuição, constam no regulamento PRTR e foram os seguintes: óxidos de enxofre (SO_x), óxidos de azoto (NO_x), monóxido de carbono (CO), partículas de matéria (PM10) e dióxido de nitrogénio (NO_2).

.

4 Resultados e discussão

4.1 Síntese

Neste capítulo são expostos os resultados obtidos após a análise ao desempenho ambiental na produção de energia eléctrica em Portugal. Os resultados foram calculados segundo dados e informação recolhida através de uma intensa pesquisa bibliográfica. No entanto, na ausência de dados foi necessário recorrer à base de dados de *Ecoinvent*, nomeadamente na modelação da pegada da importação de electricidade e na energia fotovoltaica.

Inicialmente, os resultados são apresentados por tipo de energia analisada, que permitiu fazer uma comparação dos impactes da produção de uma unidade funcional de electricidade. Procurou-se desagregar os dados o mais possível, para assim compreender que fases do ciclo de vida que mais contribuem para os impactes. Posteriormente, foi considerado o panorama nacional, agregando os resultados num *mix* eléctrico nacional, considerando o período de 2009 a 2012. Nesta secção, são analisados os seis indicadores individualmente, revelando qual o tipo de energia que mais influencia os impactes de cada indicador, em cada ano.

4.2 Análise por tipo de tecnologia

Nesta secção serão analisadas as produções de 1 kWh segundo as várias tecnologias estudadas. No entanto, em alguns casos considerados necessários, é analisada a produção segundo GWh ou MWh, justificada pela dimensão dos resultados e pra simplificar a percepção gráfica.

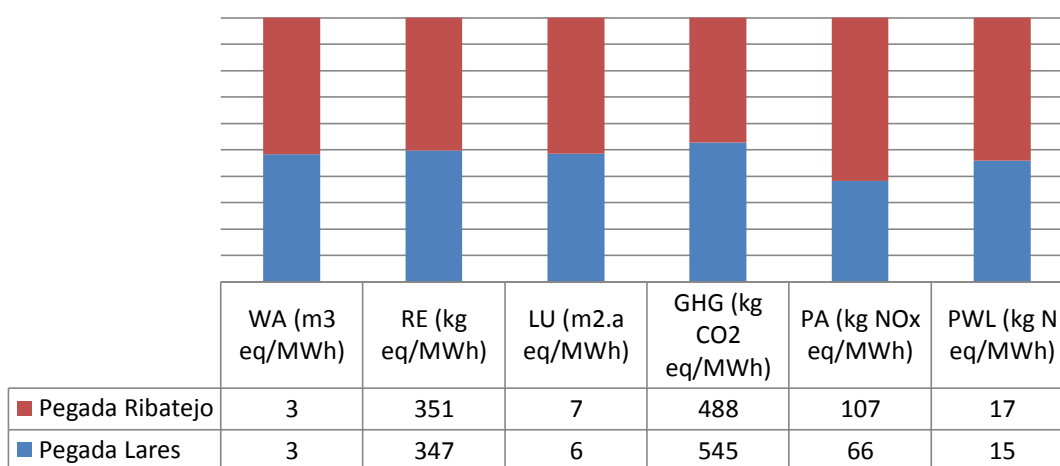
No caso da energia termoeléctrica, foram comparadas as várias centrais analisadas na produção de uma unidade de energia eléctrica, dividindo a análise em “pegada antes da central”, que inclui todo o processo de preparação, e transporte do combustível e em “pegada na central”, que inclui a queima do combustível para produção eléctrica. Na FER, particularmente na energia eólica e hídrica, a análise foi feita por componente do parque electroprodutor e por tipo de aproveitamento, respectivamente.

4.2.1 Térmica – Gás Natural

Os resultados do gás natural foram divididos por central e foram comparadas as pressões ambientais, por indicador, para a produção de 1 MWh de energia eléctrica. Em cada central, está incluída a pegada antes da chegada do combustível à central e a queima para produção. Esta comparação é relativa apenas ao ano de 2012 já que os dados para a central de Lares nos restantes anos não foram obtidos.

Da análise ao gráfico 4.1, conclui-se que para a maioria dos indicadores, as centrais apresentam valores relativamente semelhantes. No entanto, as emissões do indicador GHG na central de Lares apresentam valores superiores à da central do Ribatejo ($545 > 488$ kg CO₂ eq/MWh). Este facto pode ter origem na tecnologia de captura de CO₂ da central do Ribatejo. Apesar de a central de Lares apresentar maiores consumos do que a central do Ribatejo, a última emite a mesma ordem de grandeza de CO₂ para a atmosfera.

Segundo a literatura (EDP, 2013), a emissão específica de CO₂ na central de Lares foi de 390 kg/MWh produzido. Os resultados óptimos foram ligeiramente superiores (545 kg CO₂ eq/MWh), no entanto, este valor inclui todos os processos do ciclo de vida antes da queima do combustível na central, o que explica o valor mais elevado. Relativamente à central do Ribatejo, a emissão específica de CO₂ foi de 380 kg/MWh e o resultado obtido (incluindo toda a cadeia de valor) foi de 488 kg CO₂ eq/MWh. Relativamente ao indicador de WA, as emissões específicas de água foram de aproximadamente 1 m³/MWh produzido (< 3 m³ eq/MWh produzido) (EDP, 2013).



Nota: As colunas representam o valor relativo do indicador comparando as duas centrais

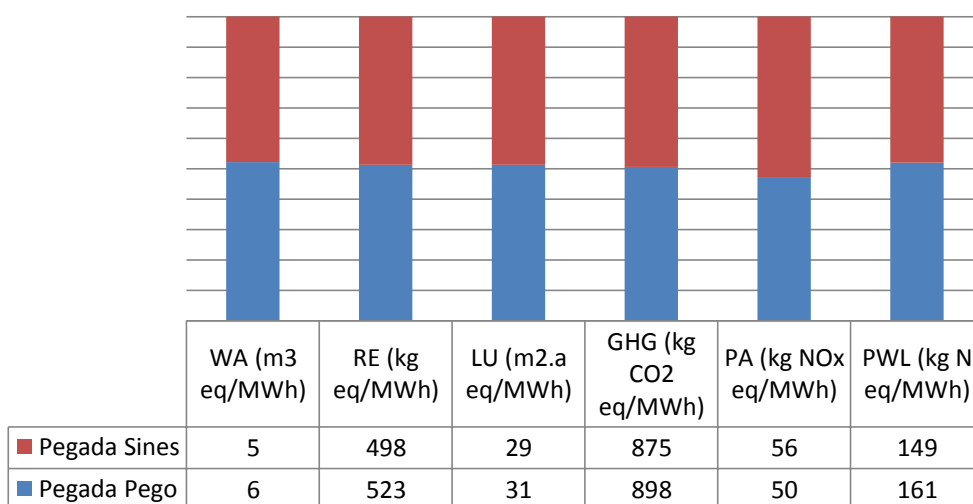
Figura 4.1 – Comparação da produção de 1 MWh de electricidade nas centrais de Lares e Ribatejo (2012)

4.2.2 Térmica – Carvão

Na análise da componente carvão foram comparadas as emissões segundo os vários indicadores, para as centrais de Sines e Pego. Foram analisadas e comparadas as produções para 1 MWh segundo os anos de 2009, 2010 e 2011. Na Tabela e gráficos seguintes são apresentados os resultados obtidos para esta tecnologia.

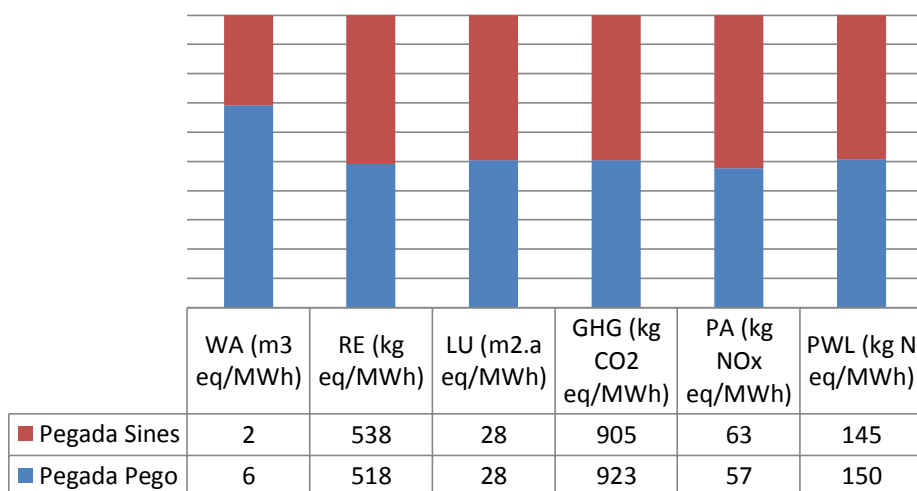
Tabela 4.1 - Impacte da produção nas centrais de Sines e do Pego

		2009	2010	2011	2012
Central de Sines	WA (m ³ eq/MWh)	2	5	2	2
	RE (kg eq/MWh)	516	498	538	534
	LU (m ² .a eq/MWh)	29	29	28	27
	GHG (kg CO ₂ eq/MWh)	875	875	905	899
	PA (kg NO _x eq/MWh)	25	56	63	29
	PWL (kg N eq/MWh)	158	149	145	146
Central do Pego	WA (m ³ eq/MWh)	6	6	6	
	RE (kg eq/MWh)	539	523	518	
	LU (m ² .a eq/MWh)	32	31	28	
	GHG (kg CO ₂ eq/MWh)	950	898	923	
	PA (kg NO _x eq/MWh)	21	50	57	
	PWL (kg N eq/MWh)	177	161	150	



Nota: As colunas representam o valor relativo do indicador comparando as duas centrais

Figura 4.2 – Comparação da pegada do Pego e Sines (2010)



Nota: As colunas representam o valor relativo do indicador comparando as duas centrais

Figura 4.3 – Comparação da pegada do Pego e Sines (2011)

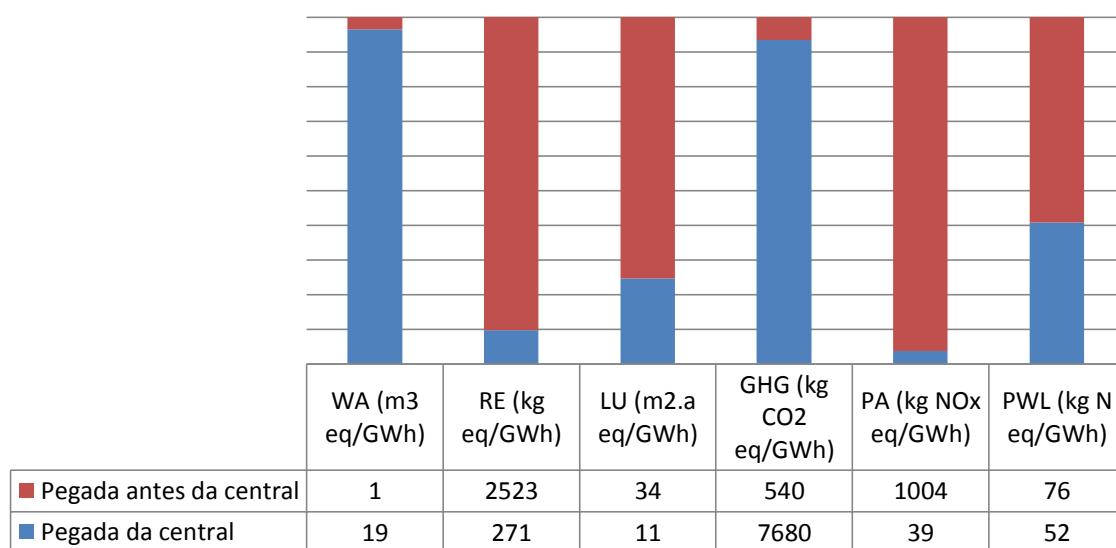
Da análise dos gráficos destaca-se a diferença no indicador WA entre as duas centrais, sendo que a central do Pego apresenta valores mais elevados para os três anos (6 m³ eq/MWh – 2009 e 2011). Este facto tem origem na quantidade de água captada por esta central para o arrefecimento dos grupos produtores (Tabela 2.1). No indicador PA, a central de Sines regista valores ligeiramente mais elevados em 2009 e 2011. Esta central registou, nestes anos, valores da emissão de compostos de nitratos e azoto acima do valor limite de emissão (VLE) (nitratos (2010) – 140 > 50 mg/l e azoto (2010) – 36,6 > 15 mg/l). Estas emissões podem ser responsáveis pela diferença neste indicador entre as duas centrais. Em relação ao indicador da emissão de gases com efeito de estufa (GEE), a central do Pego regista um maior contributo em relação Sines em todos os anos. Nos restantes indicadores, a contribuição dos impactes é relativamente a mesma para as duas centrais.

Segundo a literatura (EDP, 2013), a emissão específica de CO₂ em Sines regista uma média de 850 kg/MWh produzido para os três anos considerados, que é inferior ao resultado obtido de 885 kg CO₂ eq/MWh. Na central do Pego, verifica-se a mesma tendência. A pegada do carvão antes da operação da central é cerca de 35 kg CO₂ eq/MWh.

Em relação ao consumo específico de água (que representa o indicador WA), o valor da literatura foi de 0,235 m³/MWh, enquanto que o resultado obtido foi de 6 m³ eq/MWh. Este resultado mostra que os processos antes da operação da central representam grande parte da extracção e consumo de água do ciclo de vida do carvão, aproximadamente 5,7 m³ eq/MWh.

4.2.3 Térmica – Gasóleo

Na Figura 4.4 são apresentados os resultados relativos à produção de 1 GWh de energia eléctrica a partir do combustível gasóleo, referentes a um ano médio, para a central de Tunes, no Algarve. A análise o ciclo de vida da produção, foi dividida no impacte antes da entrada do gasóleo na central, que inclui a extracção do petróleo, refinaria, transporte e o impacte da queima do combustível para a obtenção de energia na central e conversão em electricidade. As emissões do indicador GHG destacam-se, sendo principalmente originadas pela operação da central. As emissões de GHG para esta central são de 7680 kg CO₂ eq/GWh, ainda assim bastante inferior em comparação com as centrais a carvão, como Sines (900 kg CO₂ eq/MWh) A extracção de recursos é o indicador que marca a fase antecedente à queima do combustível na central com os níveis mais elevados de emissão. A extracção directa de petróleo-bruto é o principal responsável. No indicador PA, os resultados sugerem que os processos de preparação e transformação do petróleo para gasóleo (refinaria) são os principais responsáveis pela emissão de gases poluentes para o ar.

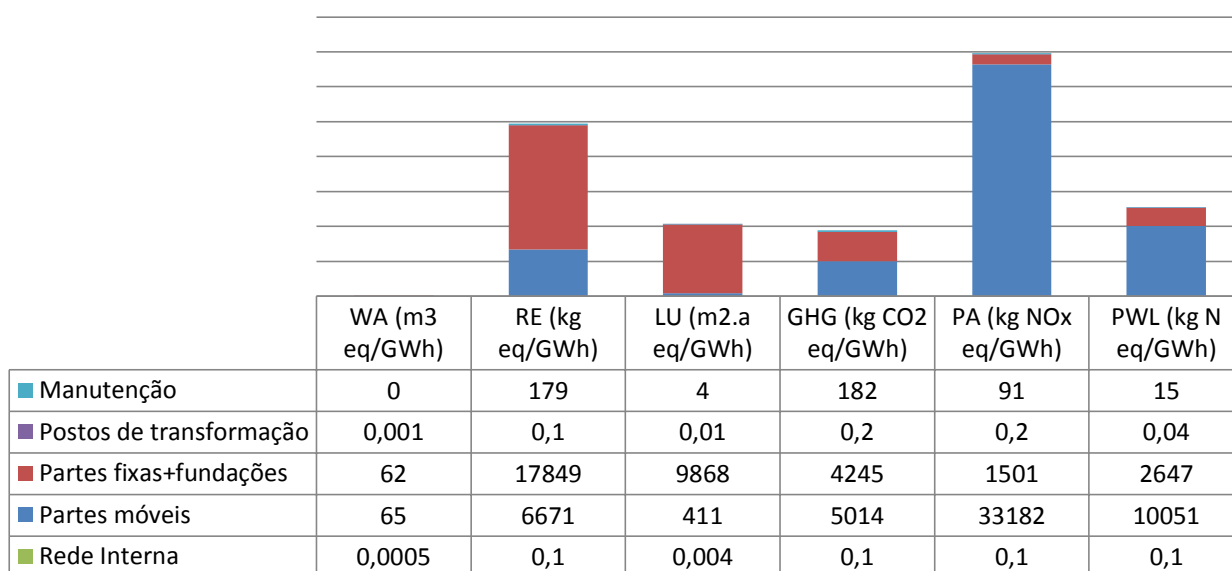


Nota: As colunas representam o valor relativo do indicador

Figura 4.4 – Produção de 1 kWh de electricidade na central de Tunes

4.2.4 Energia Eólica

Os resultados da energia eólica são apresentados na Figura 4.5, que representa a pegada ecológica de uma turbina eólica resultante produção de 1 GWh de energia eléctrica. Os resultados foram divididos em manutenção da turbina (materiais lubrificantes e transporte), partes móveis, partes fixas e fundações, a rede interna do parque electroprodutor e os postos de transformação e são apresentados por GWh produzido. Com esta desagregação, torna-se mais clara a análise e percepção dos resultados obtidos.



Nota: As colunas representam o valor relativo do indicador

Figura 4.5 – Produção de 1 GWh de electricidade (energia eólica)

Em praticamente todos os indicadores, as partes móveis e as partes fixas + fundações representam a grande parte dos impactes ambientais da produção eólica. Os resultados do indicador RE estão relacionados com o facto de não existir emissões significativas na operação que possam minimizar os impactes gerados no fabrico das diferentes componentes de uma turbina, elevando a extracção de recursos, nomeadamente nas partes fixas + fundações, onde as necessidades de cimento e aço são bastante significativas. No indicador de uso do solo (LU), o impacte das partes fixas + fundações cobre quase a totalidade das pressões geradas. Em relação ao indicador PA, os processos de produção e tratamento metalúrgicos ocorridos durante o ciclo de vida têm um papel preponderante neste indicador que é analisado no subcapítulo precedente. Os valores do indicador PA e PWL para as partes móveis podem ser justificados pelos factores de equivalência atribuídos às emissões de gases resultantes dos processos metalúrgicos de produção dos componentes móveis da turbina.

4.2.5 Energia Hídrica

Relativamente à componente hídrica, os resultados foram apresentados consoante os 3 cenários referidos na metodologia. Em todos os cenários considerados, os aproveitamentos com instalação de bombagem dominam inteiramente todos os indicadores. No cenário 1, esta diferença tem maior impacto devido ao facto de para produzir 1 kWh de electricidade, o sistema de bombagem consome cerca de 1,5 kWh. Tendo como origem um *mix* eléctrico proveniente de várias fontes (inclusive não renováveis), a electricidade gasta na bombagem neste cenário tem um impacto suficiente para afectar todos os indicadores (Figura 4.6).

Nas centrais com bombagem no cenário 2, a electricidade necessária para bombear a água é de origem renovável, nomeadamente, de energia eólica (complementaridade hídrica-eólica). Neste caso, apesar de as centrais com instalação de bombagem prevalecerem, as centrais de albufeira registam impactos significativos nomeadamente no uso do solo (LU), extracção e consumo de água (WA) e extracção de recursos (RE). A pressão por kWh produzido por bombagem deixa de influenciar totalmente a produção das centrais sem esta tecnologia (Figura 4.7).

A maior contribuição dos aproveitamentos em albufeira no cenário 3 tem origem nos pressupostos usados para a barragem do Alqueva. Neste cenário a área total foi dividida pelos vários usos desta unidade, considerando que 1/4 da área total seria para a produção de electricidade. Ainda assim, dada a sua dimensão e produtividade e os factores de equivalência considerados no modelo Ecoblok, a barragem do Alqueva influenciou todo o indicador LU, registando a mesma ordem de grandeza da bombagem, 0,16 e 0,55 m².a eq/kWh, respectivamente (Figura 4.8).

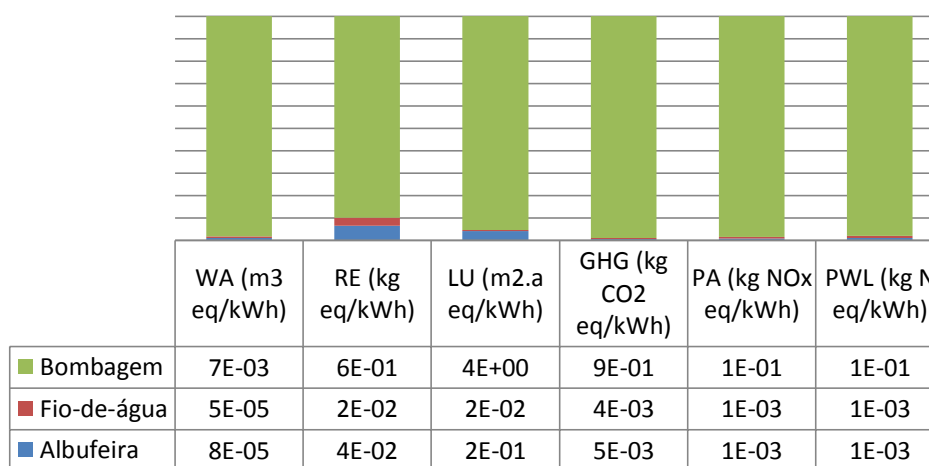


Figura 4.6 – Produção de 1 kWh (Energia hídrica), cenário 1

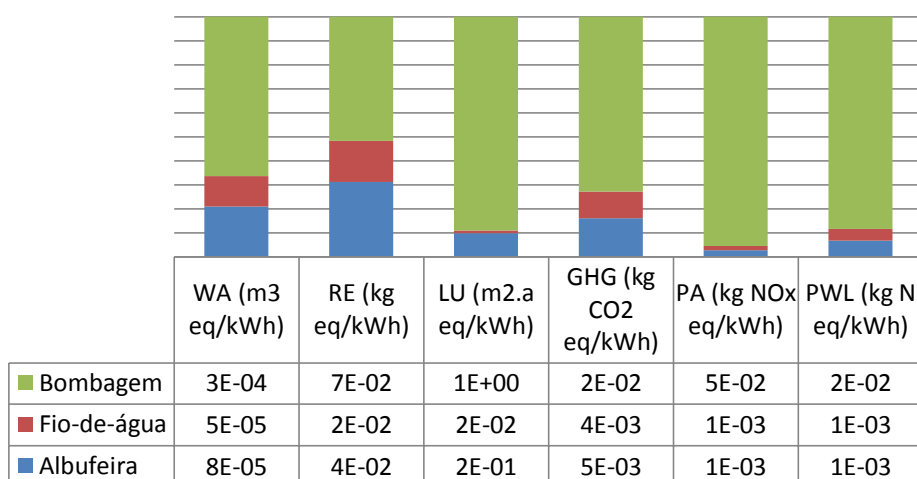


Figura 4.7 – Produção de 1 kWh (Energia hídrica), cenário2

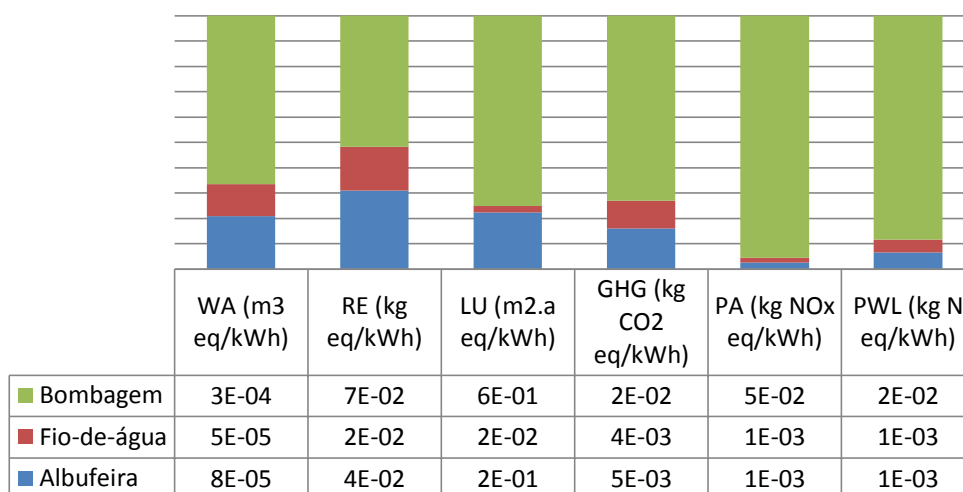


Figura 4.8 – Produção de 1 kWh (Energia hídrica), cenário 3

4.2.6 Energia fotovoltaica

Como foi referido no capítulo da metodologia, os dados que permitiriam caracterizar o parque electroprodutor nacional fotovoltaico não foram obtidos. Assim, a análise foi baseada inteiramente no método do *Ecoinvent* para Portugal, onde é modelado o *mix* fotovoltaico nacional. Da sua aplicação aos indicadores Ecoblok resulta a seguinte tabela.

Tabela 4.2 – Pegada da produção eléctrica fotovoltaica

Produção fotovoltaica	WA (m ³ eq/kWh)	0,0009
	RE (kg eq/kWh)	0,05
	LU (m ² .a eq/kWh)	0,004
	GHG (kg CO ₂ eq/kWh)	0,05
	PA (kg NO _x eq/kWh)	0,1
	PWL (kg N eq/kWh)	0,03

À semelhança da energia eólica, a central fotovoltaica não tem, praticamente, quaisquer emissões na sua operação, daí o indicador da extracção de recursos ter um peso mais elevado. A emissão de gases com efeito de estufa tem origem nos processos de preparação dos vários componentes para o fabrico das células fotovoltaicas, sendo a produção de silício o principal processo emissor.

As armações de apoio para os painéis fotovoltaicos são compostas, essencialmente, por alumínio e aço. Num parque fotovoltaico, para cada painel é necessário uma armação. Dependendo da dimensão do parque, as necessidades de alumínio e aço são bastante elevadas. Segundo este princípio, e à semelhança da energia eólica, no fabrico de aço e alumínio existe a emissão de furanos e dioxinas que contribui, gravemente, para as emissões para o ar.

4.2.7 Importação de Energia Eléctrica

Os resultados da pegada da importação de energia eléctrica proveniente de Espanha são apresentados na Tabela 4.3. Como não foi possível obter informações referentes à caracterização da REE, foi apenas analisada a importação de electricidade por kWh na entrada da mesma em território nacional. Para isso recorreu-se à base de dados Ecoinvent, considerando o *mix* eléctrico da rede espanhola (exportação). Os dados analisados referem-se ao ano 2000, pelo que as alterações mais recentes no sistema eléctrico espanhol não são aqui contabilizadas.

Tabela 4.3 – Pegada da importação de energia eléctrica

Importação	WA (m ³ eq/kWh)	0,005
	RE (kg eq/kWh)	0,3
	LU (m ² .a eq/kWh)	0,02
	GHG (kg CO ₂ eq/kWh)	0,5
	PA (kg NO _x eq/kWh)	0,06
	PWL (kg N eq/kWh)	0,09

Considerando o *mix* eléctrico espanhol, os valores do indicador GH são explicados pela natureza do sistema de produção termoeléctrico espanhol. Sendo um país com abundância de recursos

endógenos, como o carvão, a sua representatividade no *mix* nacional é bastante elevada, explicando os níveis para o indicador de extracção de recursos (RE)

4.3 Análise nacional – *Mix* eléctrico Português

Nesta secção foi levada a cabo uma análise a nível nacional, considerando o *mix* eléctrico português, incluindo as importações. Foi considerada a produção total por tipo de tecnologia de produção para os anos de 2009 a 2012, em Portugal. A agregação dos resultados num panorama nacional permite analisar cada indicador segundo as tecnologias de produção. Ao analisar a produção total por tipo de energia, os resultados obtidos tornam-se fortemente dependentes do volume produzido, sendo que quanto maior for a geração de energia eléctrica, maior serão os impactes a esta associados. Este facto é ainda mais visível nas térmicas, cuja produção de electricidade possui muitos consumos e emissões directas.

Apesar de influenciar um pouco os resultados, esta disposição dos dados torna claro que tipo(s) de energia(s) representam uma maior pegada na globalidade da produção de energia eléctrica em Portugal.

4.3.1 Consumo de água (WA):

No indicador de consumo de água, a produção por carvão regista os valores mais elevados seguido pelo gás natural, bastante mais modesto. O funcionamento de uma central termoeléctrica pressupõe a existência de uma fonte fria adequada à potência instalada, seja um curso de água ou o oceano.

A água destina-se principalmente a processos de arrefecimento dos grupos de geradores. Apesar de grande parte da água ser devolvida à sua origem depois de cumprir o seu papel, esta já não tem as mesmas características em termos de temperatura. Neste sentido, o volume de água captado é ponderado segundo o volume devolvido à fonte de origem e é considerado como extracção e consumo. Neste tipo de centrais, existem outros consumos de água relevantes, como por exemplo, fugas de água e de vapor em diversos pontos do circuito água-vapor ou perda de água por evaporação na torre de arrefecimento (Nina & Vale, 2006).

Com consumos que podem chegar perto dos 3 000 000 m³ de água industrial + potável (central de Sines), o grande impacte na extracção e consumo de água (WA) é responsabilidade da produção termoeléctrica a carvão.

Nas centrais térmicas a gás natural, o consumo de água é muito menor, e têm vindo a sofrer uma diminuição bastante considerável, nomeadamente na central do Ribatejo, onde em 2012, esse valor registou os 250 000 m³. Nesta central, a água é captada pelo rio Tejo e por lençóis subterrâneos.

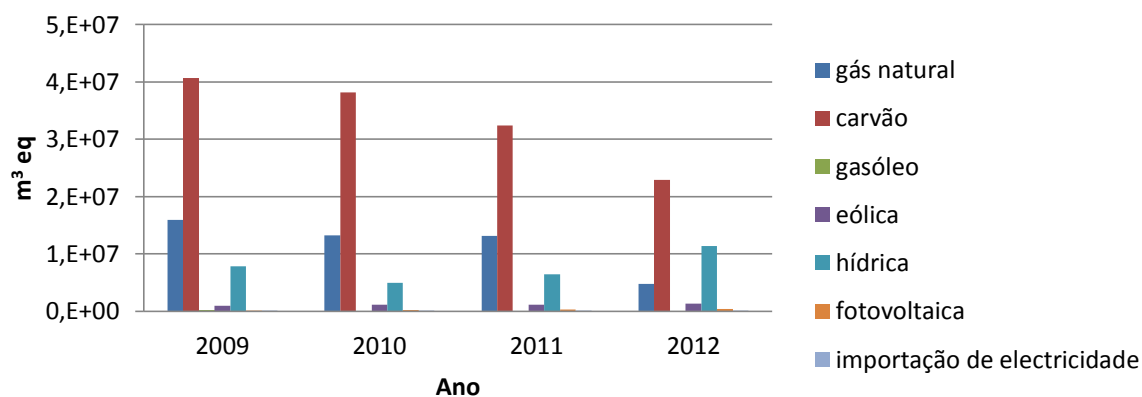


Figura 4.9 – Indicador WA, cenário 1

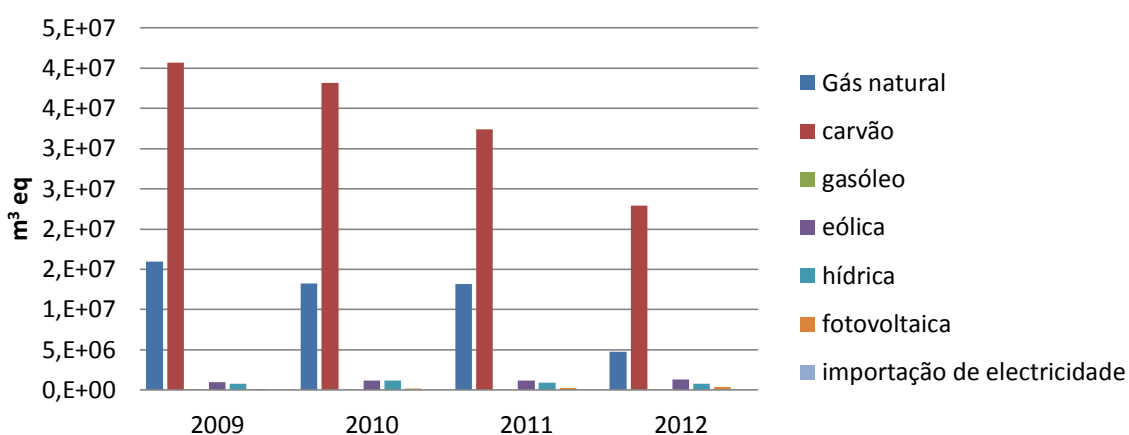


Figura 4.10 - Indicador WA, cenário 2

O impacto referente à energia hídrica pode ter origem nos índices de evaporação nos aproveitamentos em albufeira que são considerados como consumo de água.

A influência da energia hídrica no cenário 1 é bastante mais expressiva do que no cenário 2, sendo uma tendência que se irá verificar para os próximos indicadores. Este resultado tem origem no facto de por cada kWh produzido por aproveitamentos com instalação de bombagem, é necessário um gasto de energia. Quando a energia tem origem na produção de uma fonte renovável, neste caso a energia eólica, os impactos associados à mesma são muito inferiores do que se a origem da energia para a bombagem for um *mix* onde existe um forte contributo da componente não renovável. Este facto abrange todos os indicadores aqui analisados.

4.3.2 Extração de Recursos (RE):

No indicador de extração de recursos, as tecnologias não renováveis tem um peso mais significativo do que as tecnologias renováveis. No ciclo de vida da produção térmica, a extração de matérias-

primas constitui uma etapa obrigatória e muito importante. O volume de combustível necessário para a produção de electricidade pode facilmente atingir os vários milhões de toneladas anuais, somando outros necessários no funcionamento de maquinaria, por exemplo. A diferença entre as térmicas – gás natural e carvão, é justificada pelos níveis de produção registados. Em 2010, a redução da componente carvão está relacionada com a quebra na produção térmica desse ano.

Ao contrário da produção térmica, a produção por FER não necessita de combustível na sua operação, o que justifica os números reduzidos em comparação com a térmica. Na componente hídrica, o volume de construção requer grandes quantidades de material, como o cimento e o aço, processados a partir de areia e rocha. Ainda que reduzidos, as centrais hidroeléctricas tem consumos de combustível (principalmente gasóleo) que abastecem, principalmente a tomada de água e os edifícios de apoio à central. Adicionalmente, existem consumos de óleos lubrificantes e outros derivados, que somado na globalidade da produção hídrica nacional resulta no impacte apresentado nos gráficos 4.11 e 4.12.

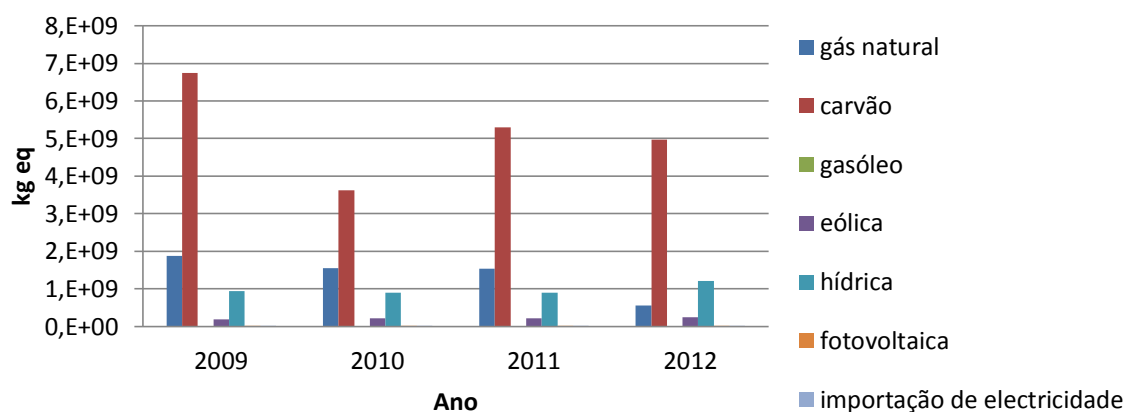


Figura 4.11 – Indicador RE, cenário 1

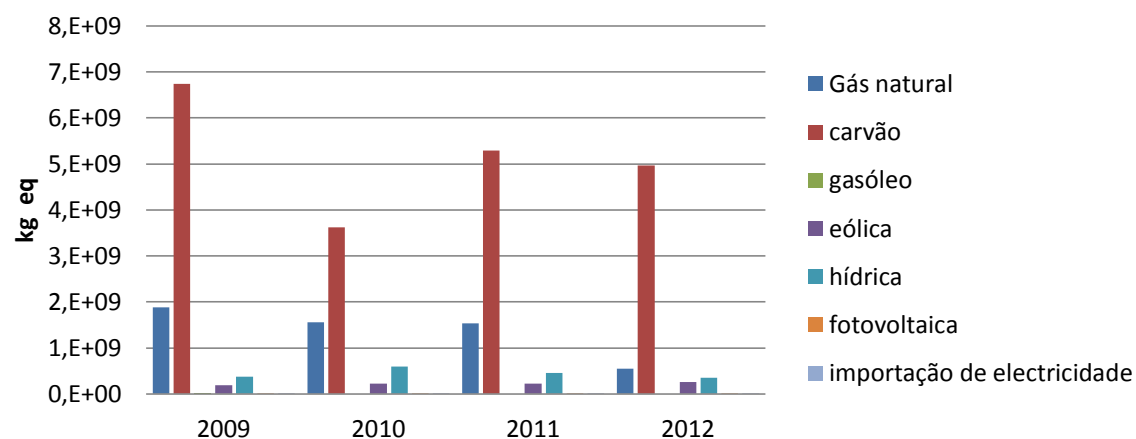


Figura 4.12 – Indicador RE, cenário

4.3.3 Uso do Solo (LU):

Como foi referido no início desta secção, foi modelado um terceiro cenário, justificado pela enorme influência que a dimensão do aproveitamento da barragem do Alqueva tem no impacte ao nível do uso do solo. A dimensão deste aproveitamento domina, não só os resultados para toda a energia hídrica em Portugal, como também as outras tecnologias de produção. No entanto, à semelhança com outros aproveitamentos, a barragem do Alqueva serve vários propósitos, em particular, a reserva, abastecimento público, rega e produção de energia. Para compreender os efeitos da consideração destes usos, a área inundada do Alqueva foi dividida segundo os seus quatro usos, sendo para cada uma atribuída $\frac{1}{4}$ da área total do aproveitamento. À semelhança do cenário 2, este cenário 3 foi modelado considerando apenas a situação em que a bombagem é promovida por electricidade de origem eólica, uma vez que este cenário permite uma melhor compreensão do efeito da alteração da área considerada pela barragem do Alqueva. Da análise dos gráficos nos vários cenários, é facilmente constatável a total dominância da componente hídrica no *mix* eléctrico relativamente ao indicador de uso do solo, seguida, de longe, pela térmica-carvão.

Os aproveitamentos hidroeléctricos são, de longe, as unidades produtoras em Portugal que mais área ocupam a nível nacional. Em título de comparação, enquanto que a central de Sines ocupa uma área total de 1275000 m² (128 hectares), a barragem do Alqueva tem uma área inundada total de 250000 hectares (EDP, 2013). No Anexo 3 é apresentada uma Tabela referente aos principais aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal, com funções de produção de energia eléctrica.

Mesmo considerando $\frac{1}{4}$ desta área, este valor baixa para 62500 hectares. No cenário 3, o aumento do impacte do carvão está relacionado com a redução da área considerada na barragem. Conclui-se que o indicador de uso do solo, é totalmente condicionado pelo aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva.

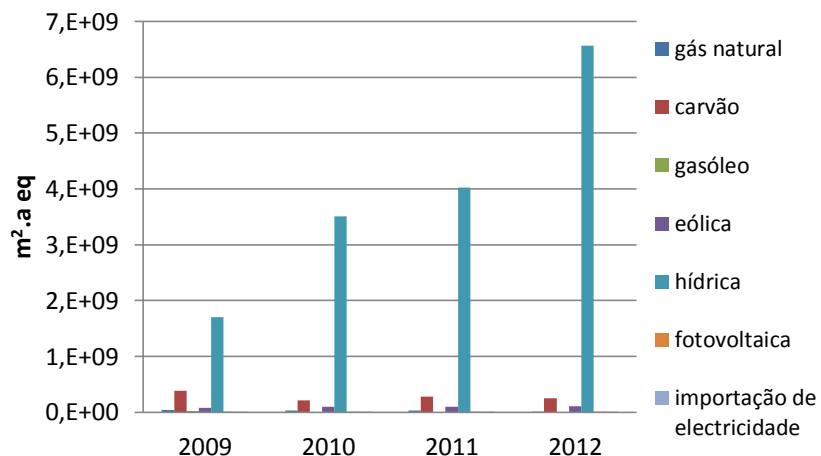


Figura 4.13 – Indicador LU, cenário 1

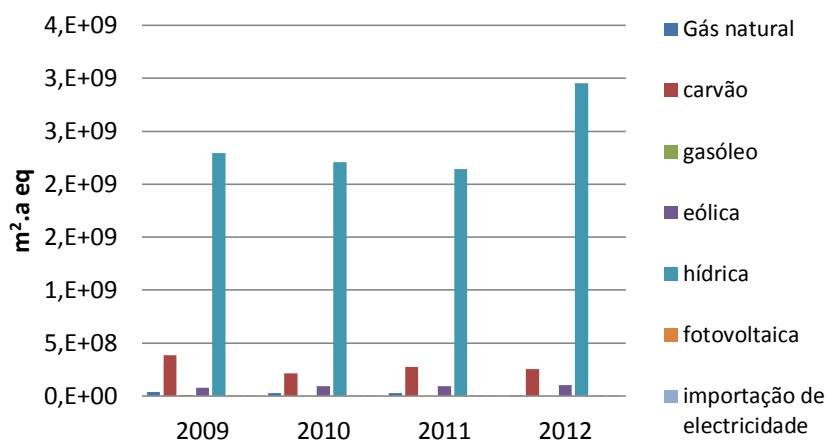


Figura 4.14 – Indicador LU, cenário 2

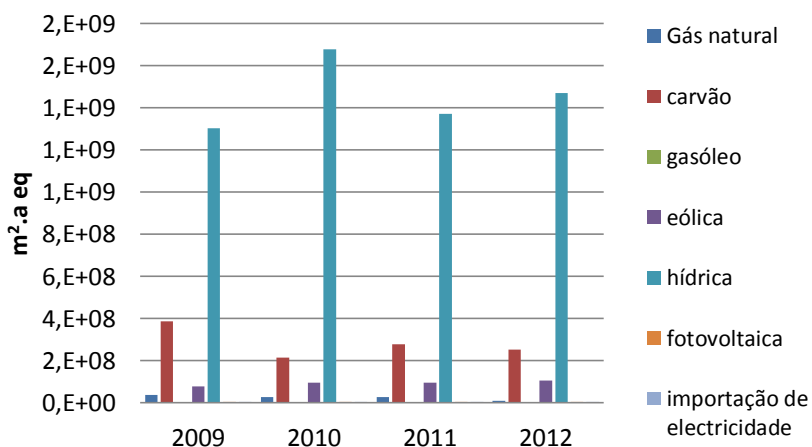


Figura 4.15 – Indicador LU, cenário 3

4.3.4 Emissão de gases com efeito de estufa (GHG):

Segundo os resultados obtidos para este indicador, verifica-se que a térmica-carvão apresenta as emissões mais elevadas de todas as tecnologias de produção. O valor registado em 2010 está relacionado com os níveis de produção reduzidos de ocorreram nesse ano. Apesar da operação das centrais ser a principal responsável pelos valores neste indicador, o transporte do combustível da sua origem até à sua queima na central, também possui uma pegada bastante elevada, nomeadamente nos trajectos dos navios cargueiros até à chegada ao porto de Sines.

O transporte de gás natural para Portugal é feito principalmente, por *pipeline* proveniente da Argélia. Este tipo de transporte tem impactes muito menos significativos do que o transporte por navio, fundamentalmente, em relação à emissão de gases com efeito de estufa. Este facto aliado ao menor volume de produção das centrais a gás natural, faz com que os valores aqui apresentados sejam bastante mais reduzidos.

Os aproveitamentos hidroeléctricos e em particular, em albufeira, têm sido alvo de estudos intensos em relação a emissões de GEE. Um estudo realizado por Lima et al. (2008) conclui que as barragens em albufeira situadas em regiões de climas quente/moderado, podem ser responsáveis pela libertação de 104 milhões de toneladas de metano (CH₄) por ano, tornando este tipo de central hidroeléctrica uma das maiores fontes de emissão a nível mundial (1/4 do total). Este fenómeno é particularmente evidente em temperaturas mais elevadas devido à ocorrência de estratificação e desoxigenação.

O autor acrescenta que, em climas trópicos, quando a área total é muito superior à sua produção, estas centrais podem ter um maior impacte no fenómeno de aquecimento global do que as centrais térmicas (para a produção da mesma quantidade de energia). A principal fonte desta emissão é a matéria orgânica e biomassa existente no fundo do reservatório da central, provenientes da fauna e flora que vivem e morrem no reservatório. A matéria orgânica sedimenta rapidamente, sofrendo um processo de fermentação microbiológica que rapidamente atinge a superfície (*bubbling emissions*), emitindo CH₄ mas também CO₂ para a atmosfera. O nível de oxigenação da água também representa um factor preponderante na emissão.

Os níveis de emissão podem variar dependendo do ecossistema envolvente, a profundidade ou as condições de operação da barragem.

No mesmo estudo, é proposta a captura de CH₄, para ser usado como combustível em centrais térmicas. (Figura 4.16). Em Portugal, existem registos nos centros de produção Cávado-Lima, Douro e Tejo-Mondego da emissão de F-gases (gases fluorados) durante a operação das centrais (EDP, 2010).

Dada a área ocupada pela barragem do Alqueva e a sua localização no interior alentejano, tornam-na um potencial emissor de CH₄ para a atmosfera em larga escala. Actualmente, não há registo de qualquer estudo referente a esta matéria, a nível nacional.

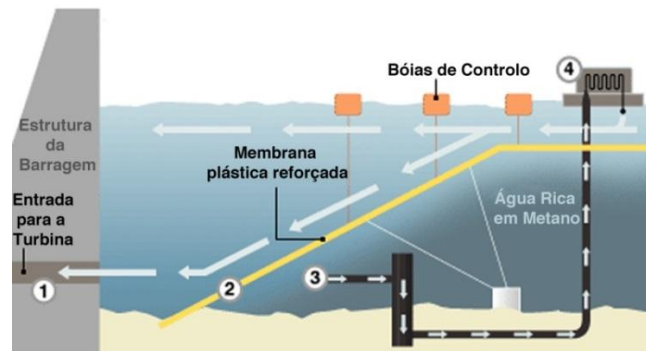


Figura 4.16 – Protótipo de captura de metano, fonte: Lima et al. 2008

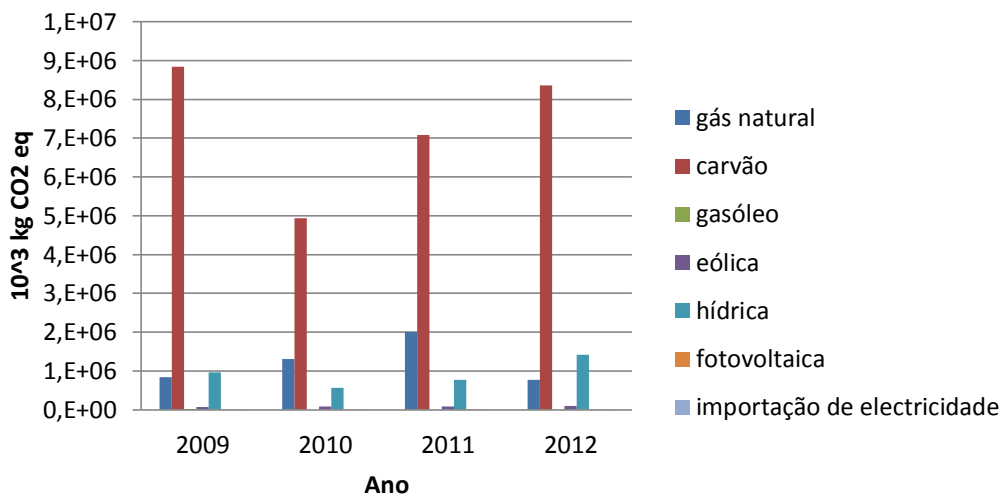


Figura 4.17 – Indicador GHG, cenário

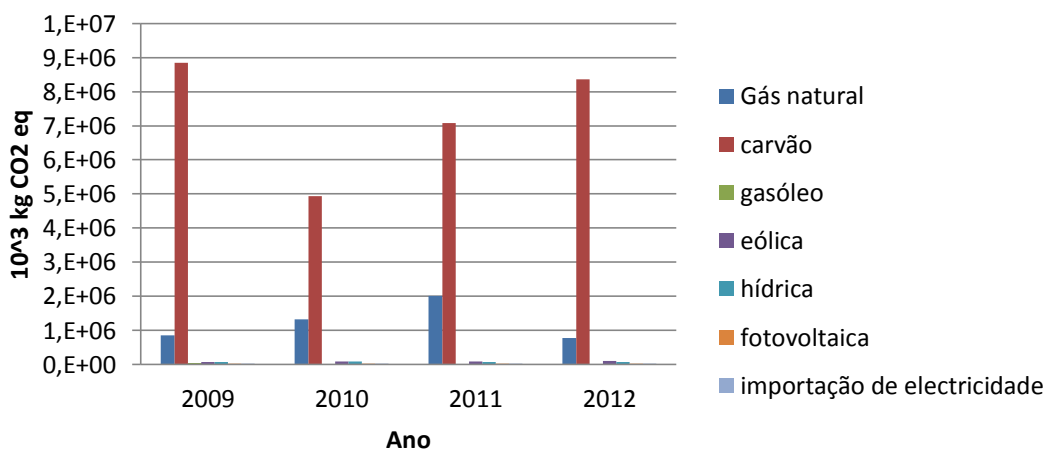


Figura 4.18 – Indicador GHG, cenário 2

4.3.5 Poluição do ar (PA):

Os resultados para este indicador são particularmente interessantes na medida que no ano de 2012, a energia eólica obteve o maior índice de emissão de gases para atmosfera, excluindo os GEE's. Nos gráficos apresentados verifica-se uma diminuição muito acentuada no ciclo de vida do carvão de 2011 para 2012. Este resultado pode ser explicado pelo que foi dito anteriormente na dissertação relativamente à recolha de dados dos poluentes no portal PRTR. Nesta base de dados, os poluentes libertados na atmosfera só são contabilizados se excederem um determinado limite previamente estipulado, caso contrário são considerados como ausência total de emissão. Esta metodologia condicionou bastante os resultados, em particular no indicador GHG e PA. Particularmente neste caso, em 2012, verificou-se um aumento na produção térmica nacional, o que levaria a um aumento dos impactes ao nível da poluição do ar, o que não se verificou nos resultados apresentados. Estes argumentos aplicam-se ao gás natural, que verificou uma redução expressiva desde 2009.

Os impactes da eólica neste indicador estão relacionados com as emissões de dioxinas e furano no processamento do aço para o eixo rotacional do rotor. Dadas as suas implicações na saúde pública, esta substância cancerígena tem um factor de equivalência muito elevado na metodologia Ecoblok, aumentando as emissões atmosféricas. Apesar de ter uma abordagem correcta, o factor de equivalência considerado influenciou de tal forma os resultados que, em 2012, a energia eólica apresentou-se como a maior emissora de poluição para o ar, de todas as tecnologias analisadas.

Os valores obtidos para as energias hídrica e fotovoltaica estão inteiramente relacionados com os processos de fabrico e extracção das matérias-primas usadas para a construção de ambas as centrais.

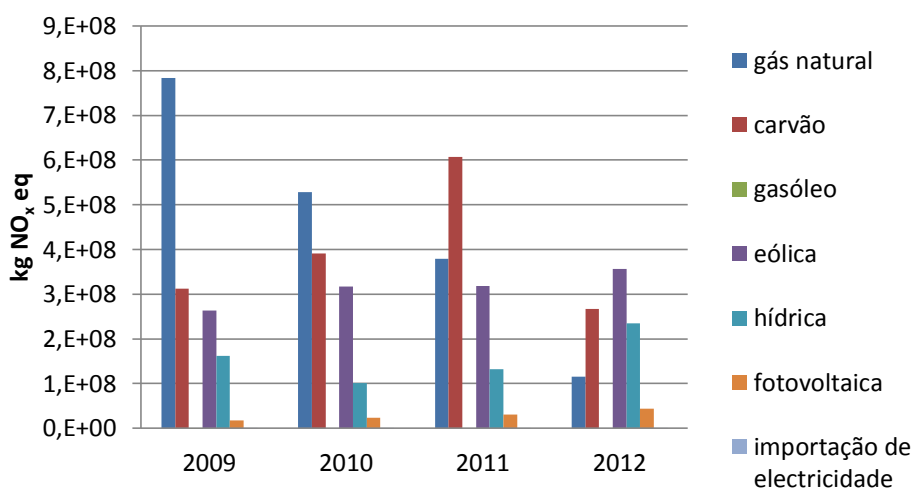


Figura 4.19 – Indicador PA, cenário 1

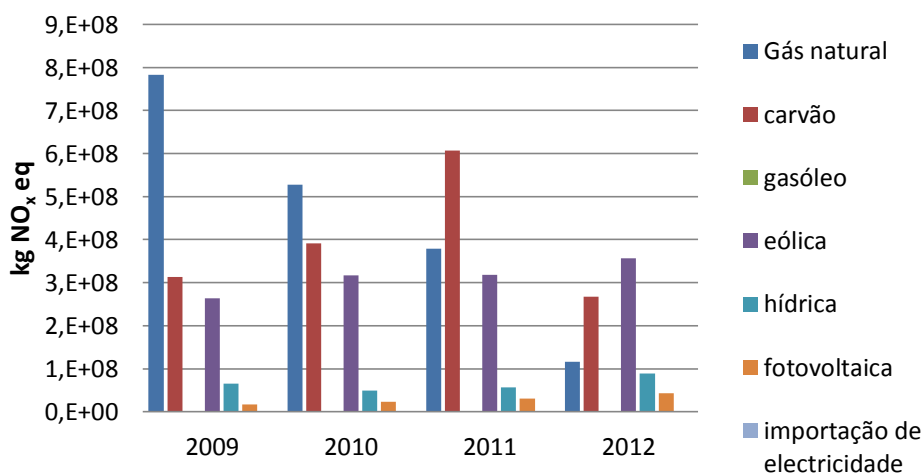


Figura 4.20 – Indicador PA, cenário 2

4.3.6 Poluição da água e solo (PWL):

Na poluição da água, o carvão destaca-se novamente com valores muito acima da média das restantes tecnologias. Como foi referido no indicador WA, resultante da actividade de produção, a água devolvida às massas de água nas proximidades das centrais está alterada em termos de temperatura possuindo condições ideais para o desenvolvimento de fenómenos de eutrofização.

Os principais efeitos da poluição da água libertada após o processo são o choque termal, mudanças no oxigénio dissolvido e a redistribuição dos organismos da comunidade local. Em alguns ecossistemas e dado que a água pode absorver energia térmica com pequenas mudanças de temperatura, alguns organismos desenvolveram uma enzima que permite suportar estas ligeiras flutuações. No entanto, quando o limite desta temperatura é quebrado pela introdução de água da proveniente da central, dá-se o choque térmico, matando os organismos mais sensíveis. Na central de Sines, antes da restituição da água ao oceano, esta atravessa uma turbina de recuperação (mini-hídrica) que permite recuperar parte da energia necessária à captação da água (EDP, 2013).

Segundo a listagem de poluentes divulgados no ciclo PRTR 2011, as centrais termoeléctricas emitiam para a água metais pesados como o Mercúrio e Níquel, com consequências muito graves para o ecossistema envolvente. Para impedir o crescimento de comunidades de organismos nas tubagens no circuito de água de refrigeração, são adicionadas substâncias às massas de água, como o cloro, por exemplo. Todas estas emissões somadas resultam nas amplitudes dos impactes apresentados nos gráficos 4.21 e 4.22.

No cenário 1 (rede), a energia hídrica surge como a segunda tecnologia com maior impacte, ainda que muito menor do que o carvão. Durante a operação e manutenção de uma central hidroeléctrica existem vários processos de descarga de águas residuais de combate a incêndios e derrames de óleos

e combustíveis nas imediações da central com consequências nefastas para o solo e água envolventes (EDP, 2010).

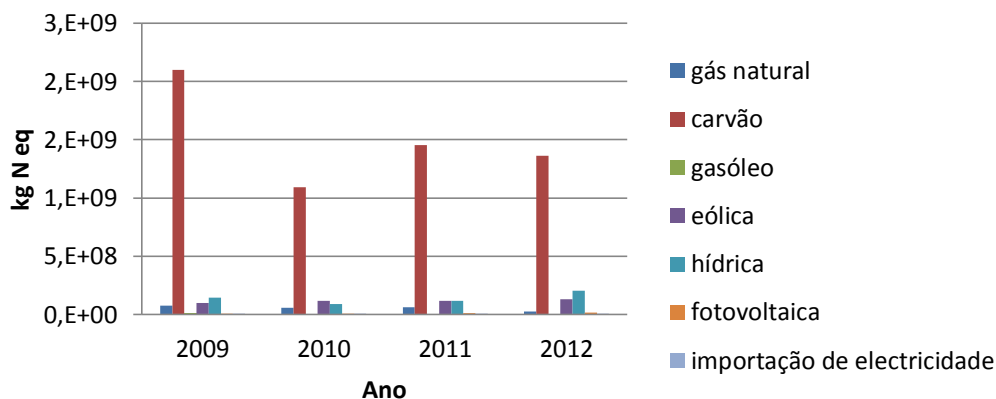


Figura 4.21 – Indicador PWL, cenário 1



Figura 4.22 – Indicador PWL, cenário 2

5 Conclusão

5.1 Síntese

Com a conclusão desta dissertação tornou-se claro que a integração da componente ambiental deve fazer parte dos principais factores de tomada de decisão em relação ao sector da produção de energia eléctrica. Apesar de já ter alguma representatividade, a sua dimensão na globalidade do sector é bastante discutível. É necessário atingir um equilíbrio entre a procura/oferta e factores económico-ambientais, que permitam caminhar para uma relação de simbiose entre o desenvolvimento económico e a sustentabilidade nas actividades que compõem este sector.

Os impactes e desempenho ambientais de sistemas de produção de electricidade têm sido alvos constantes de estudos abrangentes a nível global. A adopção de uma abordagem ACV é aplicada numa grande parte destes estudos, mostrando-se uma ferramenta bastante adequada na concepção de análises global a sistemas. No entanto, requer grande quantidade de informação, nomeadamente na construção dos inventários de ciclo de vida.

O desenvolvimento desta dissertação foi fortemente condicionada pela disponibilidade de dados em diferentes fases do trabalho. Com uma metodologia simples e clara, o método Ecoblok este método revelou-se uma ferramenta abrangente e metódica, através da qual foi possível analisar os impactes segundo uma perspectiva ACV. Os seis indicadores Ecoblok foram calculados essencialmente através de dados nacionais em conjugação com a base de dados *Ecoinvent*.

Os indicadores que se mostraram mais relevantes nesta análise foram a extracção de recursos (RE), a emissão de gases com efeito de estufa (GHG) e poluição da água e solo (PWL) para a produção por fontes não renováveis e o uso do solo (LU) para a energia hídrica. Na análise das componentes térmicas (carvão, gás natural e gasóleo), os resultados foram comparados com a literatura referente a cada central. Concluiu-se que todos os impactes obtidos eram maiores aos consumos e emissões específicos publicados nos relatórios das declarações ambientais. Sendo estes relatórios referentes apenas à actividade da central, foi possível obter os valores das pressões ambientais nos processos do ciclo de vida anteriores a este.

A produção de energia eléctrica a carvão revelou-se, indiscutivelmente, a tecnologia que gera maior impacte durante todas as etapas do seu ciclo de vida para a maioria dos indicadores estudados. Destaca-se particularmente nos indicadores de extracção de recursos (RE), emissão de gases com efeito de estufa (GHG), e na poluição da água e solo (PWL). No indicador RE, as extracções de matérias-primas/combustíveis constituem os principais processos emissores no ciclo de vida da produção térmica, mas também a extracção de água para refrigeração dos condensadores da central, em particular na central de Sines. Os valores obtidos para o indicador GHG revelam que o sector da

produção térmica deve ser alvo urgente de alterações na gestão de recursos e tecnologias de captura de CO₂. Com um índice de ineficiência elevado, os aproveitamentos térmicos para produção de energia eléctrica são as principais fontes de emissão de GEE em Portugal.

Relativamente ao indicador PWL, na operação de uma central térmica, a água utilizada durante o processo é geralmente devolvida à sua origem com temperaturas bastante superiores. Este facto tem um efeito agressor nas massas de águas (oceano, rio, lago), podendo originar, por exemplo, fenómenos de eutrofização graves. Foi identificada a libertação de resíduos industriais perigosos (RSU), como o mercúrio ou níquel, na central de Sines em 2011, o que explica o valor obtido para esse ano.

No indicador LU, os impactes foram totalmente da responsabilidade da energia hídrica. O aproveitamento de barragem do Alqueva influenciou os resultados devido à sua enorme dimensão. Com uma área inundada em NPA superior em duas ordens de grandeza para o segundo maior aproveitamento, esta unidade de produção tem a maior relação de área ocupada (LU) e efectiva geração de electricidade. Apesar de ter sido considerado no cenário 3, apenas ¼ da área total para a produção, este aproveitamento influencia os resultados do uso do solo para toda a componente hídrica nacional e apresenta resultados muito acima da térmica a carvão.

Relativamente à energia eólica, os resultados gerados indicam que, em termos de impactes da poluição do ar, esta tecnologia emite maior emissões durante o seu ciclo de vida de produção. Este resultado é condicionado pelo factor de equivalência usado no método Ecoblok em relação a certos poluentes gerados a partir dos processos metalúrgicos de produção de aço e alumínio, constituintes principais de uma turbina eólica. A emissão de dioxinas e furanos tem consequências muito graves na saúde humana, daí os factores de equivalência serem bastante elevados.

As componentes fotovoltaica e a importação de electricidade mostraram-se pouco relevantes em termos de impactes em todos os indicadores durante o seu ciclo de vida. Em ambos os casos, dada a indisponibilidade de dados, foi utilizado o *Ecoinvent* em toda a análise. No entanto os dados da versão são referente ao ano de 2000, que poderá explicar a falta de representatividade da importação de electricidade. No ano 2000, a componente fotovoltaica tinha uma produção eléctrica ainda mais reduzida do que actualmente, o que pode explicar os baixos impactes em todos os indicadores. No anexo 4, apresenta-se uma Tabela síntese dos impactes por tipo de tecnologia.

Portugal precisa de conquistar mais autonomia energética, por razões económicas e ambientais. O aumento da produção de electricidade a partir de fontes renováveis melhora a nossa balança de pagamentos, cria empregos em áreas de inovação, aumenta a internacionalização das nossas empresas em mercados externos. Precisamos de aproveitar não só o vento mas também o sol a biomassa, a geotermia, as ondas e marés, não esquecendo que é na eficiência energética, em todos

os sectores de actividade, que os maiores ganhos económicos e ambientais serão conseguidos (Marques V. S., 2013 (Setembro 10 - 17)).

5.2 Desenvolvimentos futuros

Nos desenvolvimentos futuros, sugere-se a realização de uma análise de desempenho ambiental para as componentes de transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal, complementando a presente dissertação. Com um elevado potencial para a geração de energia eléctrica, a biomassa deveria ser alvo de uma análise económica e ambiental que permitisse compreender o sistema de produção de energia e os principais factores que permitissem elevar a biomassa no panorama nacional.

Em Portugal, a aplicação deste tipo de análise a sistemas energéticos é ainda bastante precário, apesar de existirem alguns estudos nesta matéria. Tendo Portugal um sistema de produção de energia eléctrica relativamente simples, este tipo de análise deveria ser mais aplicado, de modo a avaliar ambiental ou economicamente as actividades de produção de electricidade, suportar processos de tomada de decisão e avaliação da aplicabilidade das políticas nacionais nesta temática.

Referências Bibliográficas

- Abelho, S. G. (2011). *Armazenamento de Energia Eléctrica: cenários para o sistema eléctrico português*. Caparica, Portugal: Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Energias Renováveis - Conversão Eléctrica e Utilização Sustentável, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Althaus, H., Doka, G., Dones, R., Heck, T., Hellweg, S., Hischer, R., et al. (2007). *Overview and Methodology (Life Cycle Assessment)*. Budendorf, Suíça: Relatório elaborado por "Swiss Centre for Life Cycle Inventories".
- Amador, J. (2010). *Produção e consumo de energia em Portugal: Factos estilizados*. Lisboa, Portugal: Excerto do Boletim Económico, Banco de Portugal, 71 - 86.
- Ancona, D., & McVeigh, J. (2001). *Wind Turbine - Materials and Manufacturing Fact Sheet*. Washington, EUA: Relatório elaborado por "Office of Industrial Technologies", US Department of Energy by Princeton Energy Resources International, LLC.
- APA. (2013). *REA 2013, Portugal*. Lisboa, Portugal: Relatório do Estado do Ambiente 2013 - Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- APREN. (2009). *Energia renováveis - geotérmica*. Obtido em 12 de Agosto de 2014, de Associação de Energias Renováveis: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/geotermica/>
- APREN. (2009). *Energias Renováveis - Eólica*. Obtido em 8 de Julho de 2014, de Associação de Energias Renováveis: <http://apren.pt/pt/energias-renovaveis/eolica/>
- APREN. (2011). *Energias Renováveis - Solar*. Obtido em 7 de Junho de 2014, de APREN/energias renováveis/solar: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/solar/>
- Azevedo, J. T. (2001). *Cogeração*. Lisboa, Portugal: Apontamentos da Universidade Técnica de Lisboa, IST.
- Bauer, C., Bolliger, R., Tuchschnid, M., & Faist-Emmenegger, M. (2007). *Wasserkraft - Teil VIII*. Villigen, Suíça: Excerto do Guia do "Ecoinvent base data resources".
- Brazão, A. S. (2012). *Políticas para a produção da eficiência energética na indústria portuguesa*. Caparica, Portugal: Faculdade de Ciências e Tecnologia - UNL.
- Burger, B., & Bauer, C. (2007). *Windkraft - Teil XIII*. Villigen, Suíça: Excerto do Guia do "Ecoinvent base data resources".
- Campos, M. (2012). *Abordagem de Ciclo de Vida na Avaliação de Impactos Ambientais no processamento primário offshore*. Rio de Janeiro, Brasil.

- Campos, M. G. (2012). *Abordagem de Ciclo de Vida na Avaliação de Impactes Ambientais no processamento primário Offshore*. Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação para obtenção do grau em Engenharia do Ambiente, Escola Politécnica - Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Cardoso, C. (2011). *A interligação eléctrica entre Portugal e Espanha*. Lisboa, Portugal: Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa.
- Carmona, N. M. (2006). *Modelação econométrica da procura de electricidade e Portugal continental: uma aplicação empírica*. Lisboa, Portugal: Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em econometria aplicada, Universidade Técnica de Lisboa.
- Cogen. (2011). *Fundamentos da cogeração*. Porto, Portugal: Relatório (Associação Portuguesa para a eficiência energética e promoção da cogeração).
- Curran, Ann, M., Mann, M., & Norris, G. (19 de Junho de 2004). The international Workshop on Electricity data for Life Cycle Inventories. *Journal of Cleaner Production*, pp. 853 - 862.
- Curran, M. A. (8 de Março de 2013). Life cycle assessment: a review of the methodology and its application to sustainability. *Current opinion in Chemical Engineering (Elsevier)*, pp. 273 - 277.
- Curran, M. A., Mann, M., & Norris, G. (2002). *Input to the EPA Report on International Workshop on Electricity Data for LCI*. Cincinnati, Ohio, EUA: Relatório de National Renewable Energy Laboratory, Environmental Protection Agency.
- Damas, M. C. (2008). *Avaliação de cenários para a evolução do sistema energético em Portugal*. Porto, Portugal: Dissertação de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica - Universidade do Porto.
- DGEG. (2014). *Renováveis (estatísticas rápidas, nº 110, Abril de 2014)*. Lisboa, Portugal: Relatório mensal de Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- DGEG. (2014). *Renováveis, estatísticas rápidas nº110*. Lisboa, Portugal: Relatório mensal da Direcção Geral de Energia e Geologia .
- Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Heck, T., & Roder, A. (2007). *Life cycle inventories of energy systems: Results for current systems in switzerland and other UCTE countries*. Villigen e Uster, Suíça: Relatório elaborado pelo "Paul Scherrer Institut" e "ESU - services".
- D'Souza, N., Gbgbaje-Das, E., & Shonfield, P. (2011). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant*. Copenhaga, Dinamarca: Relatório elaborado por "Vestas Wind Systems A/S".
- EDP. (2009). *Distribuição de Electricidade*. Obtido em 14 de Julho de 2014, de www.edp.pt: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaodeelectricidade/Pages/Distribuiacao.aspx>

- ERSE. (2010). *Mecanismo conjunto de gestão a prazo da interligação Espanha-Portugal*. Lisboa, Portugal: Relatório da Comissão do Mercado de valores mobiliários.
- ERSE. (2013). *Principais desenvolvimentos no sector eléctrico e no sector do gás natural*. Lisboa, Portugal: Relatório Anual para a Comissão Europeia.
- ERSE. (2013). *Relatório de Balanço energético sintético*. Lisboa, Portugal: Ministério da Economia e do Emprego.
- ERSE. (2014). *Comercialização*. Obtido de www.erse.pt: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>
- EWEA. (2014). *Wind in power - european statistics (February 2014)*. Copenhaga, Dinamarca: Relatório mensal da autoria de "The European Wind Energy Association".
- Expósito, G. A., Conejo, J. A., & Canizares, C. (2009). *Electric Energy Systems - Analysis and Operation*. Burgos, Espanha: Páginas 254 - 300, CRC press.
- Faria, F. (2006). *O Sistema Electroprodutor da EDP*. Lisboa, Portugal: Excerto do relatório (Sistema Electroprodutor em Portugal), Museu da Electricidade e Energias de Portugal.
- Ferrão, P. C. (1998). *Introdução à gestão ambiental - a avaliação do ciclo de vida de produtos*. Lisboa, Portugal: Apontamentos_IST Press (Universidade Técnica de Lisboa).
- Ferreira, J. (2004). *Análise de ciclo de vida dos produtos*. Viseu, Portugal: Apontamentos referentes à cadeira de Gestão do Ambiente, no curso de Engenharia do Ambiente no Instituto Politécnico de Viseu.
- Ferreira, J., & Martins, F. (2008). Ventos de mudança. A energia eólica em Portugal. *1º Congresso de desenvolvimento regional de Cabo Verde / 2º Congresso Lusófono de ciência regional* (pp. 388 - 408). Lisboa, Portugal: Centro de estudos de Geografia e Planeamento Regional.
- Ferreira, M. M. (2007). *Avaliação de ciclo de vida de uma central hidroeléctrica*. Lisboa, Portugal: Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre, Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa.
- Finnveden, G., Hauschild, M., Ekvall, T., Guinée, J., Heijungs, R., Hellweg, S., et al. (29 de Agosto de 2009). Recent developments in Life Cycle Assessment. *Journal of Environmental Management*, pp. 1 - 21.
- Frankl, P., & Rubik, F. (23 de Novembro de 1999). Life-Cycle Assessment (LCA) in business, an overview on drivers, applications, issues and future perspectives. *Artigo científico*, pp. 185 - 194.
- Frischnetch. (2002). *Input to the EPA Report on the International workshop on Electricity Data for LCAI*.

- Garcia, R., Marques, P., & Freire, F. (2014). *Life-cycle assessment of electricity in Portugal*. Coimbra, Portugal: Artigo na revista Elsevier, Volume 134, 1 December 2014, Pages 563 - 572.
- Gonçalves, V. (2014). *O caminho para a viabilidade económica e ambiental da energia fotovoltaica*. Caparica, Portugal: Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Hunt, R., Boguski, T., Weitz, K., & Sharma, A. (1998). Case studies examining LCA Streamlining Techniques. *The international Journal of Life Cycle Assessment*, 36-42.
- IEA. (2011). *Energy for all - financing access for the poor*. Oslo, Norway: Excerpt of "World Energy Outlook 2011 Report".
- ISO. (2006). *ISO 14040:2006, Life Cycle Assessment: Principles and Framework*. International Organization for Standardization.
- Joanaz, J. M., Sousa, M. J., & Galvão, A. (2013). *Multi regional environmentally extended input-output analysis: a case study for Portuguese Agriculture*. Caparica, Portugal: Relatório desenvolvido em parceria entre CENSE (Centre for Research on Environment and Sustainability) e Faculdade de Ciências e Tecnologia - UNL.
- Jungbluth, N. (2007). *Sonnenkollektoranlagen, Teil XI*. Villigen, Suíça: Excerto do Guia do "Ecoinvent base data resources".
- Lima, I., Ramos, F., Bambace, L., & Rosa, R. (2008). Methane emissions from large dams as renewable energy resources: a developing nation perspective. In *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* (pp. 193 - 206). Revista Springer.
- Louro, I. M. (2013). *As dimensões ambientais da publicidade. Estudo de caso: ACV de uma campanha publicitária no formato MUPI*. Caparica, Portugal: Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Macedo, L., & de Melo, J. J. (2005). *Environmental performance evaluation through the "Ecoblok label"*. Caparica, Portugal: Relatório Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Faculdade de Ciências e Tecnologia - UNL.
- Marques, F. C., & dos Santos, F. N. (15 de Abril de 2012). *Energia eólica*. Obtido em 3 de Setembro de 2014, de evolucaoenergiaeolica: <http://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/>
- Marques, V. S. (2013 (Setembro 10 - 17)). Resiliência e sustentabilidade. *Jornal de Letras (semanal)*, 12.
- Martins, R., Ferreira, I., Fortunato, E., & Guimarães, L. (2010). *Materiais e Dispositivos fotovoltaicos*. Caparica, Portugal: Apontamentos cedidos na disciplina de Tecnologias de Energias

- Renováveis, Novembro de 2013 (Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia).
- Mateus, C. M. (2011). *Regulação da Variabilidade da Produção Eólica: Contribuição dos veículos eléctricos e outros sistemas de armazenamento de energia eléctrica*. Lisboa, Portugal: Dissertação de Mestrado para obtenção do grau em Engenharia de Energia e Ambiente, Universidade de Lisboa - Faculdade de Ciências.
- Meier, P. (2002). *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. Wiscousin, EUA: Dissertação para a obtenção do grau de Doutor em Filosofia (Recursos terrestres), Fusion Technology Institute - University of Wiscousin.
- Melo, J. J., & Pegado, C. (2002). *A method for integrated environmental performance evaluation a method for integrated environmental performance evaluation of companies and products (construction case-study)*. CENSE - FCT. Caparica, Portugal: Relatório Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Melo, J. J., Macedo, L., & Galvão, A. (2007). *Application of the Ecoblok method to eco-design - electric handdryers versus paper towels*. Caparica, Portugal: Relatório Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Negócios, J. d. (29 de Dezembro de 2008). <http://www.jornaldenegocios.pt>. Obtido em 15 de Agosto de 2014, de http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/detalhe/maior_parque_solar_fotovoltaico_do_mundo_comecedilou_a_funcionar_em_portugal.html
- Nina, M., & Vale, M. J. (2006). Impacte ambiental sobre os rios Tejo e Douro associados às centrais termoeléctricas. *8º Congresso da Água* (pp. 1 - 5). Rio de Mouro, Portugal: Artigo elaborado pela Associação portuguesa de Recursos Hídricos.
- OECD. (1992). *Expert Workshop on Life Cycle Analysis of Energy Systems*. Cincinnati, Ohio, EUA: National Risk Management Research Laboratory, US Environmental Protection Agency.
- Proença, E. (2007). *A energia fotovoltaica em Portugal, estado da arte e perspectivas de desenvolvimento*. Lisboa, Portugal: Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial, Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico.
- REN. (2006). *Potencial hidroeléctrico nacional - importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento*. Lisboa, Portugal: Relatório da Divisão de Planeamento de Centros Produtores (APREN e EDP produção).
- REN. (2013). *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede*. Lisboa, Portugal: Relatório Rede Electrica Nacional.

- REN. (2014). *Sector eléctrico*. Obtido em 23 de Setembro de 2014, de www.ren.pt: http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5
- Rubik, F., & Frankl, P. (2000). *Life Cycle Assessment in Industry and Business: adoption patterns, applications and implications*. Berlim, Alemanha: Springer-Verlag.
- Sousa, M. J. (2012). *Avaliação do desempenho do sector agrícola em Portugal*. Caparica, Portugal: Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- Tejo-Energia. (2011). *Relatório de Declaração Ambiental - Central Termoeléctrica do Pego*.
- Thomassen, M., Dalgaard, R., Heijungs, R., & de Boer, I. (1 de Maio de 2008). Attributional and consequential LCA of milk production. *LCA for energy systems and food products*, pp. 339 - 349.
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (3 de Setembro de 2013). Life cycle assesment (LCA) of electricity generation technologies - overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews (Elsevier)*, pp. 555 - 565.
- UN. (2013). *World of Population Prospects: The 2013 Revision*. United Nations Press Annual Report.
- Varun, Bhat, I. K., & Prakash, R. (14 de Setembro de 2008). LCA of renewable energy for electricity generation systems - A review. *Renewables and Sustainable Energy Reviews (Elsevier)*, pp. 1067 - 1073.
- WEC. (2013). *World Energy Scenarios - composing energy futures to 2050*. London, UK: Conseil Mondial de L'Énergie Report.
- Weidema, B. P., & Ekvall, T. (2004). System Boundaries and Input Data in Consequential Life Cycle Inventory Analysis. *LCA Methodology (Artigo científico)*, 161 - 171.

6 Anexos

6.1 Anexo 1 – Material usado na construção da turbina eólica média nacional

Tabela 6.1 - Percentagem de material usado nos componentes de uma turbina eólica;

Component/ Material (% by weight)	Large Turbines and (<i>Small Turbines</i> ¹)							Carbon Filament Reinforced Plastic ⁴
	Permanent Magnetic Materials	Pre- stressed Concrete	Steel	Aluminum	Copper	Glass Reinforced Plastic ⁴	Wood Epoxy ⁴	
Rotor								
Hub			(95) - 100	(5)				
Blades			5			95	(95)	(95)
Nacelle ²	(17)		(65) - 80	3 - 4	14	1 - (2)		
Gearbox ³			98 -(100)	(0) - 2	(<1) - 2			
Generator	(50)		(20) - 65		(30) - 35			
Frame, Machinery & Shell			85 - (74)	9 - (50)	4 - (12)	3 - (5)		
Tower		2	98	(2)				

Notes:

1. Small turbines with rated power less than 100 kW- (listed in italics where different)
2. Assumes nacelle is 1/3 gearbox, 1/3 generator and 1/3 frame & machinery
3. Approximately half of the small turbine market (measured in MW) is direct drive with no gearbox
4. Rotor blades are either glass reinforced plastic, wood-epoxy or injection molded plastic with carbon fibers

6.2 Anexo 2 – Caracterização do parque eólico nacional

Tabela 6.2 - Caracterização do parque electroprodutor eólico nacional;

Marca	Modelo	Nave + Pás (kg)	Torre (kg)	Peso total (kg)	Categoria potência (kW)	Escala de Potência	Número de aerogeradores	Número total de aerogeradores	Peso Total Pás (kg)	Peso Total Torre (kg)	Potência total
AEROMAN		1875,2	5369,2	7244,4	20	30	2	38	3750,4	10738,4	1140
AEROMAN	30				36		67507,2		193291,2		
NORDTANK	130				9		44163		135171		
WINWORLD	W-2800/150	4907	15019	19926	150	150	113	160	554491	1697147	24000
ENERCON	225				4		19628		60076		
ENERCON	300				34		166838		510646		
ENERCON	E-40				500		151		4409200	14949000	
ENERCON	E-40/6.44				600	600	175	175	5110000	17325000	105000
VESTAS	V47	27600	49000	76600	660	660	52	52	1435200	2548000	34320
NEG-MICON	NM 750-48	34414	69735	104149	750	800	12	30	412968	836820	24000
ENERCON	E-48				800		18		619452	1255230	
VESTAS	V52-850	32000	60000	92000	850	850	56	129	1792000	3360000	109650
NEG-MICON	NM 900-52				900		73		2336000	4380000	
WinWinD	WWD 1	83100	111000	194100	1000	1200	8	193	664800	888000	231600
ENERCON	E-58				1200		2		166200	222000	
BONUS	BONUS 1300				1300		183		15207300	20313000	
GEWE	GEWE-1.5s	90000	117000	207000	1500	1650	130	169	11700000	15210000	278850
VESTAS	V66-1.65		1650		39		3510000		4563000		
ECOTECNIA	ECO80		122000	212000	1670	1750	128	136	11520000	15616000	238000
VESTAS	V66-1.75	1750	8	720000	976000						
Enercon	E-66/18.70	99000	120000	219000	1800	1800	66	3608	6534000	7920000	6494400
ENERCON	E-70 E4				2000		3542		3,51E+08	4,25E+08	
REpower	MM82	73200	95000	168200	2050	2500	34	302	2488800	3230000	755000
SUZLON	S-88				2100		136		9955200	12920000	
NORDEX	N90				2500		132		9662400	12540000	
VESTAS	V90	115000	152000	267000	3000	3000	310	310	35650000	47120000	930000
Gerador médio									87182,82	112565,4	1705,751

6.3 Anexo 3 – Principais aproveitamentos hidroelétricos

Tabela 6.3 - Principais aproveitamentos hídricos em albufeira

Nome	Área inundada ao NPA (m ²)	Produção (GWh)
Agueira	20000000	209,6
Alqueva II	250000000	269
Alqueva		
Alto Lindoso	1050000	948
Alto Rabagao	22120000	97
Andorinhas	210000	19
Arade	1820000	1,35
Belver	2860000	176
Bemposta	4050000	1086
Bouça	5000000	157,2
Boucoais Sonim	15300	30
Caldeirão	660000	45
Caniçada	6890000	346
Carrapatelo	9520000	870,6
Castelo de Bode	32910000	390
Cercosa	20000	9,65
Covão do Ferro	65000	2,4
Crestuma	12980000	3669
Fratel	10000000	347,5
Freigil	33000	10,3
Gameiro	72000	2,86
Guilhofrei	1630000	11
Idanha	6780000	4,5
Lagoa Comprida	750000	48
Maranhão	19600000	13,1
Miranda	1220000	1036,3
Montargil	16460000	5,9
Odeare	2850000	1
Paradela	3800000	253
Pedrogão	11040000	45
Pego do Altar	6550000	5,2
Penide	690000	22,3
Picote	2440000	1038
Pocinho	8290000	534
Povoa	2360000	1,6
Pracana	5500000	61,8
Raiva	2300000	44,8
Rebordelo	460000	24
Régua	8500000	738
Salamonde	2420000	232
Santa Clara	19860000	1,9
Santa Luzia	2460000	55
Senhora de Monforte	23000	32,9
Serra Serrada	264700	8,71
Sordo	84000	25
Touvedo	1720000	67
Vale do Gaio	5500000	2,6
Vale do Rossim	370000	28
Valeira	7950000	801
Varosa	700000	60
Venda Nova	4000000	389
Vilar	6700000	148
Vilarinho das Furnas	3460000	225
TOTAL	537007000	14650,07

6.4 Anexo 4 – Indicadores EcoBlok por tecnologia (mix eléctrico nacional)

Tabela 6.4 - Indicadores Ecoclok para cada tecnologia considerada (cenário de rede)

		2009	2010	2011	2012
Central de Lares	WA (m3 eq/kWh)	0	4734305	10044584	3989632
	RE (kg eq/kWh)	0	551407908	1169900055	464675324
	LU (m2.a eq/kWh)	0	9834107	20864630	8287271
	GHG (kg CO2 eq/kWh)	0	866097577	1837564510	729866522
	PA (kg NOx eq/kWh)	0	105393165	223608453	88815562
	PWL (kg N eq/kWh)	0	23740663	50369612	20006423
Central do ribatejo	WA (m3 eq/ano)	15951826	8530849	3126742	797715
	RE (kg eq/ano)	1884078924	1002983252	366418567	88303359
	LU (m2.a eq/ano)	37600407	17028910	6366144	1647870
	GHG (kg CO2 eq/ano)	842174677	447916441	165270541	122590395
	PA (kg NOx eq/ano)	783174108	422362823	155571833	26824385
	PWL (kg N eq/ano)	76668946	34186145	13212487	4407209
TOTAL	WA (m3 eq/ano)	15951826	13265154	13171326	4787347
	RE (kg eq/ano)	1884078924	1554391160	1536318622	552978683
	LU (m2.a eq/ano)	37600407	26863017	27230774	9935141
	GHG (kg CO2 eq/ano)	842174677	1314014018	2002835051	852456917
	PA (kg NOx eq/ano)	783174108	527755988	379180285	115639946
	PWL (kg N eq/ano)	76668946	57926807	63582099	24413632
Central de Sines	WA (m3 eq/ano)	21542941	27595591	18455896	22911520
	RE (kg eq/ano)	4907460728	2648246404	3998173099	4971864341
	LU (m2.a eq/ano)	276321096	156724592	206035085	253078493
	GHG (kg CO2 eq/ano)	8322544248	4658046674	6725739347	8374609588
	PA (kg NOx eq/ano)	241198409	298060974	464961423	267574436
	PWL (kg N eq/ano)	1500965748	791787580	1078042863	1362076184

Central do Pego	WA (m3 eq/ano)	19106894	10541756	13925753	0
	RE (kg eq/ano)	1830913147	974882989	1293110223	0
	LU (m2.a eq/ano)	109121997	57797488	70500673	0
	GHG (kg CO2 eq/ano)	3226090937	1672381367	2303502460	0
	PA (kg NOx eq/ano)	71724267	93205777	142448956	0
	PWL (kg N eq/ano)	600411166	299581191	374164783	0
TOTAL	WA (m3 eq/ano)	40649836	38137347	32381649	22911520
	RE (kg eq/ano)	6738373875	3623129393	5291283322	4971864341
	LU (m2.a eq/ano)	385443093	214522080	276535757	253078493
	GH (kg CO2 eq/ano)	11548635185	6330428041	9029241807	8374609588
	PA (kg NOx eq/ano)	312922676	391266751	607410379	267574436
	PWL (kg N eq/ano)	2101376914	1091368771	1452207646	1362076184
Tunes	WA (m3 eq/kWh)	5960	0	0	0
	RE (kg eq/kWh)	846597	0	0	0
	LU (m2.a eq/kWh)	13623	0	0	0
	GHG (kg CO2 eq/kWh)	2490747	0	0	0
	PA (kg NOx eq/kWh)	316020	0	0	0
	PWL (kg N eq/kWh)	39815	0	0	0
Eólica	WA (m3 eq/ano)	967311	1165318	1169658	1309833
	RE (kg eq/ano)	187147749	225456599	226296380	253416379
	LU (m2.a eq/ano)	77909476	93857423	94207024	105497060
	GHG (kg CO2 eq/ano)	71532328	86174883	86495867	96861777
	PA (kg NOx eq/ano)	263489608	317425517	318607864	356790732
	PWL (kg N eq/ano)	97361086	117290748	117727633	131836445
Albufeira	WA (m3 eq/ano)	295838,5624	570900,7755	372730,7587	251497,3254
	RE (kg eq/ano)	166899880,5	322078604,1	210279277,3	141884388,6
	LU (m2.a eq/ano)	616467864,2	1189642009	776695684,4	524069674,2
	GHG (kg CO2 eq/ano)	19926442,55	38453477,5	25105577,81	16939803,13

	PA (kg NOx eq/ano)	5281047,891	10191214,8	6653659,249	4489507,416
	PWL (kg N eq/ano)	5443563,821	10504833,38	6858415,131	4627664,934
Fio-de-água	WA (m3 eq/ano)	256448,597	454141,104	360210,1566	169469,3498
	RE (kg eq/ano)	130929480,3	231861119,2	183904802,6	86522344,66
	LU (m2.a eq/ano)	96305836,11	170546609,5	135272100,2	63641944,69
	GHG (kg CO2 eq/ano)	19469455,37	34478176,35	27346983,56	12866032,34
	PA (kg NOx eq/ano)	5344875,63	9465162,794	7507463,523	3532062,987
	PWL (kg N eq/ano)	5933352,66	10507288,24	8334043,999	3920947,235
Bombagem	WA (m3 eq/ano)	7321825,528	3936368,026	5706869,614	10965553,5
	RE (kg eq/ano)	650397633,1	351059037,1	508958547,2	977946327,1
	LU (m2.a eq/ano)	990216400,6	2147119760	3112852365	5981238656
	GHG (kg CO2 eq/ano)	923953352,1	496556989,1	719898641,1	1383260456
	PA (kg NOx eq/ano)	151759983,2	81570451,05	118259249,5	227231076,7
	PWL (kg N eq/ano)	130943455,8	70380598,03	102036418,8	196059465,9
TOTAL	WA (m3 eq/ano)	7874113	4961410	6439811	11386520
	RE (kg eq/ano)	948226994	904998761	903142627	1206353060
	LU (m2.a eq/ano)	1702990101	3507308379	4024820149	6568950275
	GHG (kg CO2 eq/ano)	963349250	569488643	772351202	1413066291
	PA (kg NOx eq/ano)	162385907	101226829	132420372	235252647
	PWL (kg N eq/ano)	142320372	91392720	117228878	204608078
Fotovoltaica	WA (m3 eq/Ano)	156071,008	208744,9732	273124,264	383349,4134
	RE (kg eq/Ano)	8050452,476	10767480,19	14088291,83	19773923,89
	LU (m2.a eq/Ano)	678045,0106	906885,2016	1186578,768	1665448,057
	GHG (kg CO2 eq/Ano)	8106580,149	10842550,95	14186515,26	19911787,49
	PA (kg NOx eq/Ano)	17635485,87	23587462,35	30862100,27	43317162,17
	PW (kg N eq/Ano)	5668119,032	7581109,205	9919208,306	13922317,37
Importação de energia	WA (m3 eq/Ano)	39460	30195	35016	55913
	RE (kg eq/Ano)	2594545	1985349	2302344	3676345

eléctrica	LU (m2.a eq/Ano)	215808	165136	191503	305789
	GHG (kg CO2 eq/Ano)	3838586	2937291	3406279	5439091
	PA (kg NOx eq/Ano)	519061	397186	460604	735485
	PW (kg N eq/Ano)	685140	524270	607979	970811