



Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Liliana Vila Nova Fernandes

**Um sistema elétrico 100% renovável na geração
de eletricidade: o caso português**

Dissertação de Mestrado em Gestão Ambiental

Trabalho realizado sob a orientação da:
Professora Doutora Paula Varandas Ferreira

Dezembro de 2012

“Querem que vos ensine o modo de chegar à ciência verdadeira? Aquilo que se sabe, saber que se sabe; aquilo que não se sabe, saber que não se sabe; na verdade é este o saber.”

Confúcio

AGRADECIMENTOS

Aqui expresso o meu agradecimento a todos aqueles que, de uma forma ou de outra, foram os pilares que me fizeram aguentar todas as horas de dedicação e esforço aplicadas a este trabalho.

À Professora Doutora Paula Varandas Ferreira, supervisora científica desta dissertação, por todo o conhecimento transmitido, pela sua orientação, disponibilidade e empenho sempre presentes. A si professora, devo muitos dos objetivos atingidos.

Aos técnicos da REN pela disponibilidade no fornecimento de dados essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho e amigos, Maria José Santos, Bruno, Alexandrina, Nuno, Zé, Maria José Moutinho, Júlio, Patrícia, Raquel, Fernando, Lourenço, Paula, Isabel, Teresa, Bárbara, Pedro, Vítor, Orlando e Arnaldo, pelo companheirismo e paciência que demonstraram ao longo deste ano.

Aos meus amigos MeGA, Xani, Luís, Sandra, Dino, Cláudia, Hernâni, Andreia, Marta e Fátima, pelo incentivo, apoio e horas de partilha de uma amizade que me ensinou o verdadeiro significado da palavra sensatez.

Aos meus amigos leais de sempre, Marta, Vera, Filipa Lucas, Marilene, Filipa Costa, Márcio, Isabel, Mafalda, Maldonado, Joana, João Pedro, Liliana Miranda, Liliana Salgado e Hugo, por terem acreditado e por me terem feito acreditar.

Um sentido agradecimento à Ana Cláudia, por todas as horas de ensinamento e por me ter feito despertar o gosto pela ciência. Devo a ti, irmã, tudo o que sou hoje e não mais esquecerei que “Conhecimento é Poder”.

Aos meus pais e irmão, pela aprendizagem de valores como autonomia, confiança, honestidade e capacidade de iniciativa. Sem o seu amor incondicional, não teria aprendido a caminhar.

Este trabalho foi financiado pelos Fundos FEDER através do Programa Operacional Fatores de Competitividade – COMPETE e pelos Fundos Nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia no âmbito dos projetos FCOMP-01- 0124-FEDER-011377 e Pest-OE/EME/UI0252/2011.

RESUMO

Portugal tem apresentado, historicamente, uma elevada dependência da importação de combustíveis fósseis no que respeita ao setor energético, o que tem levado a uma aposta no desenvolvimento das energias renováveis, enquadrada por uma estratégia europeia que objetiva “*uma energia competitiva, sustentável e segura*” defendendo que prioridade deve ser dada às energias renováveis no setor da produção de eletricidade.

No que respeita a este setor, a premente necessidade de equilibrar a procura e oferta, bem como a crescente preocupação com as questões ambientais, tem conduzido a um investimento cada vez mais significativo na exploração das fontes de energia renováveis (FER) procurando-se estratégias eficientes quer do ponto de vista económico, quer social ou ambiental.

Desta forma, à semelhança do que vem sendo estudado noutros países, este trabalho visa apresentar uma abordagem a um sistema elétrico 100% renovável em Portugal, validado com modelos de análise de sistemas de energia, e tendo em consideração objetivos de minimização de custos e perspectivas de desenvolvimento futuro das tecnologias de geração de eletricidade.

O presente trabalho reporta-se à construção de cenários no que respeita ao Sistema Elétrico Português e suas principais características, sustentados na aplicação do modelo EnergyPLAN. Foram analisadas diferentes estratégias futuras definidas em função do crescimento esperado do consumo de eletricidade e da quota de renováveis. Os resultados puseram em evidência a importância da interligação como mecanismo de estabilização do sistema elétrico quando fortemente dependente de fontes de produção variável, como se verifica em cenários próximos do 100% renovável. Por outro lado, destaca-se ainda a diferente estrutura de custos obtida em cada cenário, resultante por um lado do baixo custo marginal associado a tecnologias renováveis e por outro dos seus elevados investimentos.

ABSTRACT

Portugal has been demonstrating over the years a high dependence of imported fossil fuels, especially with regard to the energy sector. This situation led to the increasing development of renewable energy projects, framed by an European strategy, aimed at creating “*a competitive, sustainable and secured renewable energy system*” with particular emphasis given to the electricity production sector.

With regard to this electricity sector, the urgent need to balance supply and demand as well as the growing concern about environmental issues opened way to a significant investment in the exploitation of renewable energy sources (RES) looking for more efficient strategies in terms of economic and social or environmental dimensions. Thus, following different studies focusing in other countries, this paper presents an approach to a 100% renewable electricity system in Portugal. The analysis was validated according to well known models of energy systems planning, taking into consideration the minimizing costs objective and the development prospects of future technologies for power generation.

The present work proposes the construction of scenarios regarding the Portuguese electrical system and its main features, supported by the application of the model EnergyPLAN. Different strategies for the future were analyzed, defined according to the expected electricity consumption and renewable share. The importance of the interconnection as stabilization measure for a system highly dependent on renewable energy sources of variable output is put in evidence. The results also establish that the cost structure of each scenario is mainly driven by the low marginal cost of renewable technologies along with their high investment costs.

ÍNDICE

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	vi
Índice de Figuras	viii
Índice de Tabelas	xi
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	xiii
1. Introdução	2
2. Energia no Mundo	8
2.1 Importância do setor elétrico.....	8
2.2 As energias renováveis na geração de eletricidade.....	30
3. Energia em Portugal	42
3.1 Introdução.....	42
3.2 O consumo de energia em Portugal.....	44
3.3 O sistema elétrico português.....	48
3.4 As energias renováveis em Portugal.....	52
4. Integração de energias renováveis em sistemas de energia	60
4.1 Introdução.....	60
4.2 Modelos e cenários 100% renováveis na geração de eletricidade.....	61
5. O modelo EnergyPLAN	70
5.1 Caracterização do modelo.....	70
5.2 Aplicação ao planeamento energético.....	71
6. Cenários 100% renováveis na geração de eletricidade em Portugal	78
6.1 Pressupostos e dados.....	78
6.1.1 Cenário 1.....	79
6.1.2 Cenário 2.....	82
6.1.3 Cenário 3.....	86

6.1.4	Cenário 4	90
6.2	Custos e emissões CO ₂	92
6.3	Resultados e análise	96
6.3.1	Análise Técnica	96
6.3.2	Análise Económica	109
7.	Conclusões e Recomendações	114
8.	Referências Bibliográficas	122
Anexos		132
Anexo 1	– Diagramas de Carga da REN, Menu Input - EnergyPLAN	132
Anexo 2	– Menu District Heating - EnergyPLAN	133
Anexo 3	– Menu Renewable Energy - EnergyPLAN	133
Anexo 4	– Menu Industry - EnergyPLAN	134
Anexo 5	– Menu Regulation - EnergyPLAN	134
Anexo 6	– Consumo elétrico, produção de eletricidade e balanços elétricos - exemplos	135
Anexo 7	– Custo investimento, custos marginais e valores anuais	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1	Consumo de energia no Mundo, por grupo de países, entre 2008 e 2035 (quatriliões de BTu)	9
Figura 2-2	Consumo de energia no Mundo, nos países membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (quatriliões de BTu)	10
Figura 2-3	Consumo de energia no Mundo, nos países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (quatriliões de BTu)	11

Figura 2-4 Capacidade instalada de geração de eletricidade, entre os países membros da OCDE e os países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW)	12
Figura 2-5 Capacidade instalada de geração de energia, nos países membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW)	13
Figura 2-6 Capacidade instalada de geração de energia, nos países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW).....	13
Figura 2-7 a) Consumo de energia, por tipo de fonte, nos países membros da OCDE, em 2008 (percentagem calculada pelo total mundial);	15
Figura 2-8 a) Consumo de energia, por tipo de fonte, nos países não membros da OCDE, em 2008 (percentagem calculada pelo total mundial);	16
Figura 2-9 Geração total de eletricidade, nos países membros e não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (Biliões kWh).....	17
Figura 2-10 a) Geração de eletricidade, por fonte de energia, no Mundo, em 2008	18
Figura 2-11 Consumo de energia, no Mundo, pelo seu uso final entre 2008 e 2035 (Quatriliões Btu)	19
Figura 2-12 Consumo de energia, nos países membros da OCDE, pelo seu uso final entre 2008 e 2035 (Quatriliões Btu).....	20
Figura 2-13 Consumo de energia, nos países não membros da OCDE, pelo seu uso final entre 2008 e 2035 (Quatriliões Btu).....	20
Figura 2-14 Intensidade de dióxido de carbono no Mundo, por produção de energia, entre 2008 e 2035.....	21
Figura 2-15 Índice de dependência energética externa, em percentagem, na União Europeia (27 países) entre 2000 e 2030.....	23
Figura 2-16 Consumo de energia, em Mtep, na União Europeia (27 países), entre 2000 e 2030 Fonte: Elaboração própria (Eurostat; European Comission, 2009)	24
Figura 2-17 a) Consumo, por fonte de energia, na União Europeia (27 países) em 2010.	25
Figura 2-18 a) Capacidade de geração de eletricidade, por fontes de energia, na União Europeia (27 países), em 2010.....	26

Figura 2-19 a) Produção de energia, por tipo de fonte, na União Europeia (27 países), em 2010; b) Produção de energia, por tipo de fonte, na União Europeia (27 países), em 2030	27
Figura 2-20 a) Procura de energia, por setor de atividade, na União Europeia (27 países), em 2010.....	28
Figura 2-21 Intensidade de carbono, por produção de energia, na União Europeia (27 países), entre 2000 e 2030.....	29
Figura 3.2-1 Índice de dependência energética externa, em percentagem, em Portugal entre 2000 e 2030.....	44
Figura 3.2-2 Consumo de energia primária, em Portugal, entre 2000 e 2011	45
Figura 3.2-3 Consumo de energia primária, em Portugal, por tipo de fonte, em 2010 e 2020.....	46
Figura 3.2-4 Consumo de energia final, por setor, em Portugal, em 2010 e 2020	47
Figura 6-1 Total de potência instalada das FER	97
Figura 6-2 Consumo elétrico calculado no EnergyPLAN	97
Figura 6-3 Integração das FER na produção de eletricidade	99
Figura 6-4 Produção de eletricidade a partir das FER	99
Figura 6-5 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 1	101
Figura 6-6 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 2	101
Figura 6-7 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 3	102
Figura 6-8 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 4	102
Figura 6-9 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 1 – Fevereiro	104
Figura 6-10 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 1 – Agosto	105
Figura 6-11 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 4 – Fevereiro	106

Figura 6-12 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 4 – Agosto	106
Figura 6-13 Valores médios anuais dos balanços elétricos	108
Figura 6-14 Custos marginais por cenário	111
Figura 6-15 Custo médio por cenário	111

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 Objetivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020	40
Tabela 3-1 Previsão de Novas Centrais Hidroelétricas (PRO)	51
Tabela 6-1 Dados técnicos no Cenário 1	81
Tabela 6-2 Cálculos relativos às albufeiras no Cenário 1	82
Tabela 6-3 Dados técnicos no Cenário 2	84
Tabela 6-4 Dados técnicos no Cenário 3	88
Tabela 6-5 Dados técnicos no Cenário 4	91
Tabela 6-6 – Dados económicos	93

LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

BTu - é um acrónimo para British Thermal Unit (ou Unidade térmica Britânica). É uma unidade de medida não-métrica utilizada principalmente nos Estados Unidos, mas também no Reino Unido. É uma unidade de energia que é equivalente a 1 055,05585 joules.

CEEP - Critical Excess Electricity Production.

CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão de Gases com Efeito de Estufa.

CO₂ – Dióxido de carbono.

DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia..

EDP – Eletricidade de Portugal.

EEA – European Environment Agency (Agência Europeia do Ambiente).

EEEP – Exportable Excess Electricity Production.

EIA – Energy Information Administration (Administração de Informação de Energia).

ENE – Estratégia Nacional para a Energia.

EN AAC - Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

FER – Fontes de Energia Renováveis.

FIT – Tarifas feed-in.

GEE – Gases com Efeito de Estufa.

GWh – GigaWatt-hora.

IEA – Internacional Energy Agency (Agência Internacional de Energia).

IPCC – Intergovernmental Painel on Climate Change (Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas).

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade.

MW – MegaWatt.

O&M – Operação e Manutenção.

PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade.

PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

PNBEPH - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico.

PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética.

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis.

PNALE – Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão.

PRE – Produção em Regime Especial.

PRO – Produção em Regime Ordinário.

Mtep – Milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

NEA – Nuclear Energy Agency (Agência Nuclear de Energia).

REN – Rede Elétrica Nacional.

RNBC - Roteiro Nacional de Baixo Carbono.

RNT - Rede Nacional de Transporte.

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos.

SEN – Sistema Elétrico Nacional.

SENDECO₂ – Sistema Eletrónico de Negociação de Direitos de Emissão de Dióxido de Carbono.

CAPÍTULO 1.

Introdução

1. INTRODUÇÃO

“O controlo do consumo de energia na Europa e a utilização crescente de energia proveniente de fontes renováveis, a par da poupança de energia e do aumento da eficiência energética, constituem partes importantes do pacote de medidas necessárias para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, bem como outros compromissos, assumidos a nível comunitário e internacional. Estes fatores têm também um importante papel a desempenhar na promoção da segurança do aprovisionamento energético, na promoção do desenvolvimento tecnológico e da inovação e na criação de oportunidades de emprego e desenvolvimento regional.” (Comissão Europeia, 2009).

O reconhecimento da necessidade de aproveitamento de oportunidades que potenciem o crescimento económico aliado a uma política energética sustentável, tem conduzido a investimentos em fontes de energia renováveis (FER) que visam, por sua vez, atingir metas que traduzam impactos positivos ao nível do desenvolvimento regional e local.

Atendendo ao facto de que a energia constitui um motor de crescimento da economia e desenvolvimento sustentável, é imperioso que se assista a uma mudança de paradigma onde as fontes renováveis de energia passem a ser mais do que uma necessidade ambiental e vistas como uma estratégia para a segurança, desenvolvimento e inovação. É reconhecida a existência de potencial efetivo para o desenvolvimento das FER em Portugal, concretizado no crescente ónus que tem vindo a alcançar, sobretudo na produção de energia elétrica. Portugal mantém-se no entanto como um dos países da União Europeia com maior dependência energética (no ano de 2010, a Eurostat apontava um índice de dependência energética para Portugal na ordem dos 75,55%).

No ano de 2010, 54% da eletricidade produzida em Portugal era baseada na utilização das FER e aproximadamente 25% do consumo final de energia primária era feito com recurso a energias renováveis (DGEG *et al.*, 2012), dispondo de um regime de acesso à rede elétrica que dá prioridade às FER, impulsionado pela criação de tarifas

diferenciais para a energia elétrica produzida em centrais renováveis, as designadas *tarifas feed-in* (FIT)¹.

A Comunicação da Comissão Europeia de Novembro de 2010 agrega os objetivos da política energética projetados para 2020, ambicionando manter os países da União Europeia, nos quais se incluem Portugal, na liderança da revolução energética.

Com base nos cinco principais eixos desta Comunicação, a política energética nacional estabeleceu como objetivos primordiais (Comissão Europeia, 2010):

↳ «Garantir o cumprimento dos compromissos nacionais no contexto das políticas europeias de energia e de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 31% do consumo final bruto de energia, 60% da eletricidade produzida e 10% do consumo de energia no setor dos transportes rodoviários tenham origem em fontes renováveis»;

↳ «Reduzir a dependência energética do exterior, baseada no consumo e importação de combustíveis fósseis, para cerca de 74% em 2020, a partir de uma crescente utilização de recursos energéticos endógenos»;

↳ «Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas, possibilitando uma redução de importações»;

↳ «Consolidar o cluster industrial associado à energia eólica e criar novos clusters associados às novas tecnologias do sector das energias renováveis»;

↳ «Promover o desenvolvimento sustentável, criando condições para o cumprimento dos compromissos assumidos pelo País em matéria de redução de emissões de gases com efeito de estufa, através de uma maior utilização das FER e da eficiência energética».

Embora o crescimento económico para Portugal se encontre estagnado ou mesmo em contração, resultado da adversa conjuntura económica internacional e nacional, perspetiva-se um consumo final bruto de energia considerável. Desta forma, foi estabelecido que o desenvolvimento da produção nacional assentará no aumento

¹ Estas tarifas funcionam como um subsídio atribuído aos produtores de energias renováveis como forma de incentivo aos investidores. As FIT são diversificadas por tipo de energia renovável, com uma duração pré-definida e são, igualmente, acompanhadas pela obrigatoriedade de compra da produção de energia renovável. O tempo de duração da remuneração deve assegurar que os investidores obtenham o retorno do respetivo investimento (Sousa, 2010).

articulado da capacidade instalada a nível hídrico e eólico, com um ênfase no desenvolvimento das tecnologias de aproveitamento da energia solar e outras FER como a biomassa, biogás, geotérmica e energia das ondas.

Neste contexto, e de forma a reduzir a dependência de combustíveis fósseis e otimizar o sistema elétrico, têm surgido metodologias que permitem analisar a construção de cenários futuros atendendo a sistemas renováveis de geração de eletricidade, que perspetivam um desenvolvimento sustentável e envolvem custos esperados de geração de eletricidade, emissões de CO₂ do país e custos e benefícios externos (externalidades). Este tipo de estudos tem sido, geralmente, acompanhado de ferramentas informáticas que auxiliam na tomada de decisão, prevendo cenários e apontando otimizações em cada um dos indicadores que regem o sistema elétrico.

Este trabalho surge neste âmbito, propondo a aplicação do modelo EnergyPLAN adaptado ao caso português, atendendo à complexidade da introdução de um sistema elétrico 100% renovável. O EnergyPLAN é um dos modelos mais reconhecidos na área do planeamento energético (Connolly *et al.*, 2011) tendo a sua aplicação dado origem a diversos estudos em vários países e regiões. Este modelo de computador, baseado em entradas/saídas (input/output), traduz uma simulação que visa assistir a elaboração de estratégias energéticas.

O projeto de implementação deste tipo de sistemas elétricos enfrenta vários desafios, entre os quais a integração dos diferentes tipos de energia renováveis, transporte, capacidade de armazenamento e custos de investimento. Avizinham-se, porém, mudanças drásticas que colocarão em causa a competitividade, a sustentabilidade e alterações climáticas e que exigem, por sua vez, uma cultura de eficiência e de integração que se apoie em soluções inovadoras.

A estrutura desta dissertação apresenta-se composta por sete capítulos. No primeiro capítulo, é apresentada a introdução ao estudo onde faz parte a justificação para a escolha do mesmo.

O segundo capítulo inclui uma perspetiva atual e futura da energia no Mundo, salientando a importância do setor elétrico e a aposta nas energias renováveis. Neste

capítulo, descrevem-se, ainda, os principais indicadores energéticos dos países da União Europeia, estabelecendo uma comparação entre os mesmos.

No terceiro capítulo, pretende-se abordar a disposição do setor elétrico português e as suas potencialidades e adversidades, atendendo à legislação e conjuntura económica em vigor. Este capítulo visa ainda descrever o estado atual das energias renováveis no país, bem como metas a atingir.

O quarto capítulo diz respeito à exemplificação da integração de energias renováveis em sistemas de energia, onde se identificam e discutem modelos e cenários 100% renováveis na geração de eletricidade aplicados a alguns locais do Mundo.

De seguida, no quinto capítulo, apresenta-se a metodologia utilizada com base no modelo EnergyPLAN, descrevendo as suas principais vantagens e desvantagens na aplicação ao planeamento energético. Neste capítulo, procura-se, igualmente, apresentar exemplos práticos do modelo e o seu desempenho nalguns sistemas elétricos específicos.

O sexto capítulo diz respeito aos cenários 100% renováveis ao nível da geração de eletricidade em Portugal, onde é feita uma esquematização dos pressupostos e dados usados no software supra citado. Este capítulo descreve ainda a modelação realizada, bem como uma análise aos resultados da otimização técnica e custos associados aos cenários estabelecidos.

As conclusões e recomendações são apresentadas no sétimo e último capítulo, onde se descreve o percurso deste trabalho, as vantagens encontradas e inconvenientes. Realiza-se, igualmente, uma comparação dos valores obtidos e sugerem-se caminhos a seguir na temática em estudo.

Um sistema elétrico 100% renovável na geração de eletricidade:
o caso Português

CAPÍTULO 2. Energia no Mundo

2. ENERGIA NO MUNDO

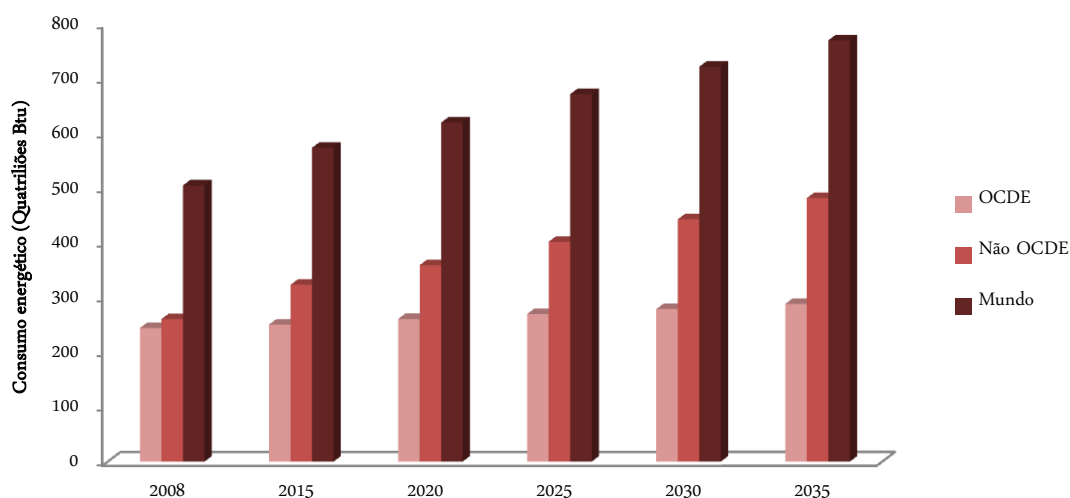
2.1 Importância do setor elétrico

A energia permite melhorar a vida quotidiana das pessoas e constitui a essência das economias modernas. Para as nações mais desenvolvidas, a energia serve como impulsionadora de serviços que proporcionem melhores condições de vida e as coloquem na vanguarda das tecnologias. Para as nações em desenvolvimento, o desenvolvimento de fontes de energia fiáveis e a preços acessíveis permitirá apoiar e acelerar mudanças para um futuro melhor.

“Uma energia segura, sustentável e a preço comportável” (Comissão Europeia, 2010), traduzir-se-á num crescimento económico eficiente, baseado na expansão da indústria, modernização da agricultura, ampliação do comércio e rede de transportes eficaz.

Baseada nesta premissa, surge a importância de uma análise consistente ao estado da situação energética a nível mundial.

Prevê-se que o consumo mundial de energia aumente em 53%, de, aproximadamente, 505 quatrilhões de Btu (British Thermal Unit) em 2008 para, aproximadamente, 770 quatrilhões em 2035 (EIA, 2011), conforme se pode constatar na Figura 2-1.



**Figura 2-1 Consumo de energia no Mundo, por grupo de países, entre 2008 e 2035
(quadrilhões de BTu)**

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

A Figura anterior demonstra um aumento do consumo de energia, intimamente relacionado com a recuperação das nações após a recessão mundial de 2008-2009, como resultado do crescimento económico e da população. De acordo com a Energy Information Administration (EIA, 2011), “O consumo de energia nos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) tem crescido de forma mais lenta (taxa média anual de 0,6%), enquanto que nas economias emergentes dos países não-membros da OCDE se expande a uma média de 2,3% por ano”.

O crescimento traduzido numa recuperação lenta, mesmo nos países com uma economia mais avançada, da recessão de 2008/2009, baseia-se em fatores como o elevado desemprego e baixos rendimentos internos, bem como sistemas de mercado que ainda permanecem débeis.

Contudo, manifestam-se, atualmente, preocupações sobre a sustentabilidade fiscal e turbulência financeira, e as pressões inflacionistas continuam a ser uma preocupação, concomitantemente com a necessidade de reequilibrar o comércio externo das principais economias emergentes.

Ao nível dos países membros da OCDE, com valores mais altos de consumo de

energia, destaque para as Américas que ocupavam o lugar cimeiro em 2008 e prevê-se que permaneçam no topo do grupo de regiões até 2035, seguidas da Europa e da Ásia.

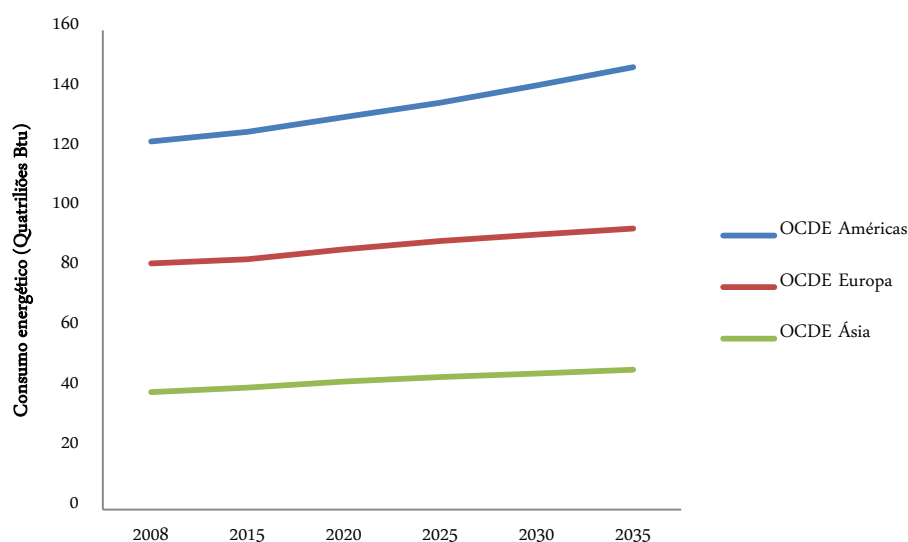


Figura 2-2 Consumo de energia no Mundo, nos países membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (quadrilhões de BTu) OCDE Europa (Áustria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polónia, Portugal, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia e Reino Unido) OCDE Ásia (Japão, Coreia do Sul e Austrália/Nova Zelândia)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Nos países não-membros da OCDE, é evidente a preponderância da Ásia (China e Índia), na liderança do crescimento económico e do aumento do consumo de energia.

O crescimento do consumo de energia quando projetado para os outros países não membros da OCDE, como o Médio Oriente, a América Central e do Sul, África, Europa e Eurásia, demonstra que os três primeiros representam os valores mais significativos de aumento do consumo.

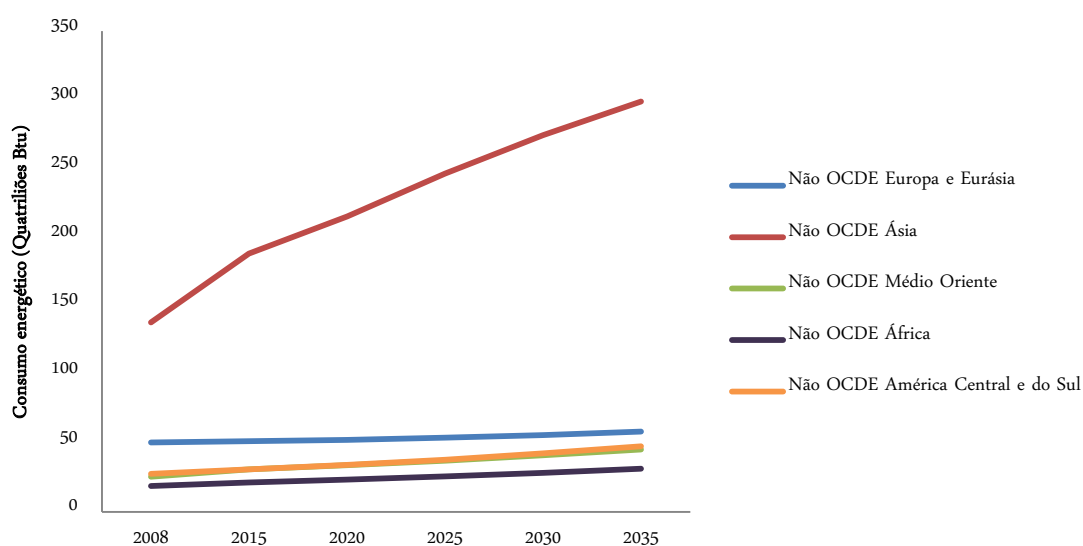


Figura 2-3 Consumo de energia no Mundo, nos países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (quadrilhões de BTu)

Não OCDE Europa e Eurásia (Rússia e outros); Não OCDE Ásia (China, Índia e outros); Não OCDE América Central e do Sul (Brasil e outros)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Associada a este consumo, deve-se ter em conta a capacidade instalada de produção de eletricidade (GW), de cada uma das regiões.

De acordo com a Figura 2-4, pode-se depreender que se prevê que o total da capacidade instalada referente aos países da OCDE continue a ser superior ao dos países não membros da OCDE até 2015. A partir deste ano, antevê-se uma inversão da situação, com um aumento da capacidade instalada nos países não membros da OCDE.

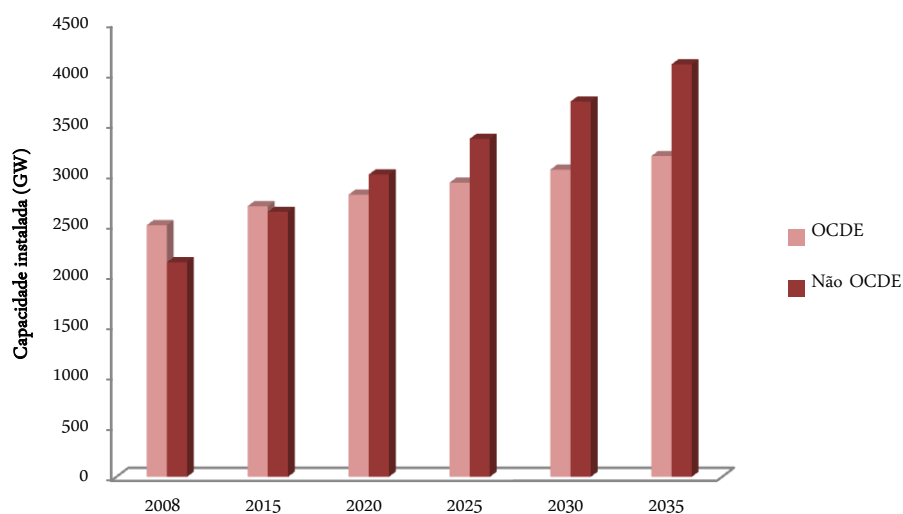


Figura 2-4 Capacidade instalada de geração de eletricidade, entre os países membros da OCDE e os países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

As Américas apresentam-se como a região com maior potencial de capacidade energética instalada ao nível dos países da OCDE (influência da capacidade energética dos Estados Unidos da América), enquanto que a Ásia, englobando a China e a Índia, detém os valores mais significativos ao nível dos países não membros da OCDE, conforme demonstram as Figuras 2-5 e 2-6.

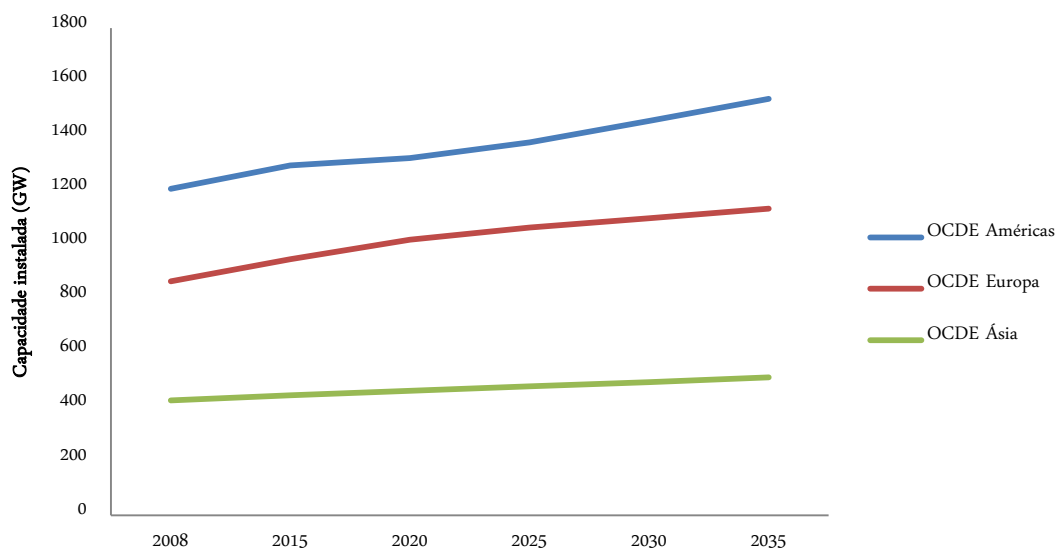


Figura 2-5 Capacidade instalada de geração de energia, nos países membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

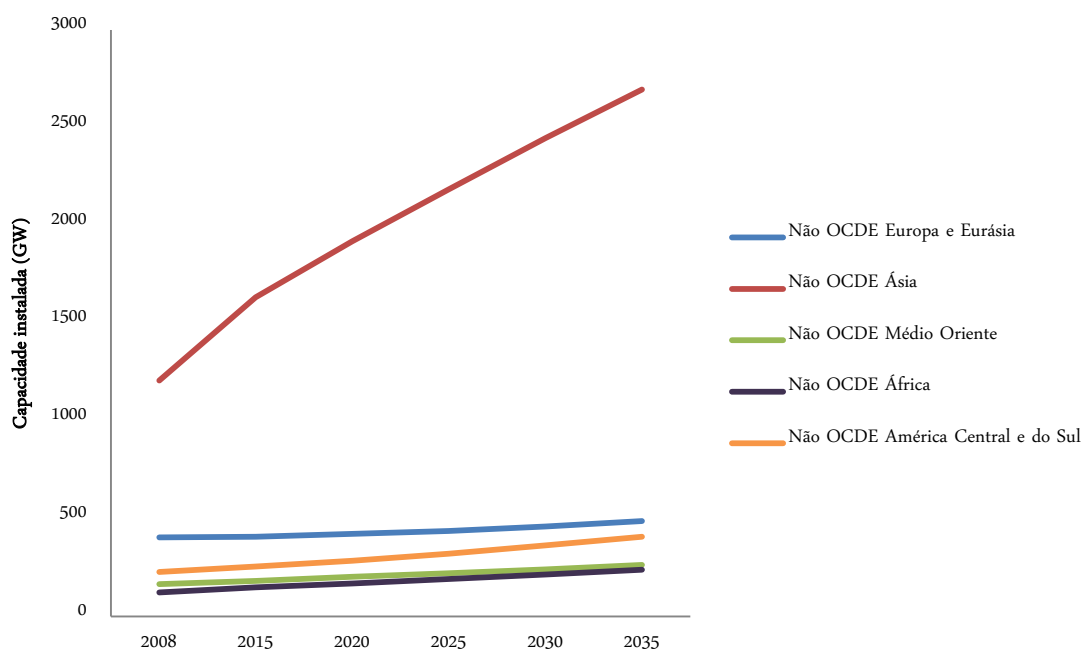


Figura 2-6 Capacidade instalada de geração de energia, nos países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (GW)

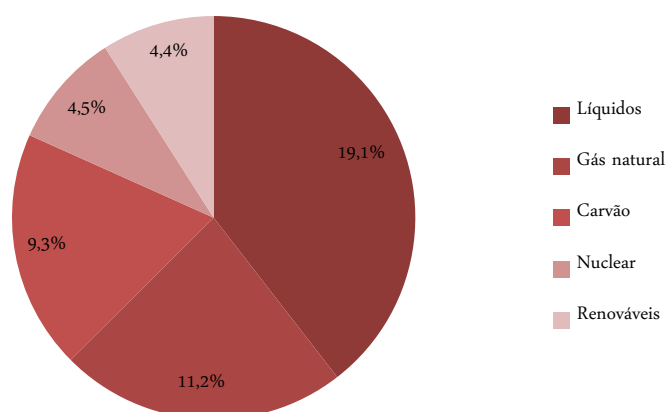
Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

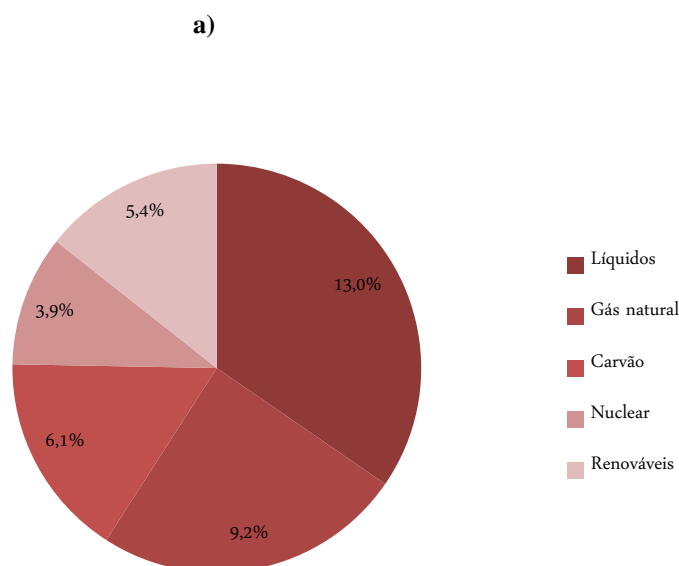
Atendendo às previsões do consumo de energia, por combustível, nos países membros da OCDE, aponta-se, para 2035, uma diminuição em todos os tipos de combustíveis, com exceção das energias renováveis (Figura 2-7 a) e b)). No consumo dos combustíveis líquidos (este tipo de combustíveis inclui os derivados e não derivados do petróleo como etanol e biodiesel, gás natural líquido, coque de petróleo, petróleo bruto consumido como combustível, e hidrogénio líquido), entre 2008 e 2035, prevê uma diminuição na ordem dos 6%, enquanto que no consumo do gás natural se aponta para um decréscimo de 2%. O consumo do carvão irá assistir, por sua vez, a uma diminuição de 3,2% e a energia nuclear irá deter apenas 3,9% do consumo total de energia no Mundo, em 2035, comparativamente aos 4,5% apresentados no ano de 2008.

Prevê-se um aumento da produção FER no consumo energético entre 2008 e 2035, o que revela a sua importância cada vez mais acentuada neste setor. Nestes países membros da OCDE, sobretudo na Europa, a implementação de políticas governamentais (tarifas *feed-in*, taxas incentivadoras e quotas de mercado) tem desempenhado um papel encorajador na construção de eólicas e hidroelétricas.

O decréscimo no consumo dos combustíveis líquidos nos setores residencial e comercial resultará do expectável aumento dos preços do petróleo, embora continue a exercer uma forte predominância nos setores industrial e transporte.

Estas previsões resultam ainda de um forte incremento da preocupação com os impactos ambientais advindos do consumo dos combustíveis fósseis.





b)

Figura 2-7 a) Consumo de energia, por tipo de fonte, nos países membros da OCDE, em 2008 (percentagem calculada pelo total mundial);

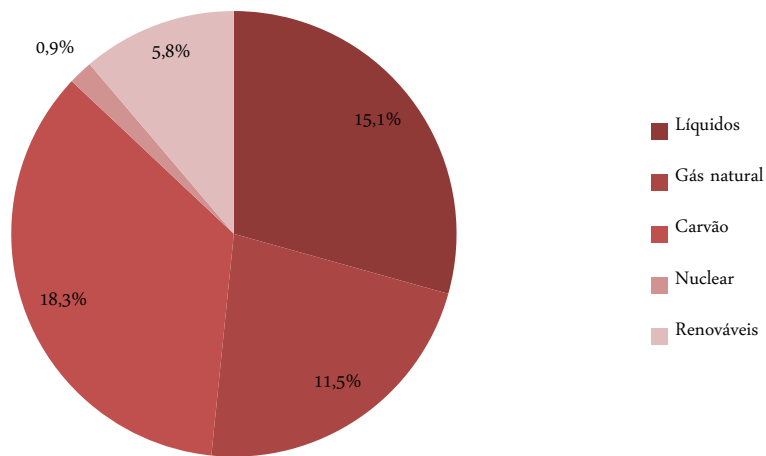
b) Consumo de energia previsto, por tipo de fonte, nos países membros da OCDE para 2035 (percentagem calculada pelo total mundial)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

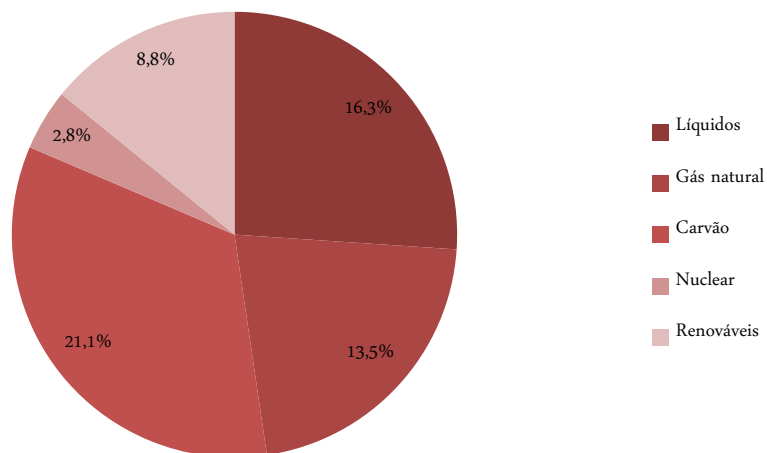
A evolução do consumo de energia, entre 2008 e 2035, por combustível, nos países não membros da OCDE, traduz, uma predominância do carvão como principal combustível a ser usado, sobretudo na China devido ao forte crescimento económico (Figura 2-8 a) e b)).

Em 2035, prevê-se que o consumo do gás natural aumente, registando 13,5% do consumo total de energia, assim como o petróleo e seus derivados (16,3%) enquanto que a energia nuclear irá representar, somente, 2,8%.

As energias renováveis registarão um aumento na percentagem total do consumo de energia, nestes países, em 2035, representando 8,8%. O aumento do consumo das energias renováveis deve-se, sobretudo, à introdução esperada de políticas governamentais e incentivos.



a)



b)

Figura 2-8 a) Consumo de energia, por tipo de fonte, nos países não membros da OCDE, em 2008 (percentagem calculada pelo total mundial);

b) Consumo de energia previsto, por tipo de fonte, nos países não membros da OCDE para 2035 (percentagem calculada pelo total mundial)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Na Figura 2-9, relativa à geração total de eletricidade, é possível constatar que se prevê um aumento significativo da mesma até 2035, tanto para os países membros da OCDE como para os países não membros. Nos países membros da OCDE, onde os mercados de eletricidade e os níveis de consumo se encontram mais estáveis, este crescimento é mais lento do que nos países não membros da OCDE.

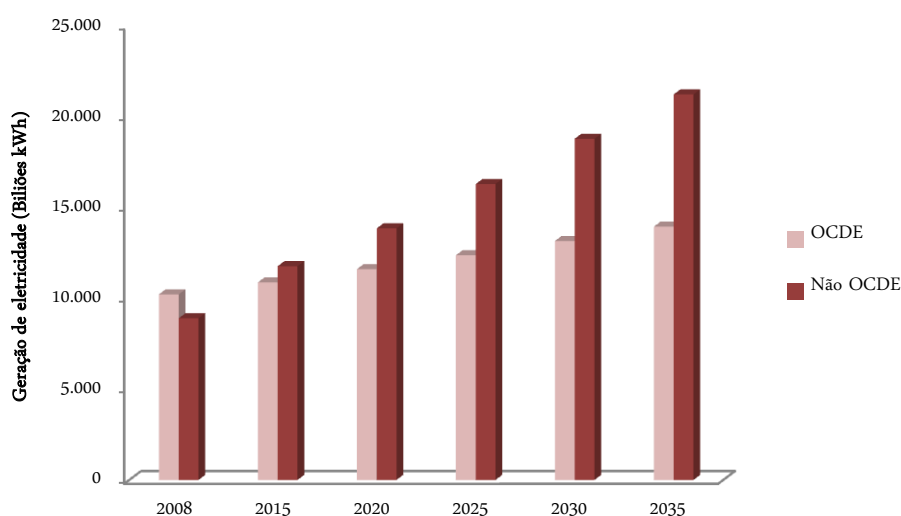


Figura 2-9 Geração total de eletricidade, nos países membros e não membros da OCDE, entre 2008 e 2035 (Biliões kWh)

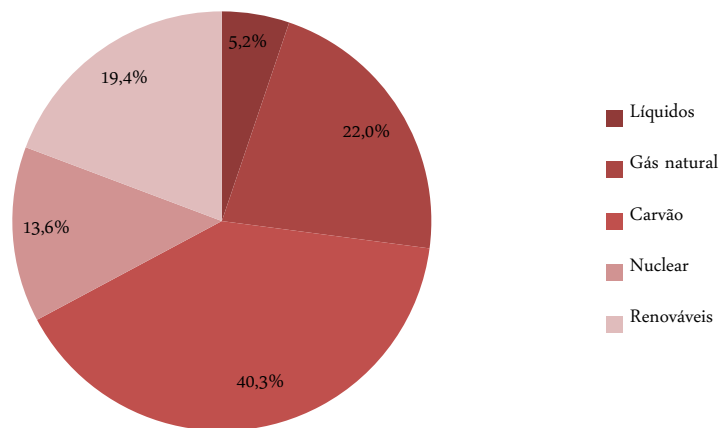
Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Da análise da Figura 2-10, conclui-se que o carvão continua a ser o tipo de combustível mais utilizado na geração de eletricidade, embora se preveja uma diminuição da sua utilização em 2035. Esta previsão surge no seguimento da premência na redução das emissões de dióxido de carbono, particularmente altas neste tipo de fonte.

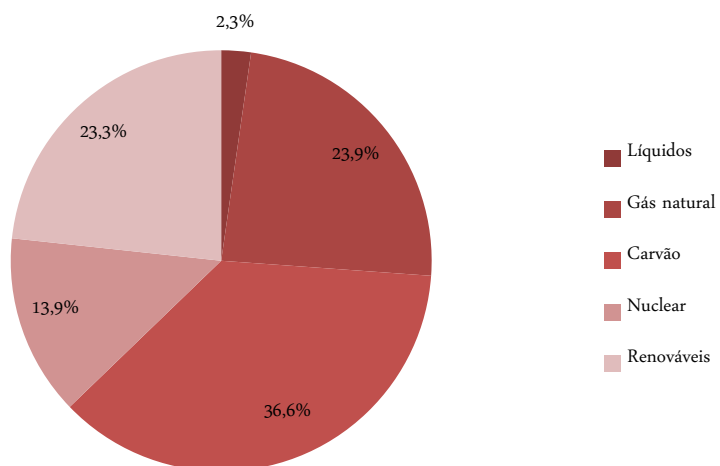
O gás natural ocupa o segundo lugar de destaque nas fontes de produção de eletricidade, devido à eficiência do seu combustível, flexibilidade de operação, emissões e custos de capital relativamente baixos.

Prevê-se, ainda uma diminuição dos combustíveis líquidos, causada pelo aumento dos preços do petróleo e as suas consequentes desvantagens, o que traduz uma

mudança das opções dos países no que respeita à procura de fontes de eletricidade mais económicas e ecológicas. Esta mutação representará, por sua vez, um aumento das energias renováveis, que apresentam vantagens positivas do ponto de vista ambiental e de segurança de abastecimento.



a)



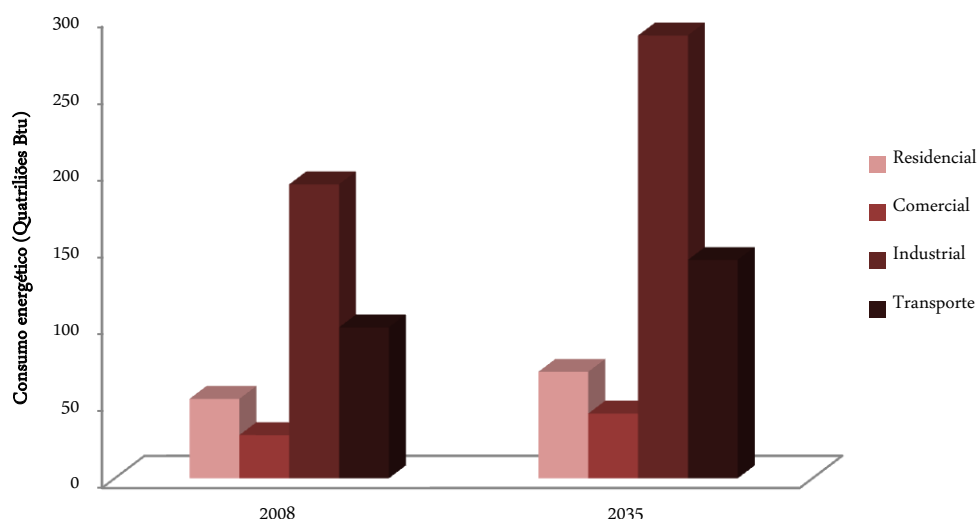
b)

Figura 2-10 a) Geração de eletricidade, por fonte de energia, no Mundo, em 2008

b) Geração de eletricidade, por fonte de energia, no Mundo, para 2035

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

No que concerne ao consumo de energia de acordo com o seu uso final, através da Figura 2-11, observa-se que nos totais mundiais, em 2008, os setores com consumos mais elevados eram o industrial (191,3 quadrilhões Btu) e o transporte (98,2 quadrilhões Btu). Prevê-se que em 2035, esta tendência se mantenha, embora com um aumento de valores de consumo em todos os setores (setor industrial passará a assumir 288,2 quadrilhões Btu, sucedido pelo setor do transporte com 142,1 quadrilhões Btu, pelo setor residencial com 69,3 quadrilhões Btu e, finalmente, o comercial com 42,1 quadrilhões Btu).



**Figura 2-11 Consumo de energia, no Mundo, pelo seu uso final entre 2008 e 2035
(Quadrilhões Btu)**

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Quando a análise incide nos países membros e não membros da OCDE (Figuras 2-12 e 2-13), denota-se que os setores da indústria e do transporte continuam a ser os principais “consumidores” de energia, tanto em 2008 como nas previsões para 2035. Contudo, de registar que o consumo de energia no que diz respeito aos setores residencial e comercial é maior nos países membros da OCDE, enquanto que o setor industrial detém valores mais significativos de consumo nos países não membros da OCDE.

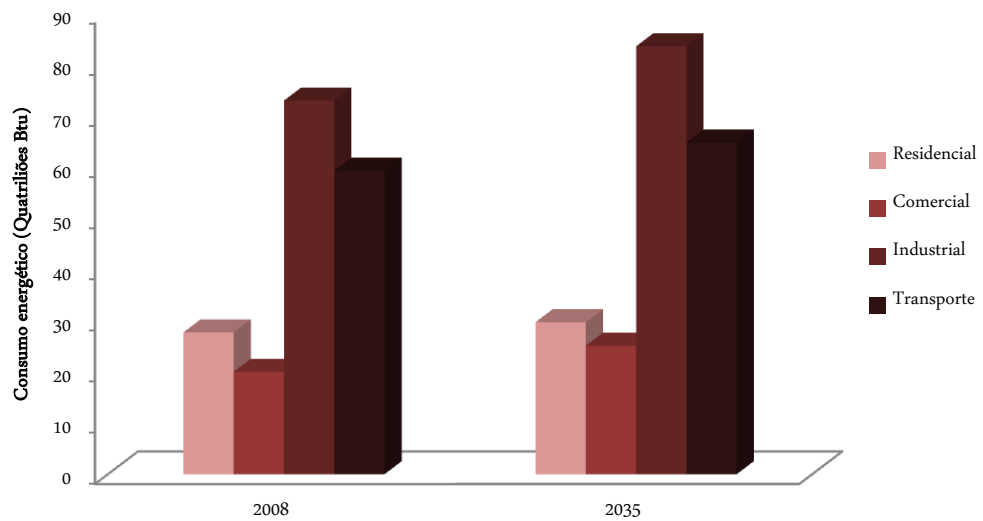


Figura 2-12 Consumo de energia, nos países membros da OCDE, pelo seu uso final entre 2008 e 2035 (Quatriliões Btu)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

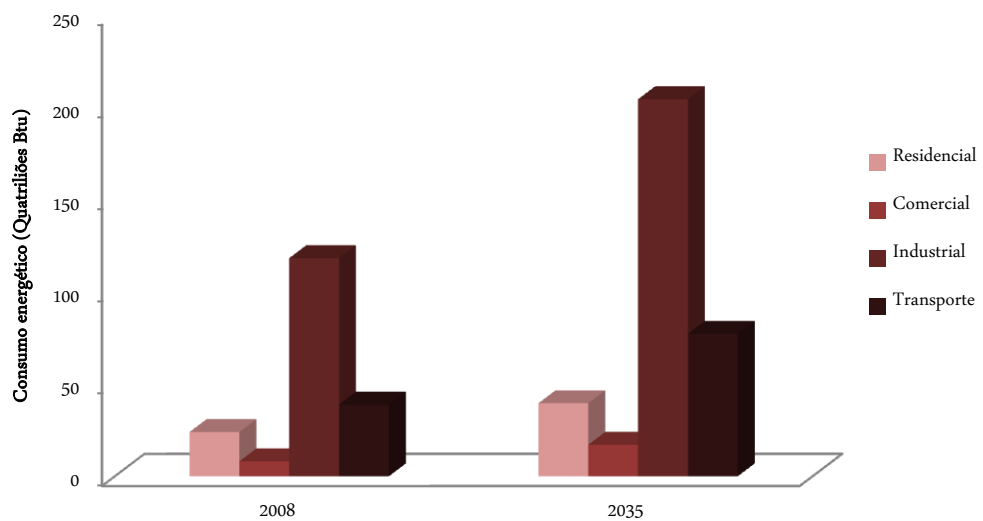


Figura 2-13 Consumo de energia, nos países não membros da OCDE, pelo seu uso final entre 2008 e 2035 (Quatriliões Btu)

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Segundo EIA (2011), embora se assista a um aumento das emissões de dióxido de carbono, prevê-se uma redução para 2035 no que respeita à intensidade deste gás por produção de energia, tanto nos países-membros da OCDE como nos países não-membros da OCDE (Figura 2-14). A intensidade de carbono de energia é definida pelas emissões de dióxido de carbono por unidade de energia consumida.

O declínio mais significativo destes valores é projetado para o Japão e os países europeus pertencentes à OCDE, uma vez que se antevê uma quebra no consumo de combustíveis líquidos e carvão associado a um incremento do consumo das energias renováveis.

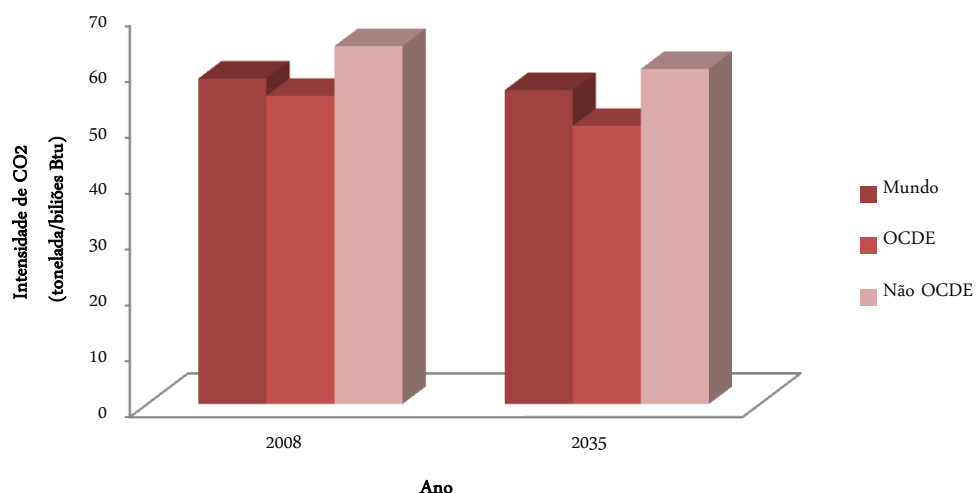


Figura 2-14 Intensidade de dióxido de carbono no Mundo, por produção de energia, entre 2008 e 2035

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

No caso dos Estados-Membros da União Europeia, a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (Comissão Europeia, 2009) e a Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das regiões, *Energia 2020, Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura* (Comissão Europeia, 2010), permitem concluir a premência em tornar a eficiência energética como principal objetivo destes países, apostando num mercado de energia integrado, com influência a nível externo, integrado e inovador.

Desde 2008 que se tem registado um decréscimo, na União Europeia, no que respeita à dependência energética externa. Segundo dados do Eurostat, o ano de 2008 apresentava um índice de dependência de 54,64% passando em 2010 para 52,68%. Quanto ao consumo final bruto de energia, este diminuiu igualmente, uma vez que em 2008 se registava nos 1800 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) e em 2010 em 1758 Mtep.

Esta redução de dependência energética e do consumo de energia encontram-se intimamente relacionados com a crise financeira que se assiste desde 2008 e que tem conduzido a uma deterioração do mercado global, a uma redução na confiança dos consumidores e empresa, acompanhados de um aumento da incerteza.

Com o objetivo de descrever os principais indicadores utilizados no estudo da energia da União Europeia e analisar tendências futuras, recorreu-se ao relatório da Comissão Europeia que estabelece possíveis cenários (European Commission, 2009). Este relatório aponta dois cenários de referência, um primeiro que aponta previsões de acordo com as políticas implementadas até 2009 e um segundo que se baseia na mesma macroeconomia, preço de importação de energia, tecnologia e inúmeros outros pressupostos assumidos no cenário de 2009. Este cenário inclui, porém, mais políticas que foram adotadas posteriormente e que refletem metas a atingir em dois aspetos fulcrais, visando uma redução de 20% nas emissões de CO₂, e o uso de 20% de energias renováveis no consumo de energia.

Assim, de forma a enquadrar a temática a nível europeu, foi realizada uma

comparação para os principais indicadores, entre a última década e previsões para 2030 baseadas nos dados obtidos no segundo cenário presente no relatório supra referido, uma vez que este revelou uma maior proximidade às estratégias e metas implementadas pelas Diretivas em vigor.

Relativamente ao índice de dependência energética, observa-se que este tem registado pequenas oscilações, sendo que entre 2010 e as previsões estabelecidas para 2030, se preveja um aumento de 4,72% na média dos 27 países (Ver Figura 2-15), passando de 52,68% para 57,4%.

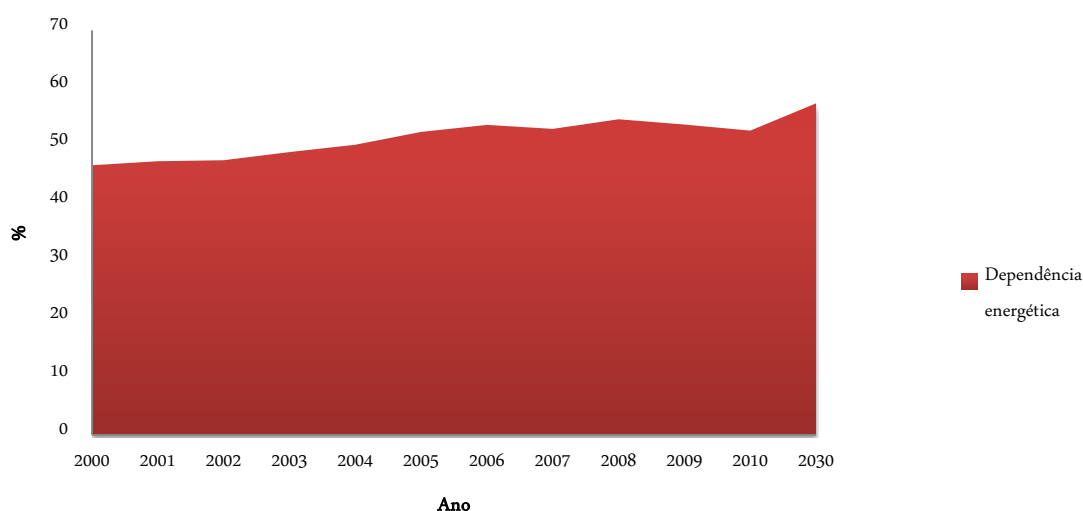


Figura 2-15 Índice de dependência energética externa, em percentagem, na União Europeia (27 países) entre 2000 e 2030

Fonte: Elaboração própria (Eurostat; European Commission, 2009)

O consumo de energia, da média dos 27 Estados-Membros da União Europeia, tem vindo a diminuir desde 2008. Em 2010, registou-se um consumo de 1759 Mtep, prevendo-se uma redução deste para 1754 Mtep em 2030 (Figura 2-16).

Esta redução do consumo de energia não se distribui, contudo, homogeneamente, por todos os países da União Europeia e encontra-se relacionado com

o Produto Interno Bruto de cada país, as atividades económicas decorrentes e desenvolvimento de estratégias ao nível da eficiência energética.

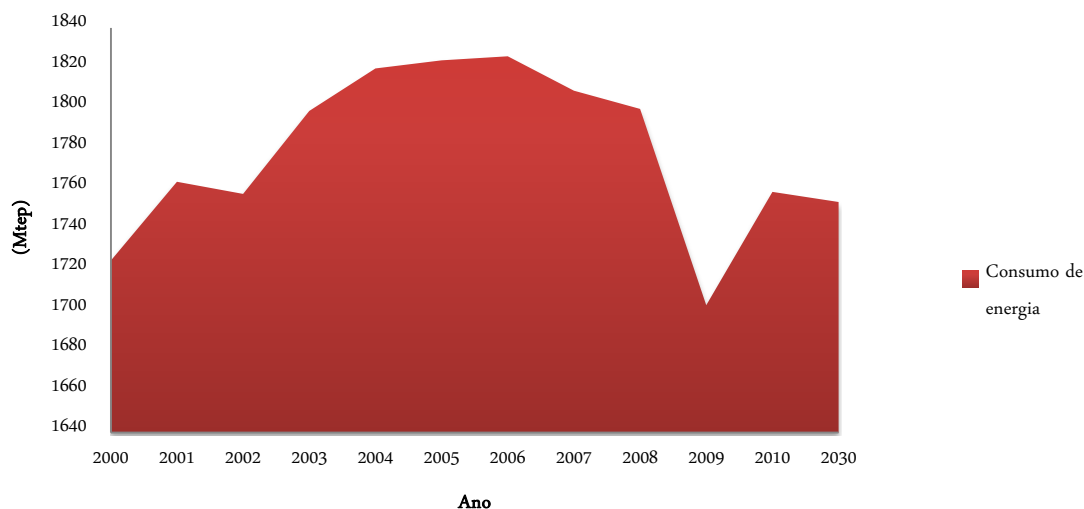
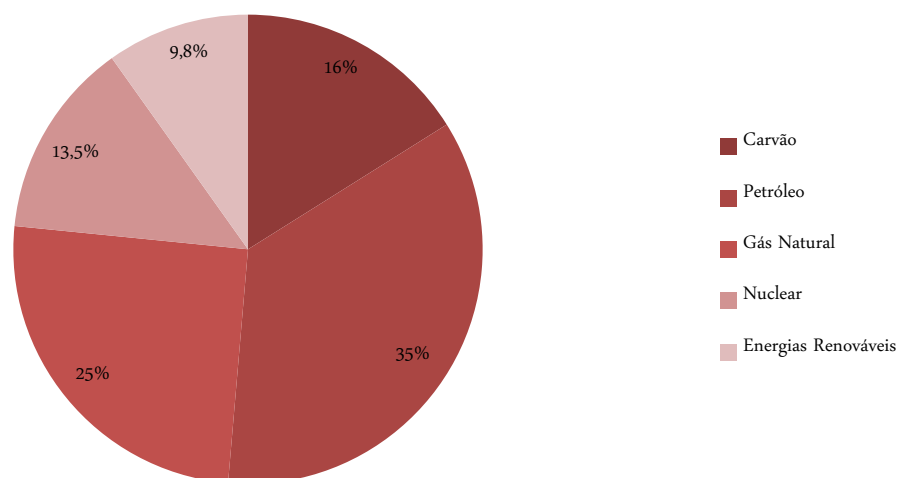


Figura 2-16 Consumo de energia, em Mtep, na União Europeia (27 países), entre 2000 e 2030 Fonte: Elaboração própria (Eurostat; European Commission, 2009)

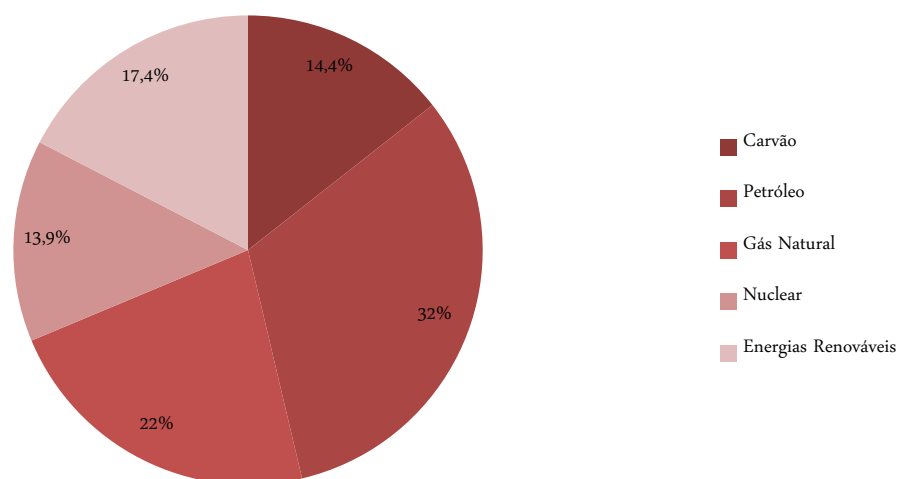
Observando a Figura 2-17 a) e b), conclui-se que as previsões para 2030 apontam numa aposta nas energias renováveis e sua influência no consumo, bem como um decréscimo das outras fontes de energia mais poluentes (carvão, petróleo, gás natural). Neste sentido, é importante relembrar os princípios definidos nos documentos da Comissão Europeia, nos quais os Estados-Membros foram incumbidos de delinear estratégias no sentido de estabelecer planos de ação coerentes e estimulantes, que visem, acima de tudo, atingir as metas impostas.

Prevê-se, contudo, um aumento ténue da percentagem representada pela energia nuclear.

Ao nível da capacidade de geração de eletricidade, prevê-se, mais uma vez, um incremento das energias renováveis e uma quebra nas outras fontes de energia (Figura 2-18 a) e b)).



a)

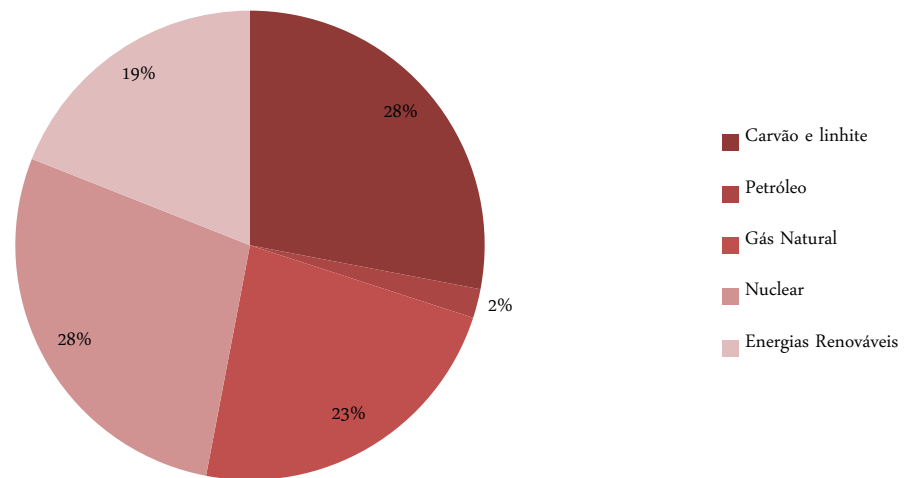


b)

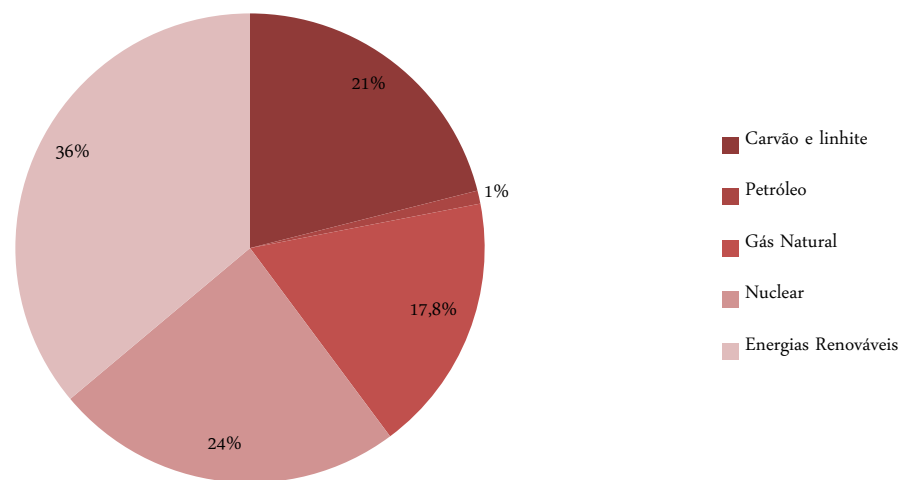
Figura 2-17 a) Consumo, por fonte de energia, na União Europeia (27 países) em 2010

b) Consumo, por fonte de energia, na União Europeia (27 países) em 2030

Fonte: Elaboração própria (Eurostat; European Commission, 2009)



a)



b)

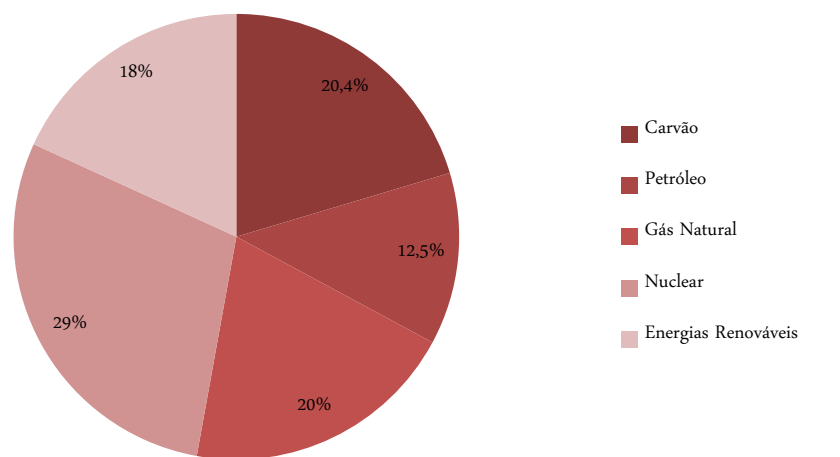
Figura 2-18 a) Capacidade de geração de eletricidade, por fontes de energia, na União Europeia (27 países), em 2010

b) Capacidade de geração de eletricidade, por fontes de energia, na União Europeia (27 países), em 2030

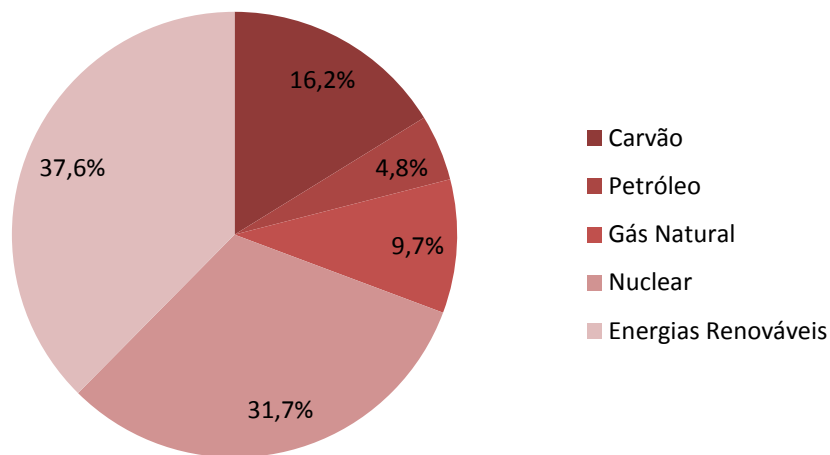
Fonte: Elaboração própria (European Commission, 2009)

A produção de energia prevista para 2030 segue a análise dos indicadores

anteriormente evidenciados e demonstra uma redução nos combustíveis fósseis como o carvão, petróleo e gás natural, fontes consideradas poluentes (Figura 2-19 a) e b)). Na razão proporcional, antevê-se um predomínio das energias renováveis no que respeita à produção de energia, seguido da produção de energia nuclear.



a)



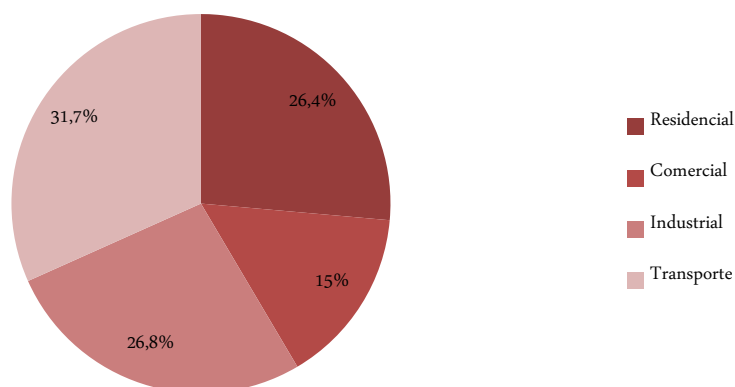
b)

Figura 2-19 a) Produção de energia, por tipo de fonte, na União Europeia (27 países), em 2010; b) Produção de energia, por tipo de fonte, na União Europeia (27 países), em 2030

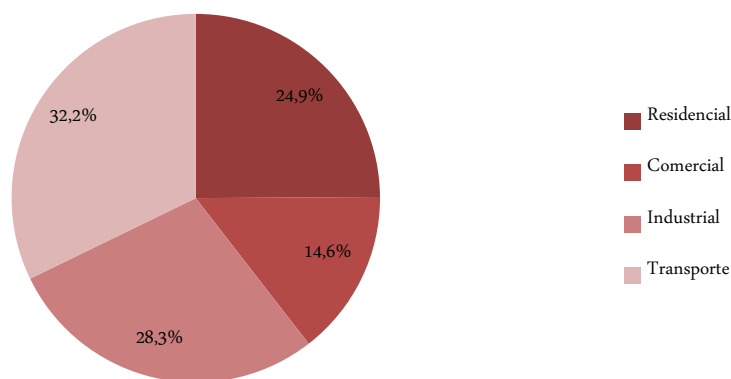
Fonte: Elaboração própria (European Commission, 2009)

O setor de atividade com maior procura de energia diz respeito ao transporte,

seguido pelo industrial e residencial. O setor comercial é o que detém menos expressão. Nas previsões de 2030, aponta-se para um ligeiro aumento desta procura em todos os setores, com exceção do setor comercial (Figura 2-20 a) e b)).



a)



b)

Figura 2-20 a) Procura de energia, por setor de atividade, na União Europeia (27 países), em 2010

b) Procura de energia, por setor de atividade, na União Europeia (27 países), em 2030

Fonte: Elaboração própria (European Commission, 2009)

A intensidade de carbono, por produção de energia, tem registado, na União Europeia, uma redução na última década.

Atendendo aos cenários previstos no relatório European Commission (2009), assistir-se-á a uma quebra neste indicador e conseqüentemente a uma redução nas

emissões de CO₂ e gases com efeito de estufa em 2030 (Figura 2-21). Esta “descarbonização” é fundamentada numa diminuição do uso dos combustíveis fósseis, incremento das energias renováveis, aperfeiçoamento da tecnologia da cogeração com a introdução da biomassa, bem como a implementação de metas definidas para todos os Estados-Membros assentes numa maior consciência no que respeita às mudanças climáticas, eficiência energética e uso de tecnologias mais “limpas”, atendendo ao facto do Protocolo de Quioto ter estabelecido que a União Europeia está obrigada a uma redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) de 8% face à década de 90.

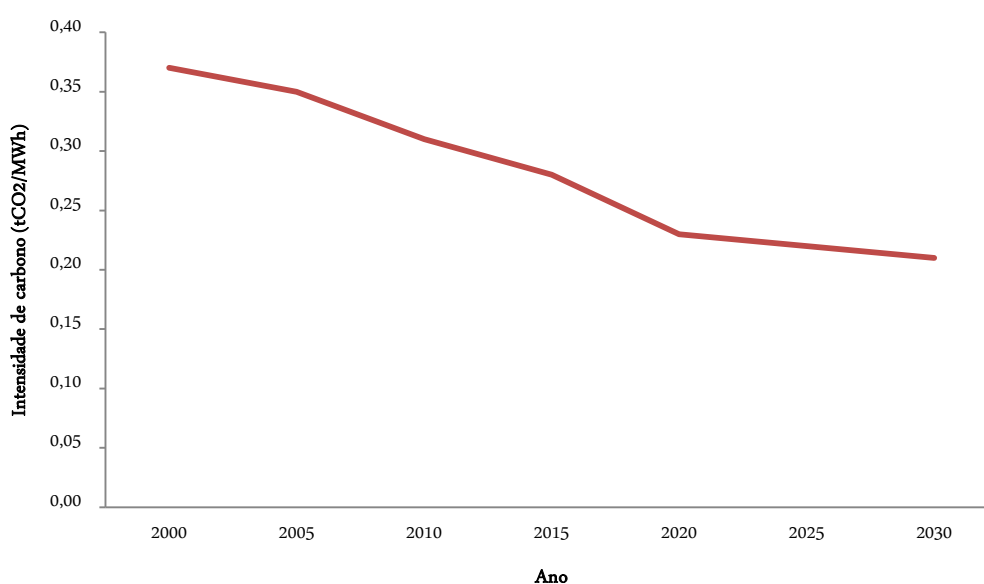


Figura 2-21 Intensidade de carbono, por produção de energia, na União Europeia (27 países), entre 2000 e 2030

Fonte: Elaboração própria (European Commission, 2009)

A justificação dos pressupostos apresentados anteriormente passa pela urgência na utilização eficiente da energia que objetiva 20% de poupança da mesma através da exploração de setores com potencial, como edifícios e transportes, reforço da competitividade industrial e melhoria na eficiência do aprovisionamento de energia.

Os mercados europeus da energia devem, por sua vez, permanecer abertos mas estabelecidos em regras que visem a coesão, integração e aplicação da legislação, permitindo, aos consumidores, um acesso à energia com preços suportáveis. Os Estados-Membros devem, ainda, ter em consideração as condições de segurança no que respeita à energia e implantação de novas tecnologias. Esta última deve, aliás, constituir o “*fator de mudança*” num futuro próximo, desenvolvendo “*redes inteligentes*” (Comissão Europeia, 2010) e projetos inovadores que perspetivem uma maior competitividade tecnológica.

A 15 de Dezembro de 2011 a Comissão Europeia apresentou um Roteiro para a Energia 2050, com vista a reduzir, em mais de 80%, as emissões de carbono. Este roteiro delinea-se em cenários, identificando impactos e consequências. Os seus pressupostos assumem que a descarbonização do sistema energético é possível, através de uma eficiência energética e integração das energias renováveis. Neste documento, acautela-se a necessidade de investimentos para infraestruturas necessárias de modo a modernizar os sistemas e a torná-los mais flexíveis. A subida dos preços da eletricidade a que se tem assistido pode, igualmente ser regulada através do custo de aprovisionamento, políticas de poupança e aperfeiçoamento de tecnologias, custos que poderão equilibrar-se com a criação de emprego e menor dependência exterior.

2.2 As energias renováveis na geração de eletricidade

O atual interesse no desenvolvimento das energias renováveis encontra-se relacionado com uma maior consciencialização no que toca às preocupações ambientais, sobretudo ao nível das alterações climáticas, uso dos combustíveis fósseis e consequentes riscos ambientais, sociais e políticos.

A energia renovável provém de fontes como o sol, água, vento, resíduos biológicos e não se encontra sujeita a variações de preço significativas. Em comparação,

os combustíveis fósseis são limitados no que respeita à sua oferta e o seu preço aumento à medida que se tornam bem mais escassos.

A capacidade de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis tem crescido fortemente em todos os setores de utilização, incluindo a energia solar fotovoltaica, energia eólica, hidroelétrica, geotérmica, solar e, mais recentemente, a biomassa.

Este crescimento advém não só de condições atmosféricas (hídrica, eólica e solar), mas sobretudo estruturais, facto que pode ser explicado pelos investimentos feitos no que respeita às capacidades instaladas e consequente produção, estendendo as redes de energia e aquecimento, bem como um aumento de indústrias ligadas aos equipamentos tecnológicos desenvolvidos no âmbito das energias renováveis (bombas de calor, sistemas solares, entre outros). Esta conjuntura, apoiada pela legislação implementada, tem conduzido, por um lado, a um aumento da produção de eletricidade advinda das energias renováveis no consumo de energia primária, e por outro a um aumento de emprego e consequente dinamização da atividade económica fomentado por este setor (Observ ER, 2011).

Assim, no que concerne à produção de energia, tem-se assistido, tal como demonstrado na Figura 2-10 a) e b) supra apresentadas, a um aumento da percentagem relativa às energias renováveis.

É possível observar-se que nos totais mundiais, a produção de eletricidade, por tipo de fonte renovável (Figura 2-22 a)), em 2008, revelava um predomínio da hidroeletricidade. A energia eólica representava 5,7%, a geotérmica 1,6% e a energia solar apenas 0,4%. As outras fontes renováveis (biomassa, ondas, resíduos sólidos urbanos [RSU]) assumiam uma percentagem de 7%.

Segundo EIA (2011), prevê-se para 2035, um aumento contínuo em todas as fontes de energia renováveis em estudo, contudo a proporção atribuída à hidroeletricidade irá reduzir, em 16,9%, em virtude do objetivo estabelecido de uma maior distribuição nos outros tipos de fonte, traduzida num aumento significativo da quota de energia eólica em 12,1%, da geotérmica em 0,7%, da energia solar em 2% e de outras fontes renováveis em 2,4% (Figura 2-22 b)).

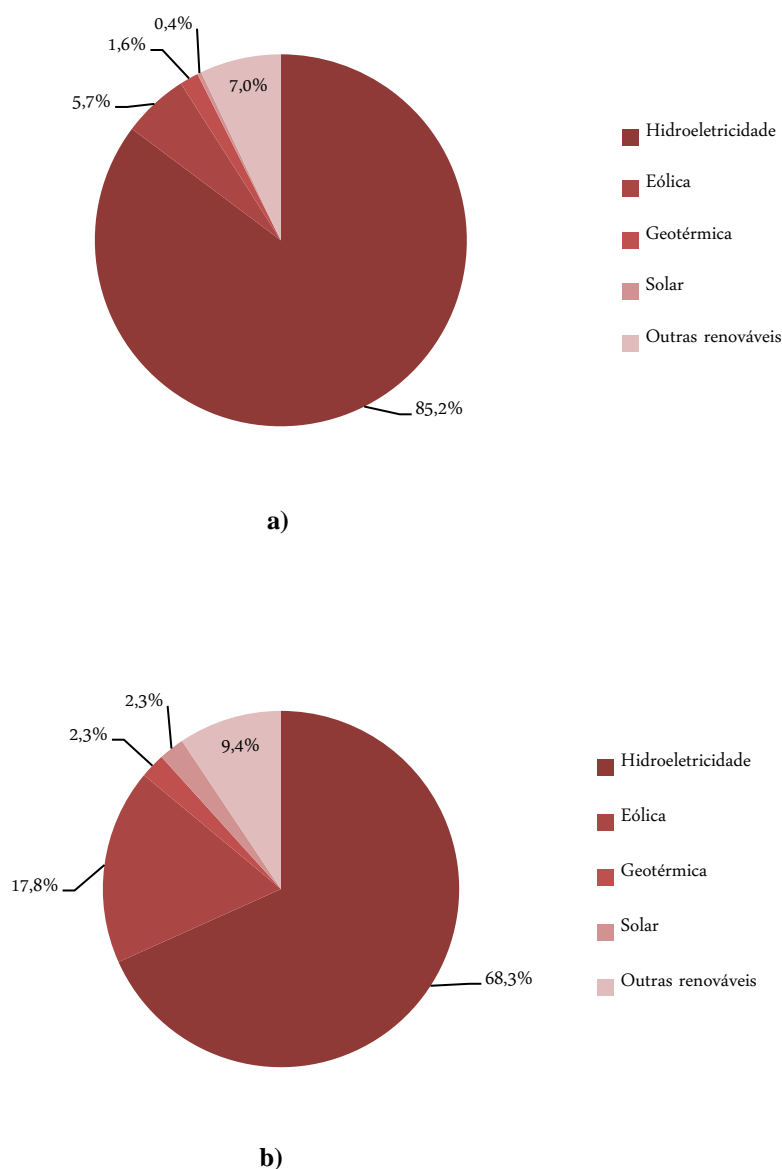


Figura 2-22 a) Geração de eletricidade, por fonte renovável, em 2008

b) Geração de eletricidade, por fonte renovável, para 2035

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

Entre 2008 e 2035 prevê-se um aumento da capacidade instalada de geração de energias renováveis, tanto nos países membros da OCDE como nos países não membros (Figura 2-23).

Na OCDE Américas, a energia hidroelétrica é, e deverá manter-se, como a fonte primária de energia elétrica no Canadá. Este país tem atualmente planos de construção

de centrais hidroelétricas, apostando, ainda, na energia eólica.

Por sua vez, no Chile e no México, a maior parte da produção de energia renovável provém das centrais hidroelétricas, uma vez que não se verifica, praticamente, nenhuma produção de energia eólica ou solar.

Nos países Europeus membros da OCDE, verifica-se um predomínio da produção das energias solar e eólica, mantendo uma posição de liderança mundial no que respeita a esta última, encorajada por políticas da União Europeia que definem metas objetivas e rigorosas.

No Japão, reconsidera-se as políticas de produção e fornecimento de eletricidade, que visam um incremento da capacidade de geração de energia renovável, particularmente na energia solar, através de *tarifas feed-in*. Japão gera apenas cerca de 6% de sua energia primária a partir de fontes renováveis de energia (incluindo hidroeletricidade). Prevê-se, contudo, um aumento significativo da produção de energia solar entre 2008 e 2035.

A Austrália continua a demonstrar avanços no que respeita à energia eólica, com 1712 MW de capacidade instalada no final de 2009 e de mais 588 MW em construção. Para ajudar a cumprir sua meta dos 90% da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis em 2025, a Nova Zelândia tem procurado aproveitar o seu potencial geotérmico.

A produção de energia renovável nos países não OCDE Europa e Eurásia é realizada recorrendo, quase inteiramente, a aproveitamentos hidroelétricos.

A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia nos países não OCDE Ásia cresce a uma taxa média anual de 4,9%, aumentando a quota de fontes renováveis de geração total da região de 17% em 2008 para 21% em 2035 (EIA, 2011).

Vários países não membros da OCDE Ásia, como Vietname, Malásia e Paquistão têm previsto aproveitamentos hidroelétricos com centrais em construção, planeadas ou em construção. Antevê-se um acréscimo da capacidade hidroelétrica na Índia em 2035, embora se tenha assistido à anulação de dois projetos no país devido a preocupações ambientais.

O governo chinês estabeleceu, por sua vez, metas que visam aumentar a capacidade hidroelétrica em 2020, prevendo-se um aumento deste tipo de produção em

3,2% ao ano, duplicando o seu valor até 2035 (EIA, 2011). No que respeita à produção de energia eólica, até 2035, esta deve crescer significativamente nestes países, sobretudo na China e na Índia.

Embora existam poucos incentivos económicos para a produção de energias renováveis nos países do Médio Oriente e em África, é expectável um aumento na produção de eletricidade advinda de centrais hidroelétricas e energia solar.

No que respeita aos países da América Central e do Sul, Brasil é o que mais se destacará na aposta de uma produção hidroelétrica, assumindo um lugar cimeiro neste tipo de energia renovável, antecedido apenas pela China. Prevê-se, ainda, um incremento na energia eólica para 2035, devido à implementação de políticas que visam exploração de potencialidades do país no que respeita a aproveitamentos eólicos.

No que concerne ao aproveitamento elétrico provindo das ondas e marés, este tem tido uma evolução lenta. A energia das ondas apresenta-se assim como particularmente atrativa para ilhas ou países com grandes faixas costeiras, pelo que, após o choque petrolífero de 1973, países que satisfazem as condições geográficas necessárias e partilham as necessidades de importação de energia elegeram a energia das ondas em programas de carácter governamental ou em instituições de investigação e desenvolvimento, como o caso do Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Portugal, na Europa, os Estados Unidos da América na América do Norte e a China, Índia e Japão na Ásia (Cruz *et al.*, 2004).

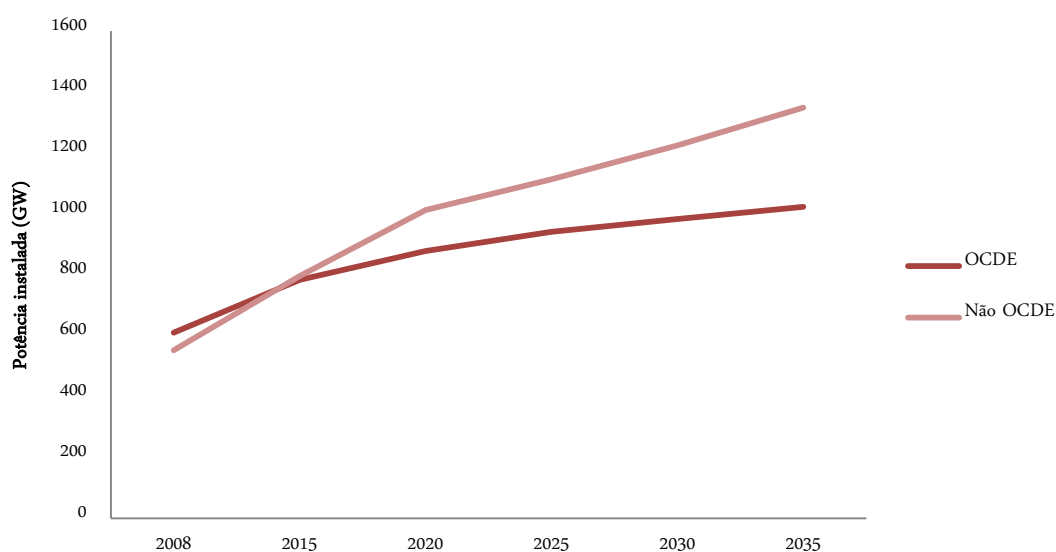


Figura 2-23 Capacidade instalada de geração de energias renováveis nos países OCDE e nos países não membros da OCDE, entre 2008 e 2035

Fonte: Elaboração própria (EIA, 2011)

As energias renováveis constituem uma “*componente essencial da estratégia energética*” da UE (Comissão Europeia, 2010). A aposta neste tipo de energia surge com a adoção do Livro Branco de 1997 e a premência no objetivo de “*descarbonizar o setor energético*”, bem como colmatar as necessidades advindas de uma “*crescente dependência das importações de combustíveis fósseis.*”

O progresso exíguo e distinto em cada um dos países membros, no que respeita ao desenvolvimento das energias renováveis e sua integração na produção de eletricidade, conduziu à alteração da abordagem política presente na Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

No subcapítulo anterior, foram devidamente mencionadas as previsões entre 2010 e 2030 que apontam no sentido de um incremento de 50% na produção de energia a partir de fontes de energia renovável. À semelhança da comparação realizada neste subcapítulo, as energias renováveis serão abordadas atendendo ao cenário presente no relatório European Commission 2009 – *EU Energy Trends to 2030*.

No que respeita à geração de eletricidade por FER, é previsto, para 2030, um aumento na produção de todos os tipos de energia renovável, embora a hidroeletricidade se mantenha, praticamente, constante. Em 2030, antecipa-se um predomínio da energia eólica *onshore* (407 TWh), seguida da hidroeletricidade (358 TWh) e energia eólica *offshore* (287 TWh). A energia eólica e solar registam os valores de maior crescimento previstos o que irá gerar uma maior procura no desenvolvimento do setor de fabrico deste tipo de tecnologias e consequente empregabilidade. A geotérmica e a energia das ondas continuam a ser as tecnologias menos exploradas. Por sua vez, a biomassa registará um aumento significativo (em 2010 era de 120 TWh e passará em 2030 a ser de 286 TWh), legitimado por um aumento da cogeração.

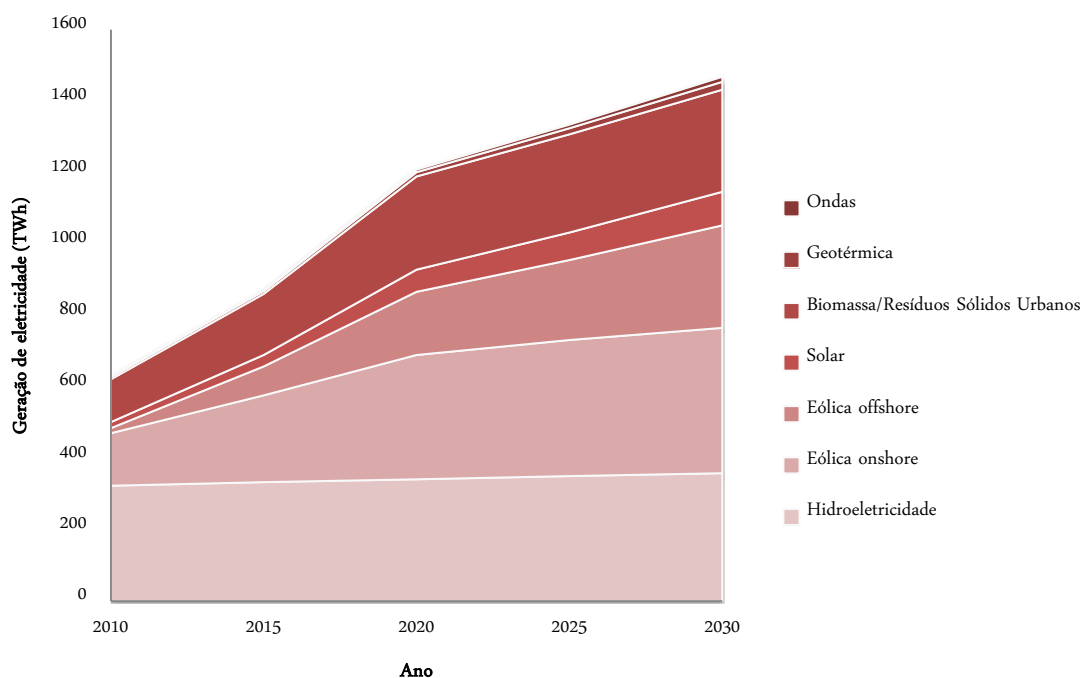


Figura 2.24 Geração de eletricidade, por fonte renovável, entre 2010 e 2030

Fonte: Elaboração própria (European Commission, 2009)

A Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis estabelece objetivos e linhas orientadoras para que a União Europeia atinja a quota de 20% de produção de energia renovável até 2020.

Assim, os Estados-Membros devem aplicar medidas para assegurar que a sua quota de energia² (Tabela 2-1) proveniente de fontes renováveis, para 2020, seja igual ou superior à fixada na respetiva Diretiva. As quotas mais altas foram fixadas para a Suécia (49%), Letónia (40%), Finlândia (38%), Áustria (34%) e Portugal (31%). Cada Estado-Membro deve aprovar um plano de ação nacional para as energias renováveis onde fixe os objetivos para as quotas de energia proveniente deste tipo de fonte. Neste plano, devem ficar ainda descritos efeitos de medidas relacionadas com a eficiência energética, bem como medidas a implementar neste sentido.

Tendo em conta estes planos, as energias renováveis devem constituir cerca de 37% da produção de eletricidade até 2020. Esta expansão acarreta, contudo, mudanças no que se refere à rede elétrica, aumentando a sua capacidade de receção, flexibilidade e distribuição da produção e desenvolvimento de tecnologias de redes inteligentes.

Por outro lado, o mercado da eletricidade deve seguir uma linha orientadora no sentido de integrar as energias renováveis, tendo em conta os centros de consumo e consumidores, necessidades das redes e criação de emprego.

O incremento das energias renováveis deve ser acompanhado de um investimento para que cada Estado-Membro consiga alcançar os seus objetivos. Tal como estabelecido na nova estratégia para a Energia da União Europeia, “*deve ser dada prioridade a investimentos em eletricidade produzida a partir de fontes renováveis – de forma a atingir níveis superiores aos 62% obtidos por todas as novas instalações de produção em 2009*”. Estes investimentos devem expressar-se através de um instrumento financeiro que inclua empréstimos, fundos de ações, tarifas, incentivos fiscais, prémios, regimes de quotas, concursos, entre outros, de forma a apoiar o desenvolvimento tecnológico de projetos de energias renováveis.

A União Europeia, através da Diretiva 2009/28/CE estabeleceu, ainda, «*mecanismos de cooperação*» que conduzem à união dos Estados-Membros com vista ao desenvolvimento das FER e compreendem:

² A quota de energia proveniente de fontes renováveis é calculada como o consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis dividido pelo consumo final bruto de energia proveniente de todas as fontes, expresso em percentagem. O consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis é calculado como a soma: a) do consumo final bruto de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis; b) do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis em aquecimento e arrefecimento; e c) do consumo final de energia proveniente de fontes renováveis pelos transportes (Comissão Europeia, 2009).

1. *«Transferências estatísticas» através das quais um Estado-Membro que possui um excedente de energias renováveis pode «vender» estatisticamente este excedente a outro Estado-Membro cujas fontes de energia renováveis possam ser mais dispendiosas.*
2. *«Projetos conjuntos» através dos quais um novo projeto no domínio das energias renováveis num Estado-Membro pode ser cofinanciado por outro Estado-Membro, sendo a produção partilhada, estatisticamente, entre ambos.*
3. *«Regimes de apoio conjunto» através dos quais dois ou mais Estados-Membros decidem harmonizar total ou parcialmente os seus regimes de apoio para o desenvolvimento de energias renováveis, tomar medidas claras para integrar a energia no mercado único e repartir a produção segundo uma regra que tenha por base a proveniência do apoio financeiro.*

De acordo com os resultados supra apresentados, é evidente a importância das energias renováveis a nível mundial e europeu.

O seu papel encontra-se cada vez mais reconhecido e a sua atuação e enquadramento legislativo têm procurado produzir resultados eficientes num contexto de instabilidade económica e dependência de combustíveis fósseis cada vez mais dispendiosos, inacessíveis e prejudiciais. Simultaneamente, o aumento da consciencialização ambiental e as limitações impostas no que respeita às emissões de CO₂ têm conduzido a novas perspetivas de consumo e produção, bem como uma aposta no desenvolvimento tecnológico.

Esta contextualização conduz a uma análise do sistema energético a nível nacional, uma vez que Portugal se encontra integrado no grupo dos países com metas mais ambiciosas no que respeita ao consumo energético e produção de energia através das fontes de energia renováveis. Com efeito, o potencial do país para este tipo de energia alternativa deve ser explorado com vista ao seu aproveitamento energético e à adoção de uma posição privilegiada e pioneira no que respeita a esta temática.

Desta forma, no capítulo seguinte procurou-se descrever o sistema elétrico português, com incidência nos principais indicadores energéticos, integração das energias renováveis e respetivas tendências futuras.

Tabela 2-1 Objetivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020

Fonte: Comissão Europeia, 2009

Países-Membros da União Europeia	Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2005	Objetivo para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2020
Bélgica	2,2%	13%
Bulgária	9,4%	16%
República Checa	6,1%	13%
Dinamarca	17,0%	30%
Alemanha	5,8%	18%
Estónia	18,0%	25%
Irlanda	3,1%	16%
Grécia	6,9%	18%
Espanha	8,7%	20%
França	10,3%	23%
Itália	5,2%	17%
Chipre	2,9%	13%
Letónia	32,6%	40%
Lituânia	15,0%	23%
Luxemburgo	0,9%	11%
Hungria	4,3%	13%
Malta	0,0%	10%
Países Baixos (Holanda)	2,4%	14%
Áustria	23,3%	34%
Polónia	7,2%	15%
Portugal	20,5%	31%
Roménia	17,8%	24%
Eslovénia	16,0%	25%
Eslováquia	6,7%	14%
Finlândia	28,5%	38%
Suécia	39,8%	49%

CAPÍTULO 3. Energia em Portugal

3. ENERGIA EM PORTUGAL

3.1 Introdução

Portugal é um país com escassos recursos energéticos endógenos, sobretudo no que respeita ao petróleo, carvão e gás que asseguram a maioria das necessidades energéticas.

Com o objetivo de reduzir a dependência energética externa e aumentar a eficiência energética e reduzir as emissões de CO₂, o Governo definiu as grandes linhas estratégicas para o setor da energia. A Resolução do Conselho de Ministros 29/2010, de 15 de Abril, aprovou a nova Estratégia Nacional para a Energia (ENE) 2020.

A ENE é constituída por uma *“Agenda que visa a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira”*. Promove, ainda, *“a concorrência nos mercados através da consolidação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural e da regulamentação do sistema petrolífero nacional.”* (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2010).

Esta Agenda visa reduzir 20% do consumo de energia final em 2020, abordando, ainda, a temática da segurança de abastecimento, através da manutenção eficiente da diversificação do *mix energético*, e da firmação das infraestruturas de transporte e de armazenamento.

Verifica-se, a existência de outro instrumento fundamental no que respeita às alterações climáticas, designado de Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Em 2008, foi aprovado o último PNAEE que abrangia um conjunto de medidas que visavam reduzir o consumo final de energia em 10% até 2015, incluindo os setores dos Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado. A adoção das metas europeias de eficiência energética para 2020 obrigou, para além da possibilidade da introdução dos veículos elétricos e das redes inteligentes, a uma revisão do PNAEE que previa um alargamento temporal e uma introdução de novas medidas. Esta revisão encontra-se, no presente momento, em fase de aprovação, ainda não tendo sido publicado nenhum documento oficial.

Por outro lado, O Comércio Europeu de Licenças de Emissão de Gases com Efeito de Estufa (CELE) constitui o principal instrumento de mitigação das emissões de gases com efeito de estufa e inclui sectores de atividade industrial como o setor de produção de energia, de produção e transformação de metais, indústria mineral e produção de pasta de papel.

O Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão para o período 2008-2012 (PNALE II), define as condições a que ficam subjugadas as instalações abrangidas pelo CELE e aponta medidas no sentido de reduzir emissões de CO₂.

O Fundo Português de Carbono, *“instrumento financeiro do estado Português para atuação no mercado de carbono, tem como propósito assegurar o cumprimento das metas nacionais em matéria de alterações climáticas através do recurso aos mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto. Visa ainda o apoio a projetos nacionais de redução de emissões”* (Agência Portuguesa do Ambiente *et al.*, 2012).

Ainda a nível nacional, a Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC) aplica uma metodologia de simulação de cenários climáticos e socioeconómicos com vista a antecipar impactos e aplicar medidas de adaptação que anulem ou minimizem o risco de danos.

Neste âmbito, surge, mais recentemente, a elaboração do Roteiro Nacional de Baixo Carbono (RNBC) que apresenta um estudo da viabilidade técnica e económica de linhas orientadoras com vista à redução das emissões de gases com efeito de estufa até 2050 (esta redução enquadra-se nas conclusões retiradas do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC)), servindo de apoio à elaboração do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) 2020, que deverá estar concluído no final do ano de 2012, e dos Planos Setoriais de Baixo Carbono.

De referir que o setor de energia era, em 2010, o principal responsável pela emissão de gases com efeito de estufa (GEE) (70,8%), o que tem levado à criação de instrumentos que mitiguem os riscos causados por esta conjuntura e a aplicação de sistemas energéticos renováveis eficientes (Agência Portuguesa do Ambiente *et al.*, 2012).

3.2 O consumo de energia em Portugal

Assiste-se a uma elevada dependência energética do exterior (Figura 3-1), apresentando em 2011 um índice de 77,1% (DGEG, 2011), embora o referido tenha vindo a decrescer devido à integração das energias renováveis. Segundo o cenário de referência estabelecido para Portugal na ENE, está prevista uma redução neste índice em 2020 (74%).

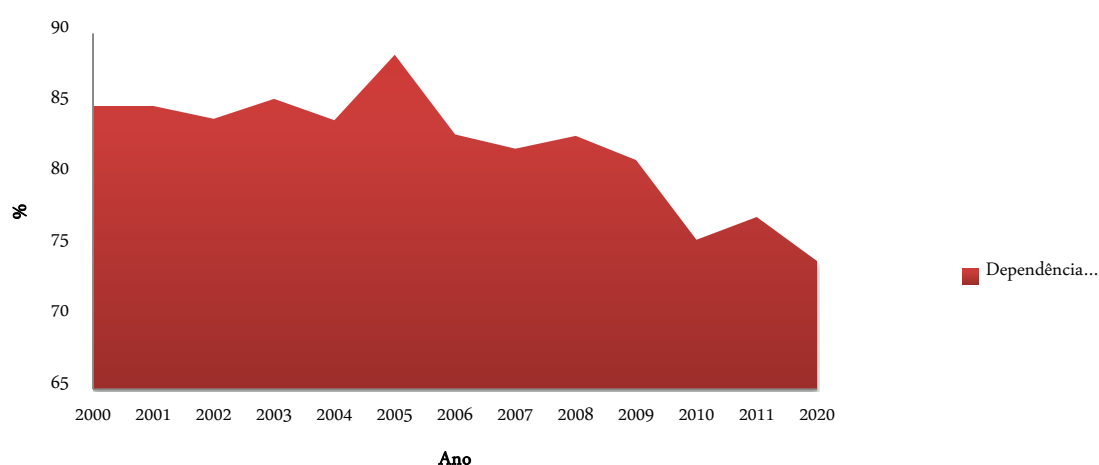


Figura 3-1 Índice de dependência energética externa, em percentagem, em Portugal entre 2000 e 2020

Fonte: Elaboração própria (Eurostat; DGEG)

O consumo de energia primária, em Portugal, entre 2000 e 2011 tem vindo a diminuir, sobretudo a partir do ano de 2005 (Figura 3-2), prevendo-se para 2020 uma contínua redução.

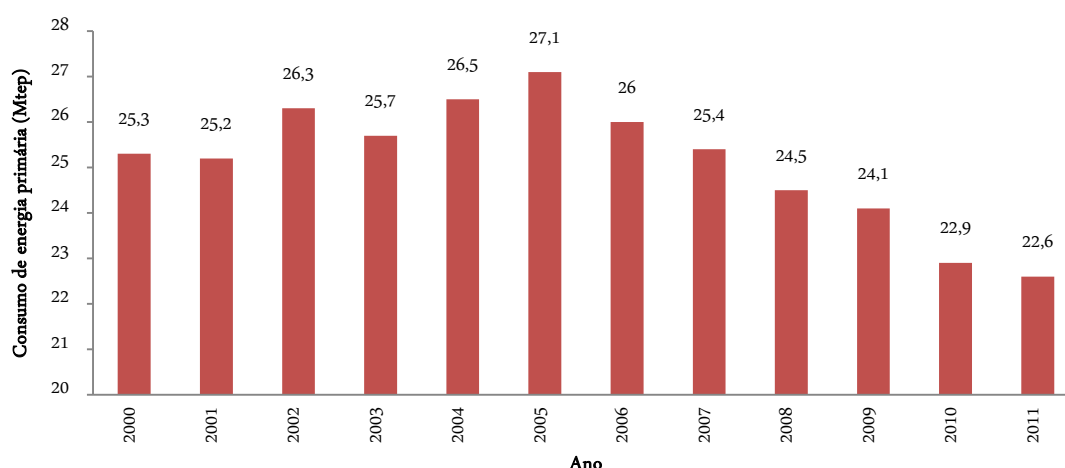


Figura 3-2 Consumo de energia primária, em Portugal, entre 2000 e 2011

Fonte: Elaboração própria (DGEG)

As previsões estabelecidas aquando da revisão do PNAEE apontavam para um “*crescimento estimado do consumo de energia primária*” para 2020, sem comprometer o cumprimento da meta imposta pela União Europeia de 23,6 Mtep (DGEG, 2012).

A Figura 3-3 descreve a estrutura de consumos de energia primária em Portugal em 2010 e a prevista para 2020.

Entre 2010 e 2020, encontra-se prevista uma redução do consumo de energia proveniente do petróleo e do carvão e um aumento no que diz respeito ao gás natural e energias renováveis, assumindo como pressupostos medidas a implementar neste sentido, conforme consta no documento supra referido.

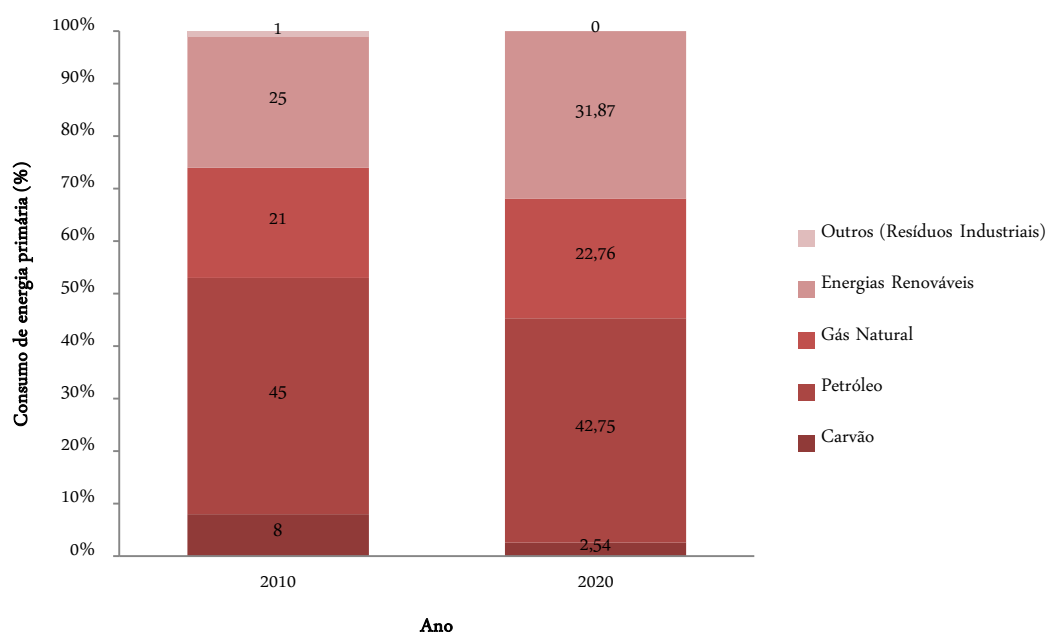


Figura 3-3 Consumo de energia primária, em Portugal, por tipo de fonte, em 2010 e 2020
Fonte: Elaboração própria (DGEG, 2012)

Prevê-se para o ano de 2020, segundo a Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), que o peso do consumo dos principais setores de atividade económica relativamente ao consumo final de energia seja de 33% na Indústria, 36% nos Transportes, 17% no Residencial, 11% no setor Comercial e 3% nos outros setores (onde se inclui a Agricultura, Pescas, Construção e Obras Públicas). De constatar a forte incidência dos setores dos transportes e da indústria no consumo de energia final (Figura 3-4).

O PNAEE tem como objetivo desenvolver programas que incidam na adoção de novas tecnologias e sistemas organizativos em áreas de atuação, bem como mudanças de comportamentos e valores que objetivem um consumo mais sustentável. O setor dos transportes encontra-se nas principais linhas de revisão do documento, com programas que visam a renovação de carros, mobilidade urbana e sistemas de Eficiência Energética.

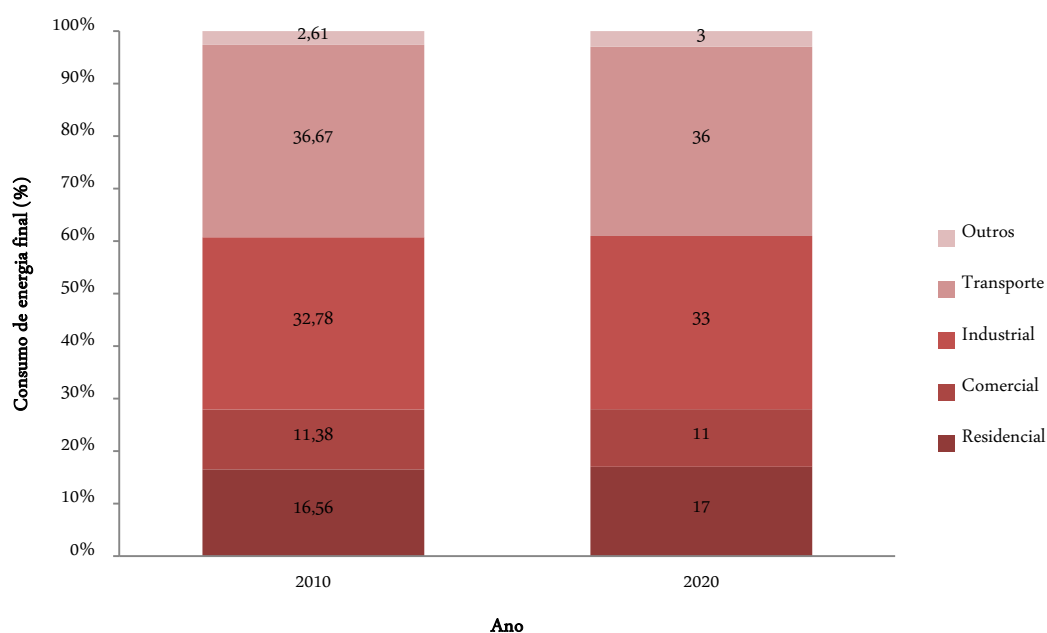


Figura 3.2 3-4 Consumo de energia final, por setor, em Portugal, em 2010 e 2020

Fonte: Elaboração própria (DGEG)

As emissões nacionais de GEE referentes ao ano de 2010 estavam cerca de 17,5% acima do valor de 1990, representando no entanto um decréscimo de 18,4% em relação ao ano de 2005. Esta tendência emerge de uma maior implementação do gás natural e das energias renováveis (Agência Portuguesa do Ambiente *et al.*, 2012). O RNBC (Roteiro Nacional de Baixo Carbono) descreve exercícios de modelação para 2050, baseados em cenários de evolução macroeconómica, com vista à caracterização do potencial do país para a redução de gases com efeito de estufa. A este nível, a produção de eletricidade e calor e os transportes constituem os setores que visam atingir as maiores reduções até 2050, na ordem dos 70-80%.

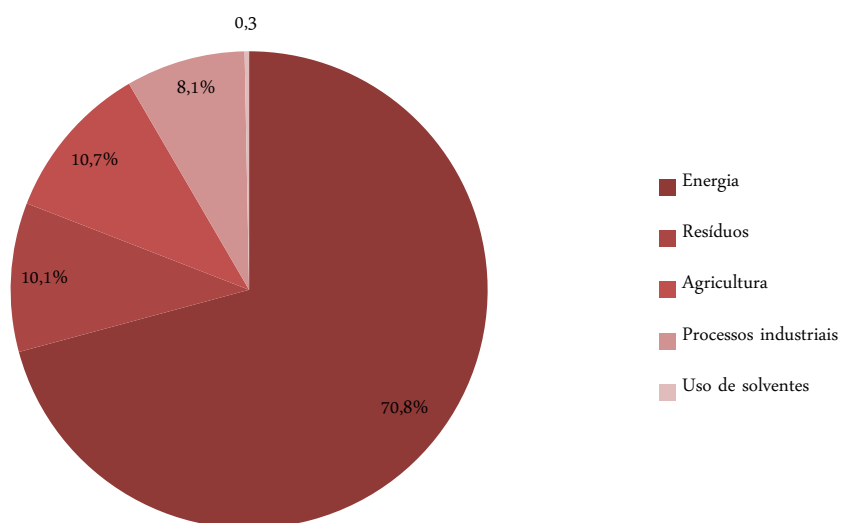


Figura 3-5 Distribuição das emissões de gases com efeito de estufa, por setor, em Portugal, em 2010

A importância da eletricidade no consumo de energia primária e a sua influência decorrente no que respeita às emissões de GEE tem conduzido a estudos que visam uma alteração de processos e comportamentos com vista à sustentabilidade.

Assim, verifica-se um potencial de redução de emissões de GEE relativamente aos setores da economia portuguesa. Este encontra-se intimamente relacionado com a implementação de medidas que incidem sobre a produção e o consumo de energia elétrica, com vista a um crescimento significativo da energia produzida a partir de fontes de energia renovável e à eficiência energética em áreas de atuação importantes como a dos setores residencial, transportes e serviços. Por outro lado, o avanço de tecnologias mais eficientes e competitivas tem sido apontado como um dos mais prementes princípios inovadores nesta temática.

3.3 O sistema elétrico português

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) está organizado em cinco atividades principais que incluem a produção, o transporte, a distribuição, a comercialização e a operação dos mercados organizados de eletricidade. A produção de eletricidade no

sistema português encontra-se liberalizada e divide-se em duas categorias: os produtores em regime ordinário (PRO) e os produtores em regime especial (PRE). A PRO inclui as grandes centrais termoelétricas e grandes centrais hídricas enquanto o PRE inclui a cogeração renovável e não renovável e a produção elétrica dedicada a partir de fontes renováveis.

A atividade de transporte de eletricidade é efetuada, por sua vez, através da Rede Nacional de Transporte (RNT) na qual o Estado atribui a sua concessão à REN. A distribuição de eletricidade é feita através da exploração da rede nacional de distribuição, em média e alta tensão e das Redes Municipais de Distribuição em baixa tensão. No primeiro caso, a atividade foi concessionada à Eletricidade de Portugal (EDP Distribuição), enquanto que no segundo exemplo, a atividade é realizada através de contratos de concessão celebrados entre a EDP Distribuição e os municípios. A comercialização de eletricidade, à semelhança da produção, encontra-se aberta à concorrência.

No que concerne à PRO, segundo dados disponíveis pela REN, no ano de 2010, a energia elétrica provinda da fonte térmica (17,2 TWh) detém valores mais elevados que a hidráulica (14,9 TWh). Na térmica, o gás natural (10,7 TWh) correspondeu ao valor mais significativo de produção, seguido do carvão (6,6 TWh) e, finalmente, do fuelóleo (0,047 TWh). De mencionar que este ano apresentou-se particularmente húmido com um índice de hidraulicidade de 1,31 (REN, 2010). Num ano seco, a produção hidroelétrica poderá ser substancialmente inferior. Estes valores quando comparados com o ano de 2009, com um índice de produtividade hidroelétrica inferior à média e uma produção hidroelétrica de 7,9 TWh, demonstram a elevada dependência do setor do segmento hídrico e simultaneamente das condições hidrológicas do país.

No ano de 2010, a potência instalada nas hidroelétricas era de 4578 MW e nas termoelétricas de 7407 MW, sendo que nestas últimas o carvão detinha 1756 MW, o gás natural 3829 MW, a combinação fuel/gás natural 1657 MW, e o gasóleo 165 MW.

Atendendo ao PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transportes de Eletricidade 2012-2017 (2022)³, encontra-se prevista a introdução de duas novas centrais de turbina a gás de ciclos combinados (CCGT) até 2017, na Figueira da Foz e em Sines, com 800-900 MW de potência instalada em cada uma. Simultaneamente antevê-se a desativação das centrais do Carregado, de Setúbal e Tunes, com um total de potência instalada de 1111 MW. Até 2022, poderá ocorrer a desativação da central de Sines a carvão, embora tenha sido previsto na Portaria nº1074/2006 de 3 de Outubro, a instalação de uma central a carvão com CCS (*Carbon Capture and Storage*), que se encontra condicionada pela fase imatura de desenvolvimento desta tecnologia.

No que diz respeito à PRO hídrica, prevê-se até 2022, a integração de 4992 MW de grande produção hídrica, conforme descrito na Tabela 3-1.

A imprevisibilidade da produção eólica que limita a rede elétrica nacional levou a que o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) recomendasse o aumento da capacidade hidroelétrica instalada em aproveitamentos com capacidade de armazenamento, assim como a implementação da sua reversibilidade⁴. Da integração de 4992 MW de produção hídrica, 3936 MW têm características de reversibilidade.

Os dados relativos à PRE que inclui a produção de eletricidade com base em energias renováveis, resíduos sólidos urbanos e processos de cogeração⁵, serão descritos, pormenorizadamente, no capítulo seguinte.

³ O PDIRT 2012-2017 (2022) pretende uma identificação dos projetos de investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade entre o período 2012-2017, apontando, ainda, estratégias para um período que se estende até 2022, no mesmo âmbito. Estas têm como linhas orientadoras nacionais e da União Europeia para a política energética.

⁴ *Os sistemas reversíveis permitem a bombagem sempre que esteja disponível na rede energia a baixo custo. Posteriormente essa água armazenada poderá ser utilizada para produção de energia durante horas de ponta ou de menor produção de origem eólica.* (Instituto da Água *et al.*, 2007).

⁵ “A cogeração permite produzir eletricidade e energia térmica de um modo mais eficiente, ou seja, consegue-se produzir globalmente mais energia consumindo menos combustível”. (<http://www.erse.pt/consumidor/ambiente/energiasrenovaveiscogemicro/Paginas/default.aspx>)

Tabela 3-1 Previsão de Novas Centrais Hidroelétricas (PRO)

Fonte: Elaboração própria (REN, 2011 “PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transportes de Eletricidade 2012-2017 (2022)”)

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)
Picote II	246
Bemposta II	191
Alqueva II	256**
Ribeiradio+Ermida	71+6
Baixo Sabor	140**+31**
Venda Nova III	736**
Salamonde II	207**
Foz Tua	251**
Alvito	225**
Girabolhos+Bogueira	335**+30
Fridão	238
Alto Tâmega	160
Daivões	114
Gouvães	880**
Paradela II*	320**
Carvão-Ribeira*	555**
Total	4992

* Aproveitamentos hidroelétricos que se encontram em fase de estudo por parte dos promotores, não existindo, à data de publicação deste documento, licença de construção atribuída por parte da DGEG nem acordo para solução de ligação à rede; ** Centrais Reversíveis

3.4 As energias renováveis em Portugal

No subcapítulo anterior, concluiu-se que Portugal possui um índice de dependência energético relativamente elevado que terá que reverter, futuramente, com base nas Diretivas estabelecidas a nível mundial e europeu.

Neste âmbito, surgem as FER com características reveladoras da sua disponibilidade e dispersão, uma vez que a sua produção recorre ao uso de fontes de energia primária infinitas (solar, eólica ou biomassa), com consequências menos prejudiciais para o ambiente.

Em Portugal, verifica-se a existência de um potencial expressivo para a expansão das FER que se tem traduzido num aumento crescente em setores como a indústria, transportes e residencial, com destaque para a produção de energia elétrica.

A Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, que altera e revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, estabeleceu que os Estados-Membros devem aprovar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER).

Por sua vez, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril aprovou a última Estratégia Nacional para a Energia e determina objetivos e metas para o setor das energias renováveis, conferindo-lhe um papel de relevo na estratégia energética.

A revisão do PNAER (DGEG, 2012) ainda se encontra em fase de elaboração, embora tenha sido disponibilizado um documento de linhas orientadoras, para discussão pública. Esta revisão requer uma redução no conjunto de medidas a implementar e previa centrar os seus objetivos tendo em conta um ajustamento da oferta à procura.

Portugal dispõe de um regime de acesso à rede elétrica que dá prioridade às FER, contando, ainda, com a criação de apoios de natureza financeira e fiscal ao seu investimento, através das FIT.

A aposta nas energias renováveis veio permitir diversificar o sistema energético e reduzir a dependência energética. A energia eólica reduziu o uso de centrais térmicas,

e a implementação do PNBEPH pretende contribuir para aproveitar com maior eficácia o potencial hídrico assim como aumentar os níveis de reserva.

A produção elétrica nacional assenta fortemente na combinação da energia hídrica e eólica. Porém, os objetivos futuros para este setor passam pela diversificação das FER, apostando na investigação e desenvolvimento de tecnologias.

Portugal assumiu “*para 2020, no quadro dos seus compromissos europeus, uma meta de consumo de energia final de 31% a partir de fontes renováveis*” (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 2010).

No que respeita à evolução da energia elétrica produzida a partir das FER, em Portugal Continental, registou-se um aumento destes valores em todas as fontes de energia até 2010, com destaque para a hídrica (inclui as Grandes e as Pequenas Centrais Hídricas) e a eólica (16249 GWh e 9078 GWh respetivamente) neste ano. De referir, ainda, o aumento da produção de biomassa sem cogeração (612 GWh), biomassa com cogeração (1579 GWh), RSU (455 GWh), Biogás (97 GWh) e da energia Fotovoltaica (213 GWh) (Figura 3-6).

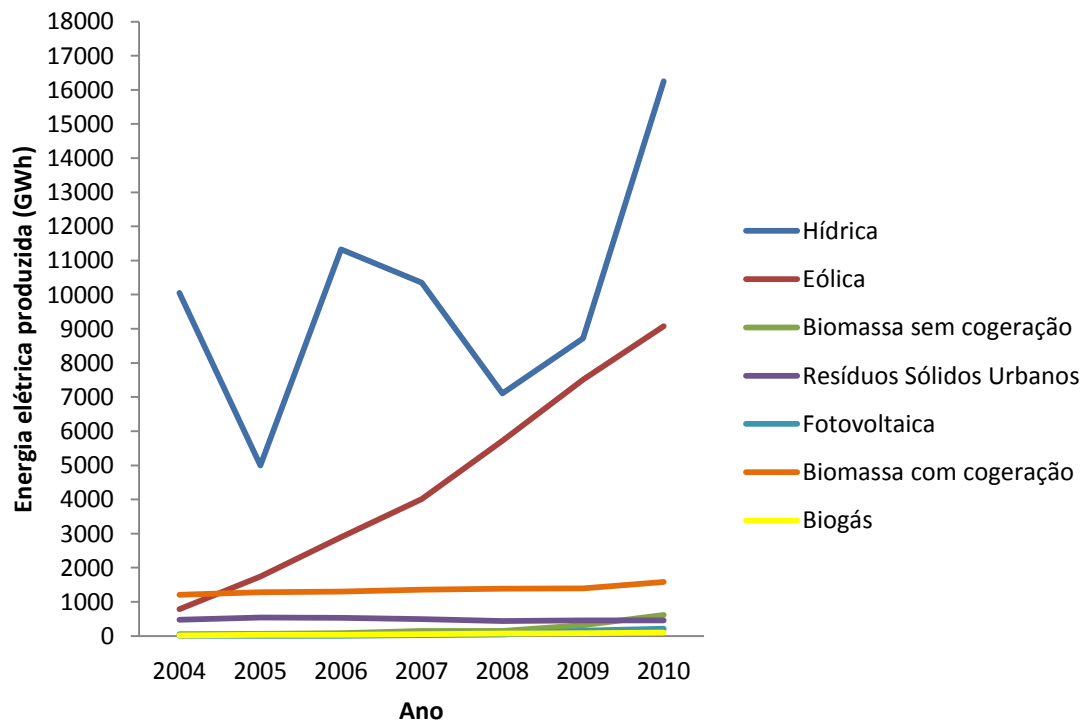


Figura 3-6 Energia elétrica produzida a partir das FER, em Portugal, entre 2004 e 2010

Fonte: Elaboração própria (DGEG, 2012)

É expresso o crescimento da potência instalada em FER nos últimos anos para produção de eletricidade (Figura 3-7), com exceção da potência relativa aos RSU que se manteve igual. Atingiu-se em 2010, 9405 MW de potência instalada, sendo 4837 MW em Hídrica, 3863 MW em Eólica, 466 MW em Biomassa (inclui Biomassa sem cogeração e com cogeração), 88 MW em RSU, 28 MW em Biogás e 122,9 MW em Fotovoltaica.

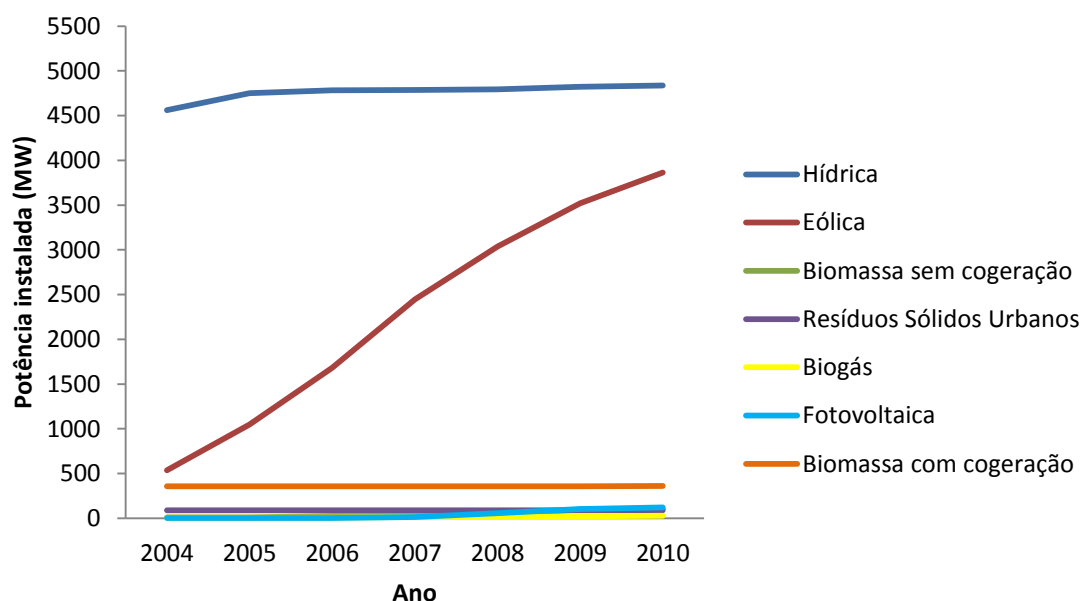


Figura 3-7 Potência instalada das FER, em Portugal, entre 2004 e 2010

Fonte: Elaboração própria (DGEG, 2012)

A energia hídrica tem sido uma aposta em Portugal, sendo que a sua capacidade instalada, em 2010, rondava os 4837 MW, dos quais 4234 MW pertenciam à Grande Hídrica (> 30 MW), 263 MW à Pequena Hídrica (> 10 e ≤ 30 MW) e 340 MW à Mini-hídrica (≤ 10 MW). O PNBEPH objetiva como meta atingir uma capacidade instalada hidroelétrica superior a 7000 MW no ano de 2020, dotando o sistema hídrico de maior capacidade de armazenamento, multifacetado e com características de reversibilidade, tal como referido anteriormente. Por sua vez, as linhas orientadoras do PNAER (DGEG, 2012), assumem reforços de potência nos aproveitamentos do Alqueva II, Venda Nova

III e Salamonde II (capacidade total – 1109 MW) e a construção de novos empreendimentos, como o Ribeiradio, Baixo Sabor e Bogueira, com um total de capacidade de 278 MW. No que respeita à Pequena Hídrica, o mesmo documento antevê um total de 500 MW de capacidade instalada no ano de 2020.

A energia eólica, a par da hídrica, tem assumido papel de destaque no que respeita à produção elétrica, dos últimos anos, em Portugal. Com uma potência instalada de 3863 MW no ano de 2010, este tipo de energia apresenta-se como uma das fontes renováveis com maior potencialidade e desenvolvimento futuro.

Assim, as linhas orientadoras do PNAER apontam no sentido de um aumento de potência eólica entre os anos 2010 e 2020, prevendo um total de 5300 MW no ano de 2020.

Por outro lado, a REN (2011) prevê um aumento da potência eólica para 2022, passando a registar 7100 MW *onshore* e 250 MW *offshore*, justificando que “*O elevado potencial eólico do interior montanhoso do País, nomeadamente nas Beiras, motiva o desenvolvimento da rede de 400 kV pelo interior entre a zona de Abrantes/Nisa e as regiões de Covilhã, Guarda e Torre de Moncorvo, numa extensão de novas linhas que ascende a mais de 250 km. O escoamento da elevada produção eólica das serras de Açor, Lousã e zonas limítrofes também induz investimentos nesta zona central e litoral do País, fundamentalmente, no eixo Tábua, Pereiros e Penela*” (REN, 2011 “PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transportes de Eletricidade 2012-2017 (2022)”).

Portugal é um dos países da Europa com maior frequência de radiação solar, o que o posiciona com um potencial de desenvolvimento cimeiro. A atual aplicação da energia solar térmica consiste na produção de calor através da utilização de coletores ou painéis solares térmicos.

Os sistemas fotovoltaicos, por sua vez, convertem diretamente a radiação solar em eletricidade e podem ir desde sistemas autónomos instalados em casas ou em mini-redes elétricas até sistemas ligados à rede. A legislação, entretanto, introduzida relativamente à Microprodução⁶ e o seu subsequente sucesso têm tido um impacto

⁶ *Microprodução de eletricidade, ou seja, produção de eletricidade em baixa tensão, abrangendo indivíduos, empresas, condomínios, entidades públicas ou quaisquer outras entidades, desde que disponham de contratos de fornecimento. A legislação prevê a atribuição de tarifas bonificadas a sistemas de microprodução baseados em determinadas tecnologias, desde que tenham potências iguais ou inferiores a 3,67 kW (11,04 kW no caso de condomínios). A portaria n.º 284/2011 limitou a 10 MW a potência*

bastante significativo na sociedade e na indústria, uma vez que permite aos consumidores em baixa tensão vender a energia produzida através de fontes, visando o cumprimento das metas estipuladas neste campo de ação. Por outro lado, a criação de diplomas que regulamentam o desempenho energético dos edifícios, como a criação do Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior nos Edifícios, o Plano Nacional para a Eficiência Energética nos Edifícios, o Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização dos Edifícios e o Regulamento das Características do Comportamento Térmico de Edifícios, têm servido de apoio à implementação desta energia renovável. Em termos futuros, as metas nacionais estabelecidas na ENE e no PNAER conduzem a uma necessidade de expansão, prevendo-se que os 122,9 MW de potência instalada da energia solar (2010) passem a deter 500 MW em 2020 (DGEG, 2012). No PDIRT 2012-2017 (2022) (REN, 2011), as previsões apontam valores mais otimistas de potência instalada, num total de 1600 MW.

O elevado potencial da costa marítima portuguesa conduziu a uma maior atenção por parte das entidades governativas relativamente à potencialidade associada à energia das ondas. O aproveitamento deste tipo de energia para a produção de eletricidade esteve em fase de viabilização/testes em zonas-piloto.

O aparecimento de obstáculos ao desenvolvimento deste tipo de energia, como o seu carácter dispendioso, a necessidade de criação de equipas multidisciplinares com uma vasta preparação, a escassa experiência em tecnologia *offshore*, e a indispensabilidade de envolvimento de empresas e instituições de I&D, têm condicionado os seus benefícios, não se registando, atualmente, nenhum valor de produção elétrica nem potência instalada. As previsões para 2020 alvejam para uma instalação de potência com um total de 6 MW (DGEG, 2012).

Contudo, no seguimento da concessão para o aproveitamento do projeto piloto na faixa marítima de S. Pedro de Moel, a REN (2011) previa a construção de uma plataforma elétrica para recolha desta geração. Numa primeira fase, a receção seria de 6 MW ao nível da média tensão da subestação da EDPD, Distribuição Energia, S.A. de Vieira de Leiria, e numa segunda fase abrangeria 250 MW de potência instalada previstos, podendo chegar aos 275 MW.

total dos sistemas de microprodução que podiam ser ligados à rede no regime bonificado.
(<http://www.energlobo.pt/microproducao.html>)

O aproveitamento da biomassa apresenta uma elevada importância para Portugal, uma vez que permite a produção de energia e simultaneamente coadjuva a redução das emissões de GEE. De referir ainda o seu impacto social traduzido na criação de emprego, sobretudo em zonas rurais, contribuindo para a fixação da população. A Estratégia Nacional para a Energia (ENE) reitera a instalação de 250 MW de potência (biomassa sem cogeração) para 2020, procurando integrar mecanismos de flexibilidade na concretização dos projetos e promovendo a produção de biomassa florestal num contexto de desenvolvimento do território e preservação da natureza e biodiversidade.

Os resíduos (resíduos sólidos urbanos e resíduos industriais) constituem outra das fontes energéticas a valorizar. Com uma potência instalada de 88 MW, segundo DGEG (2012), a potência instalada para esta fonte renovável prevista para 2020 é de 110 MW. Contudo, a REN (2011) estabelece conjeturas mais favoráveis, visando atingir, no ano de 2022, um total de 165 MW. A aplicação de uma série de medidas que estimulem a recolha e tratamento dos resíduos, através da digestão anaeróbia, visa potenciar novas instalações de aproveitamento energético.

Os biocombustíveis líquidos, como o biodiesel e bioetanol, constituem uma das revelações dos últimos anos no que respeita às energias renováveis, sendo ainda debatida e estudada a sua capacidade de eficiência energética em Portugal. Neste caso, o PNAER – linhas orientadoras aponta no sentido de se implementar no ano de 2020 um total de 60 MW, enquanto que o PDIRT da REN estabelece uma previsão de 150 MW de potência para 2022.

O total de potência instalada, no que respeita à cogeração FER e não FER é, igualmente, considerado nos dois documentos referidos neste capítulo. Assim, o PNAER – linhas orientadoras estabelece uma previsão de 491 MW para o ano 2020 no que respeita à cogeração FER e 1532 MW na cogeração não FER (DGEG, 2012). A REN (2011) aponta, para 2022, um total de 2250 MW para a cogeração.

No que respeita à Geotermia, Portugal possui aproveitamentos de pólos termais existentes em Chaves e S. Pedro do Sul, bem como aproveitamento de aquíferos profundos das bacias sedimentares no Hospital da Força Aérea do Lumiar, em Lisboa. É contudo, na Região Autónoma dos Açores, que se verificam os aproveitamentos mais

vantajosos nesta área, com as únicas centrais de produção elétrica do país que utilizam fluidos geotérmicos captados em profundidade. Foi adiantado um valor de potência instalada de 30 MW para 2020, no que respeita à energia produzida pela Geotermia (DGEG *et al.*, 2012).

Embora ainda em expansão, o uso do hidrogénio, sobretudo nos transportes e pilhas de combustível, tem sido estudado e colocado em prática, através de um conjunto de projetos de investigação desenvolvidos no país. Esta energia renovável visa assumir-se como um importante vetor energético, com capacidade de armazenamento e alteração de paradigmas energéticos.

O mote para o progresso das energias renováveis, em Portugal, tem sido analisado sob o pressuposto “*no atual contexto de fragilidade macroeconómica e de consolidação orçamental, é importante ver o financiamento das energias renováveis como uma despesa geradora de crescimento, que proporcionará um rendimento mais elevado no futuro*” (Comissão Europeia, 2010).

CAPÍTULO 4.

Integração de energias renováveis em sistemas de energia

4. INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM SISTEMAS DE ENERGIA

4.1 Introdução

Assiste-se, no momento presente, em muitos países do Mundo, a uma consciencialização no que se refere às emissões de GEE e suas consequências no que respeita às mudanças climáticas discutidas nos últimos anos. A imprevisibilidade e os preços elevados dos combustíveis fósseis, a dependência energética e os problemas ambientais advindos da utilização das energias “tradicionalis”, colocam o sistema de geração de eletricidade como um dos seus principais contribuidores.

Uma das mais soluções mais eficazes, neste âmbito, passa pela integração das FER (eólica, hídrica, solar, geotérmica, biomassa), estabelecida em documentos normativos, uma vez que permite um *mix* energético sustentável e a criação de oportunidades expressas em objetivos que visam uma conversão do sistema energético. O principal constrangimento que a produção de energia pelas FER enfrenta encontra-se associado à sua “*natureza intermitente*”, o que justifica os custos dispendiosos com sistemas de armazenamento, como é o caso da energia eólica, solar e das ondas e marés (Cósic, *et al.*, 2011). Por outro lado, a energia hidráulica e a biomassa, embora não sendo de natureza intermitente, possuem características de nível variável ou sazonal.

A possibilidade de combinação das diferentes FER tem vindo a ser abordada por diferentes autores analisando o potencial de criação de sistemas elétricos baseados em cenários 100% renováveis. Neste capítulo, apresentam-se alguns destes trabalhos, não pretendendo ser exaustivo, mas visando-se antes uma revisão representativa das abordagens recentes seguidas na literatura.

4.2 Modelos e cenários 100% renováveis na geração de eletricidade

A 5ª Conferência de Dubrovnik, em 2009, marcou um ponto de viragem nesta área, com especial incidência em metodologias e práticas de implementação de sistemas 100% renováveis.

Estes sistemas são extremamente complexos, recorrendo-se, por isso, a ferramentas informáticas assentes em modelos. Estes devem ter em conta uma análise, *a priori*, dos *inputs* estabelecidos, a definição de metas a atingir, e conjunto de medidas a aplicar de acordo com resultados obtidos.

Neste sentido, têm surgido diversos trabalhos científicos que descrevem modelos aplicáveis a cenários 100% renováveis, sobretudo no que respeita aos setores da energia elétrica e transportes.

Cósic *et al.* (2011), delinearam um sistema 100% renovável para o setor da energia da Macedónia, tendo o ano de 2050 como horizonte temporal. O sistema de produção de energia da Macedónia enfrentava problemas como a existência de um setor preferencialmente dedicado à lenhite, fortemente dependente de importações, ineficiente, e com uma distribuição bastante irregular do consumo. Com a aplicação de um modelo, foram criados três cenários, um de referência estabelecido para o ano de 2030, outro que abrangesse um sistema energético 50% renovável e ainda outro 100% renovável. O cenário de referência foi constituído pela expansão da estratégia energética usada até à data em estudo, enquanto que as entradas inseridas nos sistemas 50% e 100% renovável passam pela assunção de pressupostos como a redução na procura da eletricidade nos setores doméstico, comercial, industrial e serviços, substituição do aquecimento elétrico nos edifícios por bombas de calor mais eficientes e sustentáveis, substituição do carvão, petróleo e gás natural pela biomassa, uso de caldeiras térmicas com aproveitamento de energia solar, substituição dos combustíveis usados nos transportes por biocombustíveis, introdução de veículos elétricos, introdução do conceito de procura flexível, introdução de potência instalada de fio de água, energia solar, eólica e aumento da potência hídrica, entre outros. A distinção entre os sistemas variou nas percentagens usadas em cada um dos *inputs*.

Os resultados obtidos neste estudo apresentaram os custos económicos tidos nos três cenários, bem como capacidade de provimento de energia primária, incluindo importações e exportações, percentagem de renováveis e combustíveis. Neste caso, as conclusões retiradas seguem no sentido que *“os sistemas 100% renováveis na Macedónia são possíveis, embora para os alcançar seja necessário estabelecer metas elevadas de percentagem de biomassa, energia eólica e solar, assim como assegurar o seu equilíbrio (...). Para além disso, a análise enfatizou o tema das tecnologias de armazenamento (...). No momento, o sistema 50% renovável parece muito mais facilmente aplicável do que o 100% renovável, embora com as novas medidas de eficiência energética, que conduzirão a uma diminuição do consumo e instalação de novas capacidades de geração, este objetivo será mais facilmente atingido”* (Cósic et al., 2011).

Connolly et al. (2011), descrevem a passagem de um sistema energético de combustíveis fósseis para um sistema renovável na Irlanda. Foi simulado um modelo que considera a eletricidade, o calor e o transporte, tendo como referência o ano de 2007 para a sua validação. Os autores criaram, posteriormente, quatro cenários 100% renováveis:

1. *«Sistema energético 100% renovável baseado em biomassa»;*
2. *«Sistema energético 100% renovável usando hidrogénio»;*
3. *«Sistema energético 100% renovável maximizando o uso das energias renováveis na geração de eletricidade»;*
4. *«Sistema energético 100% renovável apoiado nos cenários previstos para a biomassa, hidrogénio e maximização das energias renováveis».*

A cada um dos cenários correspondeu um conjunto de assunções que deram origem a uma *“solução ótima”* definida pelo incremento da utilização da energia eólica, uma vez que existe na Irlanda capacidade *onshore* para suportar 130% da procura elétrica.

Os quatro cenários 100% renováveis apresentaram valores de energia primária mais baixos do que o cenário de referência, devido à introdução de sistemas mais eficientes como a cogeração e veículos elétricos. Atendendo aos resultados obtidos nos três primeiros cenários, foi criado o quarto cenário com características específicas que tiveram como principal objetivo a combinação do uso eficiente da biomassa no cenário

1 com a eficiência usada nos setores de eletricidade e aquecimento do cenário 3, recorrendo ainda a sistemas de cogeração, introdução de veículos elétricos e combinação entre hidrogénio e biomassa nos transportes rodoviários e aéreos. A ausência neste estudo, da perspetiva económica dos sistemas renováveis deve ser tida em conta, uma vez que poderia alterar os resultados obtidos.

A metodologia proposta por Mathiesen *et al.* (2011), no contexto das políticas implementadas na Dinamarca com vista à redução da emissão de GEE, apresenta uma análise técnica do sistema energético com o objetivo de desenvolver um sistema autossuficiente com vista à prosperidade do país. Este estudo, dividido em três fases, descreve o processo, análise e resultados do Plano Climático 2050 da Sociedade de Engenheiros Dinamarqueses, tendo como ponto de partida projeções feitas para 2015 e 2030 pela Autoridade de Energia Dinamarquesa. A inovação do sistema energético renovável em estudo resultou de uma combinação de uma fase criativa de introdução dos *inputs*, seguida de uma etapa de análise técnica e económica e outra associada aos resultados de medidas a implementar.

A análise técnica do sistema de energia foi realizada com o propósito de assegurar a flexibilidade e o equilíbrio entre a produção e consumo e sua relação com a eficiência advinda das energias renováveis. Este processo é efetuado num sistema de energia fechado no qual a eletricidade é apenas comercializada na Dinamarca, assegurando “*a segurança interna da oferta*” e que os produtores não sejam obrigados a exportar ou importar em momentos de variações abruptas de preços. Por sua vez, os custos socioeconómicos são calculados como despesas anuais e comparados com os custos dos anos de referência e alocados a todo o tipo de combustível, atividades associadas e investimentos de capital.

Os autores desenvolveram, ainda, uma metodologia de análise de custos de saúde, relacionados com descargas de contaminantes e poluição atmosférica, bem como uma avaliação do potencial de criação de empregos e serviços associados aos novos tipos de aproveitamento energético.

Este artigo aponta no sentido da expansão das tecnologias num sistema 100% renovável num país como a Dinamarca, mas que podem ser aplicáveis a outros exemplos. Os resultados obtidos demonstraram uma previsão da redução de emissões de

GEE, estratégias de mitigação climática, tecnologias mais eficientes, potencial de exportação e inúmeros benefícios para a saúde da população e criação de empregos, que se traduzissem em economias de recursos.

À semelhança do exemplo da Dinamarca, Liu *et al.* (2011) surge a avaliação do potencial de integração de sistemas energéticos renováveis análogos na China.

O consumo de energia na China tem crescido velozmente o que influencia significativamente a procura de energia numa escala global, tornando-a um dos países mais consumidores e principal contribuidor de emissões de CO₂.

Com o objetivo de colmatar a lacuna existente entre o consumo e a produção interna de energia, tornou-se essencial integrar as energias renováveis. Desta forma, foi analisado o potencial de aproveitamento da China em relação às energias renováveis. Segundo os autores do artigo, o potencial de desenvolvimento, tanto no que respeita à energia hídrica, como à energia eólica, solar, biomassa, energia das ondas e marés e geotérmica é elevado, embora ainda subexplorado.

A distribuição geográfica, a população, o consumo, a produção e intensidade energéticas, bem como a utilização das fontes de energia renovável dos dois países são distintas. A Dinamarca demonstrou uma provisão de energia, *per capita*, significativamente mais elevada, bem como um maior potencial total de aproveitamento energético renovável, em comparação com a China. Este país apresentou valores mais altos no indicador relativo à intensidade da energia primária (para produzir uma unidade do PIB, a China requer mais consumo de energia do que a Dinamarca). Atendendo a estes motivos, a China deve promover planos de melhoria nesta temática, no sentido de preparar e desenvolver um sistema energético mais adequado às suas necessidades e, conformemente, eficiente (Liu *et al.*, 2011).

Portugal apresenta-se como um país com um sistema energético fortemente dependente das importações de petróleo e gás natural, mas com um potencial elevado no que respeita às energias renováveis.

As recentes Diretivas Europeias deram o primeiro passo no que concerne à introdução das FER e transformação do setor energético.

Em Krajačić *et al.* (2011), é apresentada a aplicação de um modelo computacional aplicado a três cenários de produção de eletricidade em Portugal, um primeiro de referência relativo ao ano de 2006, um segundo tendo como previsão

temporal o ano de 2020 de acordo com a nova Estratégia Energética, e um terceiro relativo a sistemas 100% renováveis.

O aumento do consumo de eletricidade foi uma constante nos três cenários e o modelo usado, baseado em cálculos de sistemas fechados, apresentou algumas limitações. Os resultados obtidos por Krajačić *et al.* (2011), “*demonstraram que a solução 100% renovável favorecia a energia hídrica e eólica*”, embora esta última deva ser implementada em combinação com “*hidroelétricas reversíveis e com capacidade de bombagem*”. O modelo foi calculado para um ano, através do recurso a valores horários.

Com os compromissos assumidos pelo país, a expansão da rede (importações e exportações) no que respeita às energias renováveis e a introdução de medidas de eficiência energética, “*o abastecimento energético feito de forma 100% renovável poderá ser alcançado dentro de 10 anos*” (Krajačić *et al.*, 2011).

Este processo torna-se, contudo, crítico devido ao caráter de sistema fechado e consequentes investimentos financeiros. O modelo utilizado aceita apenas uma única instalação hidráulica reversível e não há otimização automática do referido com base em custos e parâmetros ambientais e sociais. Sem a otimização de custos, os parâmetros relativos à geração e armazenamento são determinados pelas equações do modelo e consequentes limitações. Por conseguinte, se não existir nenhum limite de penetração, o modelo “força” a uma determinada tecnologia atingindo o potencial máximo disponível. Porém, é necessário referir que nas suas conclusões, os autores referem a necessidade de utilização de modelos de planeamento energético, para colmatar estas lacunas, que recorram a balanços horários de energia e informação mais detalhada sobre indicadores específicos e ainda em fase de desenvolvimento, como o aproveitamento de biomassa e resíduos, energia das ondas e energia solar.

Elliston *et al.* (2012), realizaram uma pesquisa assente em simulações de cenários com eletricidade 100% renovável na lógica do Mercado Nacional de Eletricidade Australiano existente. A viabilidade destes cenários ficou comprovada pelos resultados obtidos através de tecnologias introduzidas no âmbito as energias renováveis em produção (eólica, fotovoltaica, hídrica, centrais térmicas solares e turbinas a gás proveniente de biocombustível).

Esta região geográfica possui elevados níveis de insolação e, conseqüentemente, potencial de aproveitamento de energia solar e fotovoltaica. O desafio passa por gerar energia suficiente durante os períodos da noite no Inverno, de forma a colmatar os interregnos na produção da energia eólica e armazenamento das centrais térmicas solares.

Depois de uma análise de sensibilidade, os autores apontaram como soluções *“instalar uma central térmica solar com altas capacidades (24 GW), que é cerca de 2,5 vezes a capacidade da central existente, aumentar a multiplicidade de fontes de energia solar nas centrais térmicas, atrasar o envio da energia provinda das centrais térmicas solares até à noite para que o pico da geração de eletricidade coincida com o pico da procura noturna”*. As medidas de redução da procura de energia nas noites de Inverno podiam representar a solução menos dispendiosa, mas necessitavam de uma análise económica.

Assim para os autores, a pesquisa deverá passar pela redução de picos que influenciem a capacidade instalada das centrais, através de uma produção eólica mais complementar, diversa e eficiente, bem como implementação de providências que adequem a oferta à procura.

Num período onde a exploração dos combustíveis fósseis se encontra próxima dos seus limites e se verifica um incremento significativo, a cada ano que passa, no consumo de energia em todos os países do Mundo, torna-se premente a descrição e aplicação de medidas que visem a sustentabilidade dos recursos e a introdução de processos inovadores. Desta forma, o caminho a seguir deve orientar-se na prossecução do desenvolvimento de sistemas renováveis responsáveis pela geração de eletricidade. Contudo, a aproximação a um sistema de energia 100% renovável requer um equilíbrio entre a oferta e a procura que nem sempre é assegurado pela variabilidade das energias renováveis. Assim, têm sido estudados os custos associados a esta volubilidade e à sazonalidade da procura, de forma a encontrar alternativas de menor curso que podem incluir aumento da diversidade de fontes de energia renováveis, sistemas de armazenamento mais eficazes e uma procura de eficiência energética de forma a colmatar os “picos” da procura.

Os trabalhos apresentados demonstram a complexidade dos sistemas em análise tornando fundamental o recurso à simulação de cenários futuros recorrendo a modelos de planeamento traduzidos em ferramentas computacionais, que permitam a flexibilidade e rapidez de processamento necessárias à elaboração de diferentes cenários e garantam, também, a possibilidade de introduzir nas simulações o efeito da sazonalidade da procura e da produção FER assim como a sua variabilidade horária.

CAPÍTULO 5.

O modelo

EnergyPLAN

5. O MODELO ENERGYPLAN

5.1 Caracterização do modelo

O modelo EnergyPLAN é um modelo de computador que visa a análise de Sistemas de Energia.

O principal objetivo do modelo é servir de ferramenta na elaboração de estratégias energéticas nacionais com base em análises técnicas e económicas resultantes da implementação de diferentes sistemas de energia e investimentos (Lund, 2011).

Constituindo-se como um modelo de input/output, usa uma simulação que permite obter uma análise horária, durante o período de um ano.

As entradas (*inputs*) no modelo são, estabelecidas, geralmente, pela procura/consumo, fontes de energia renováveis, capacidades energéticas implantadas, custos e um conjunto de estratégias de regulação opcionais enfatizadas pelos valores relativos à importação e exportação e produção excessiva de eletricidade. As saídas (*outputs*) são representadas pelos balanços de energia e resultam em produções anuais, consumo de combustíveis, importações/exportações e total de custos que incluem o rendimento proveniente de trocas de energia elétrica (Lund, 2011).

O modelo pode ser usado para diferentes tipos de análises do sistema de energia como a análise técnica, a análise de custos de mercado e estudos de viabilidade (Conolly, 2010).

A análise técnica incide sobre os sistemas complexos de energia e sobre diferentes estratégias de regulamentação técnica. Neste tipo de análise, os inputs consistem numa descrição da procura de energia, fontes de energia e respetivas capacidades de produção, bem como ganhos de eficiência, enquanto que os outputs descrevem os balanços energéticos anuais, consumos e emissões de CO₂.

A análise de custos de mercado incide numa observação dos comportamentos do mercado internacional de eletricidade. Para tal, necessita de identificar os preços praticados no mercado e os custos de produção, bem como determinar a capacidade de resposta do mercado às variações nas importações/exportações. Há, contudo, uma

premissa subjacente nesta análise que diz respeito à otimização de acordo com benefícios económicos, incluindo todo o tipo de taxas e custos de emissão de CO₂.

Os estudos de viabilidade presentes no modelo calculam a exequibilidade em termos de custos totais anuais do sistema sob diferentes modelos e estratégias de regulação. Nesta fase, os *inputs* são constituídos pela junção dos custos de investimento e dos custos fixos operacionais e de manutenção, de forma a determinar as consequências socioeconómicas das produções e encontrar a solução de menor custo. Os custos são divididos em custos de combustível, custos variáveis de operação, custos de investimento, custos fixos operacionais, custos de trocas de eletricidade e benefícios e possíveis pagamentos de CO₂ (Lund, 2011).

O EnergyPLAN permite, desta forma, otimizar os sistemas de energia com base no funcionamento técnico dos seus componentes, tendo em vista a redução das restrições impostas pelos imperativos financeiros presentes em cenários estabelecidos, aquando da análise de alternativas numa perspetiva futura (Connolly *et al.*, 2011).

5.2 Aplicação ao planeamento energético

A utilização do software EnergyPLAN tem servido como auxiliar a alguns estudos que se debruçam sobre planeamento energético.

Henrik Lund, principal estudioso desta ferramenta informática, tem vindo a aplicá-la, nos últimos anos, a vários casos de investigação no que concerne aos sistemas energéticos renováveis.

Em 2007, foi publicado um artigo no qual se discutia a perspetiva das energias renováveis na construção de estratégias para o desenvolvimento sustentável. Estas estratégias passariam por incluir três mudanças tecnológicas fulcrais como “*poupanças energéticas no lado da procura, produção eficiente e substituição dos combustíveis fósseis por energias renováveis*” (Lund, 2007). Tendo como exemplo a Dinamarca, foi aplicada uma metodologia com recurso ao EnergyPLAN, onde se calculou o balanço energético por hora, durante um ano, atendendo ao carácter intermitente da natureza das

energias renováveis, às limitações no que respeita à flexibilidade das tecnologias, bem como aos consumos para serviços auxiliares.

Desta forma, foram introduzidos no software, *inputs* referentes a decréscimos no consumo de eletricidade, aquecimento urbano e residencial, combinações de tecnologias mais eficientes nas centrais térmicas/cogeração, incremento da biomassa e energia solar e fotovoltaica.

Com os resultados apresentados, tornou-se possível esboçar uma transformação estratégica do sistema energético em 100% renovável, com recurso aos três princípios supracitados.

Em 2007, um estudo comparativo da aplicação dos modelos EnergyPLAN e H₂RES, serviu para estabelecer os parâmetros consonantes e dissonantes entre os dois, tendo como principal premissa a integração das fontes de energia renováveis em sistemas elétricos (Lund *et al.*, 2007).

Neste artigo, o caso de estudo recaiu na ilha de Mljet na Croácia e foram criados cenários com recurso aos dois programas em questão. Os resultados permitiram demonstrar que esta ilha possuía, à data da publicação do artigo, potencialidade para se tornar 100% renovável, tanto do ponto de vista do consumo de eletricidade como do transporte de hidrogénio. Os dois modelos apresentam, segundo os autores, conhecimentos e perspectivas diferentes sobre os casos de estudo, mas podem tornar-se complementares e apresentar, inclusive, “*resultados semelhantes na análise dos mesmos exemplos*” (Lund *et al.*, 2007).

A estratégia de regulamentação técnica usada no sistema energético da Macedónia, que traduz o balanço entre o consumo relativo à eletricidade e aquecimento, foi, igualmente, suportada na construção de cenários no EnergyPLAN. O cálculo de *inputs* num sistema energético fechado permitiram obter resultados, hora a hora, da produção e consumo e, simultaneamente, adicionar fatores económicos e ambientais (emissões CO₂) que permitiram delinear medidas de eficiência a este nível (Cósic *et al.*, 2011).

Na Dinamarca, a produção de energia, com recurso à energia eólica e centrais combinadas de calor e eletricidade permitiu a exportação de eletricidade para países vizinhos. Contudo, os planos de expansão destas fontes de energia poderiam restringir as opções de exportação e criar congestionamentos na transmissão, exigindo uma maior

flexibilidade. A capacidade de armazenamento de energia com ar comprimido tem sido proposta como uma potencial solução para as flutuações existentes na produção e manutenção do balanço do sistema. Salgi *et al.* (2008) debruçaram-se sobre este tema recorrendo novamente ao EnergyPLAN, onde incluíram a produção de energia a partir de centrais térmicas, unidades de cogeração, bombas de calor, caldeiras e armazenamento de calor. O aquecimento urbano foi igualmente analisado, bem como a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e combustíveis tradicionais. Com a aplicação da ferramenta informática, foi possível encontrar uma solução ótima do sistema, com uma penetração de 55% de energia eólica. Contudo, tendo em consideração o valor de armazenamento requerido para que o ar comprimido, os autores concluíram que este por si só não é suficiente na eliminação do excesso de produção (Salgi *et al.*, 2008).

Ainda para a Dinamarca, Lund *et al.* (2008) desenvolveram um estudo sobre a integração de energias renováveis nos setores do transporte e eletricidade através da introdução de veículos ligados à rede. Os autores descrevem um sistema onde os veículos elétricos Plug-in⁷, como carros elétricos e híbridos, comunicam com a rede elétrica. A rede elétrica é um sistema em equilíbrio, no qual o total de produção de energia deve ser igual ao total do consumo. Com o aparecimento de veículos elétricos e sua ligação à rede, poderá ser possível usar as suas baterias como fonte de armazenamento de energia distribuída. Por outro lado, a maior parte dos veículos carrega durante o período noturno, justamente no momento em que a produção de energia eólica é maior, o que permitirá o seu aproveitamento em períodos onde a sua produção tem de ser reduzida por não haver consumo suficiente. Foram modelados dois sistemas energéticos, um relativo à inclusão de centrais combinadas de calor e eletricidade, e outro sem a presença das referidas. Foram inseridas como entradas, no modelo EnergyPLAN, a energia necessária na geração de eletricidade, transporte e aquecimento, incluindo flutuações nos descritores das “*necessidades humanas e*

⁷ Os atuais veículos híbridos têm uma motorização dupla com o motor elétrico e motor a combustão, ambos acoplados mecanicamente às rodas. Uma pequena bateria permite o funcionamento em modo puramente elétrico a muito baixas velocidades e durante breves intervalos de tempo. O motor a combustão liga-se para velocidades superiores e para carregar a bateria quando esta fica muito descarregada. O motor elétrico fornece ainda potência adicional sempre que é preciso uma aceleração superior. Os veículos híbridos Plug-in possuem uma bateria com maior capacidade, tipicamente suficiente para 40 km de autonomia em modo puramente elétrico. Esta bateria é carregada, na maioria das vezes, ligando o veículo numa tomada elétrica, para além da contribuição da travagem regenerativa.

(<http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ied/wattdrive/veiculoselectricos/pages/veiculoselectricos.aspx>)

ambientais”. Neste seguimento, recorreu-se à modelação de quatro tipos de veículos, com variações, entre os 0% e os 100%, de penetração de energia eólica. Os resultados permitiram concluir que “*os veículos elétricos e os veículos ligados à rede permitem uma maior integração de produção de energia eólica sem excessos de produção, bem como uma maior redução nas emissões CO₂*” (Lund *et al.*, 2008).

O modelo em estudo foi, igualmente, aplicado em dois estudos relativos à integração da energia eólica nos sistemas energéticos chinês e britânico. O primeiro (Liu *et al.*, 2011) permitiu perceber a capacidade de preparação da China neste sentido, tendo como ano de referência 2007, e as suas limitações. “*A estrutura rígida de fornecimento de energia existente no país e a existência de uma grande capacidade instalada de centrais elétricas a carvão dificultam a implementação das energias renováveis*”. Assim, o artigo incide na sugestão de três principais soluções que passarão por uma maior estabilidade da rede através da inclusão de hidroelétricas e cogeração, bombas de calor combinadas com dispositivos de armazenamento, e introdução de veículos elétricos.

A otimização da geração de energia eólica e sua introdução no sistema energético britânico, tendo como base projeções para o ano de 2020, conduziram a uma pesquisa feita por Le *et al.* (2011). Esta teve como base a elaboração de dois sistemas no que respeita ao abastecimento de energia, um sistema de referência sem mudanças significativas no sistema de transmissão e distribuição, e outro alternativo com maior flexibilidade na procura de eletricidade, aumento no aquecimento urbano, redução de energia produzida a partir de centrais convencionais e aplicação de serviços mais eficientes de distribuição e transmissão. Este estudo recorreu à modelação informática e a uma análise de sensibilidade. Nesta última, foram incluídos os preços dos combustíveis e os custos de capital, passíveis de serem analisados no EnergyPLAN, resultando numa superioridade no cenário alternativo no que concerne à integração da energia eólica.

Da mesma forma, foram desenvolvidos dois cenários estratégicos para o sistema energético romeno para os anos 2008 e 2013, com vista a obter uma ferramenta de análise de políticas energéticas sustentáveis, assente na integração das energias renováveis. Um terceiro cenário foi ainda delineado nesta investigação e teve em conta uma redução de 50% da produção proveniente da energia nuclear (Gota *et al.*, 2011). Os

autores recorreram, à semelhança dos outros exemplos, a uma validação no EnergyPLAN para o ano de 2008, seguida de uma comparação do comportamento do sistema energético em estudo atendendo às mudanças estabelecidas para o ano de 2013. As conclusões retiradas determinam que a integração de energias renováveis no sistema aumentaria o total de produção energética e, simultaneamente reduziria o total de emissões de CO₂. Por sua vez, a redução da capacidade instalada de energia nuclear não se apresentou tão fácil de implementar, conforme esperado, devido à *“natureza imprevisível e variável da energia eólica, que exige uma grande capacidade de armazenamento de energia ou métodos que preservem o excesso de energia e a disponibilizem quando necessário”*.

O EnergyPLAN foi, mais uma vez, usado no trabalho apresentado por Lund *et al.* (2012) sobre uma central de captura e armazenamento de carbono proposta para o sistema energético dinamarquês de forma a reduzir as emissões de CO₂. Os resultados obtidos através da modelação realizada para três possíveis cenários (2015, 2030 e 2050), permitiu aos autores concluir que a estrutura proposta não seria viável, uma vez que exige custos elevados de investimento e um número muito elevado de horas de utilização, o que constituiria um obstáculo à lógica de produção das energias renováveis e poderia trazer consequências negativas para o sistema energético existente.

O EnergyPLAN revela-se assim uma ferramenta valiosa no planeamento energético, no sentido que possibilita obter um conjunto diverso de estratégias de regulação, conforme o enfoque definido em cada um dos estudos. Desta forma, os seus *outputs* permitem aos investigadores e decisores adotar medidas que visem a expansão de sistemas energéticos mais ajustados, eficientes e sustentáveis. Tem sido demonstrada a sua aplicação a sistemas com elevados níveis de integração de energias renováveis, tanto no planeamento energético em geral como no planeamento elétrico, de forma a contribuir para o apoio à tomada de decisão nos referidos setores.

CAPÍTULO 6.
Cenários 100%
renováveis na geração
de eletricidade em
Portugal

6. CENÁRIOS 100% RENOVÁVEIS NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL

Neste capítulo, apresenta-se a simulação do Sistema Elétrico Português recorrendo ao modelo EnergyPLAN, considerando diversos cenários definidos de acordo com as atuais políticas energéticas e assumindo, também, um sistema 100% renovável.

São assim apresentados, inicialmente, os pressupostos considerados para os diferentes cenários, seguindo-se uma descrição dos resultados obtidos pela aplicação do modelo.

6.1 Pressupostos e dados

A dependência energética em Portugal, já anteriormente referida, encontra-se fortemente associada à produção de eletricidade advinda de fontes designadas por “tradicionais”. O estabelecimento de metas definidas a nível europeu e nacional apresenta-se em dissonância com esta conjuntura, preconizando um apelo à integração das energias renováveis no planeamento energético.

Neste sentido, o presente trabalho incide na apresentação de cenários renováveis na geração de eletricidade em Portugal Continental, modelados pelo programa EnergyPLAN.

Desta forma, foram estabelecidos quatro cenários para o país:

- ✓ Cenário 1: cenário de referência/validação do modelo, tendo por base o ano de 2010;
- ✓ Cenário 2: cenário alternativo tendo por base o ano de 2020, atendendo a valores apresentados no PNAER – linhas orientadoras (DGEG, 2012);
- ✓ Cenário 3: cenário alternativo tendo por base o ano de 2022, atendendo a valores apresentados no PDIRT (REN, 2011);
- ✓ Cenário 4: cenário 100% renovável com a total permuta dos combustíveis fósseis pelas energias renováveis.

Aos valores introduzidos foi associada, sempre que necessário, uma distribuição horária com um total de 8784 valores exigidos pelos parâmetros de cálculo do software.

Procurou-se, em todos os cenários, uma análise técnica dos parâmetros introduzidos, bem como uma perspetiva económica com a evolução da dependência energética, a inclusão de custos e emissões de CO₂.

6.1.1 Cenário 1

Com este cenário pretende validar-se o modelo de acordo com o real funcionamento do sistema em 2010. Os resultados obtidos foram comparados com os dados técnicos da REN, permitindo criar um modelo de referência que serviu de base à construção dos cenários seguintes.

Os dados técnicos inseridos no programa de Modelação (Menu *Input*) foram disponibilizados pela própria REN, contendo informação horária relativa a consumos e produção por tecnologia (Anexo 1).

Assim, em 2010, Portugal apresentava um total de 52,3 TWh/ano no que respeitava ao consumo elétrico, e um saldo de importações/exportações com um total de -2,6 TWh/ano (Tabela 6-1).

Com uma potência instalada de 7407 MW no que respeita às Centrais Termoelétricas (Menu *District Heating* – Anexo 2), as energias renováveis detinham, por sua vez, um total de 8404 MW.

Relativamente às energias renováveis, a eólica detinha, neste ano, um total de potência instalada de 3225 MW, a fotovoltaica 100 MW, a hídrica fio de água (inclui a mini-hídrica) 2380 MW, a hídrica com albufeira 2117 MW, a biomassa (biomassa sem cogeração, RSU e biogás) com 222 MW (Menu *Renewable Energy* – Anexo 3) e a biomassa com cogeração (360 MW). Estes valores foram estimados de acordo com a produção total obtida nos Diagramas de Carga da REN.

No que concerne à capacidade de armazenamento, os cálculos usados encontram-se devidamente explicitados na Tabela 6-2. Os dados relativos à distribuição horária e abastecimento de água foram introduzidos de acordo com os Diagramas da

REN. A capacidade de bombagem das albufeiras foi introduzida com um total de 492 MW-e uma eficiência de 100%.

No Menu *Industry* (Anexo 4) foi incluída a Produção em Regime Especial por cogeração. Esta correspondia neste ano a 7,332 TWh/ano, distribuídas pelo fuelóleo, gás natural e biomassa.

No Menu *Regulation* (Anexo 5) foi incluída a capacidade de transmissão de 1600 MW (PDIRT – REN, 2011), bem como um fator de estabilização mínimo de produção de 0,3. Este último diz respeito a uma estabilidade da rede elétrica a partir da percentagem de eletricidade que é passível de ser controlada pela modelação como é o caso da térmica e hídrica - albufeiras. O valor definido para este fator foi de 30% em todos os cenários, de acordo com o estipulado como recomendável no manual do EnergyPLAN (Lund, 2011).

Com base em todos os dados apresentados, foi feita uma otimização técnica, cujos resultados serão abordados no subcapítulo seguinte.

Tabela 6-1 Dados técnicos no Cenário 1

Cenário 1	
Consumo elétrico (TWh/ano)	52,3 [REN, 2010]
Saldo importações/exportações (TWh/ano)	-2,6 [REN, 2010]
Carvão (TWh/ano)	6,6 [REN, 2010]
Fuelóleo (TWh/ano)	0,047 [REN, 2010]
Gás Natural (TWh/ano)	10,7 [REN, 2010]
Biomassa (TWh/ano)	1,2 [1]
Centrais termoelétricas (potência instalada - MW-e)	7407 [REN, 2010]
Eólica (MW)	3225 [REN, 2010]
Fotovoltaica (MW)	100 [REN, 2010]
Fio de Água (MW)	2380 [REN, 2010; DGEG, 2011]
Albufeiras (MW-e)	2117 [REN, 2010; DGEG, 2011]
Albufeiras eficiência da bombagem (%)	100 [EDP, 2011]
Albufeiras - média da capacidade de armazenamento (GWh)	3,076 [2]
Albufeiras bombagem (MW-e)	492 [REN, 2010]
Albufeiras abastecimento de água anual (TWh/ano)	6,5 [REN, 2010]
PRE térmica (TWh/ano)	7,332 [REN, 2010]
PRE térmica (fuelóleo) (TWh/ano)	2,866 [3]
PRE térmica (gás natural) (TWh/ano)	2,866 [3]
PRE térmica (biomassa) (TWh/ano)	1,6 [DGEG, 2011]

[1] DGEG, 2011 - Inclui a biomassa sem cogeração (612GWh), RSU (455GWh) e biogás (97GWh)

[2] Cálculos presentes na Tabela 6-2

[3] PRE térmica (7,332TWh); biomassa com cogeração (1,6 TWh): $7,332TWh - 1,6TWh = 5,732$;
 $5,732 TWh / 2 = 2,866 TWh$

Tabela 6-2 Cálculos relativos às albufeiras no Cenário 1

Fonte: REN,2010

Mês/ano	Dez 2009	Jan 2010	Fev 2010	Mar 2010	Abr 2010	Mai 2010	Jun 2010	Jul 2010	Ago 2010	Set 2010	Out 2010	Nov 2010	Dez 2010
Produção Albufeiras (GWh)	554	1054	768	932	728	558	315	314	203	231	225	481	663
Armazenamento nas Albufeiras (GWh)	2545	2785	2913	2873	2689	2363	2168	1895	1723	1534	1599	1589	1935
% máximo	83	90	95	93	87	77	70	62	56	50	52	52	63
Capacidade de Armazenamento mensal (GWh)	$\frac{\text{armazenamento nas albufeiras}}{\%máximo} \times 100$												
Média da Capacidade de armazenamento (GWh)	$\bar{x} (\text{capacidade de armazenamento mensal}) = 3,076$												

6.1.2 Cenário 2

O Cenário 2, projetado para o ano de 2020, teve como referência valores apresentados na revisão do PNAER, numa versão para discussão pública apresentada em Junho de 2012 que visa propor linhas orientadoras no que respeita à eficiência energética e energias renováveis. Embora não se apresente como uma versão final do documento, esta aborda o conjunto de metas a cumprir em 2020 e as respetivas medidas para este objetivo, assentando em princípios como o da redução da dependência energética do país e apontando para uma maior sustentabilidade do sistema elétrico.

A versão resumida deste documento não apresenta informação disponível para todos os parâmetros necessários à modelação, mas constitui o documento mais atual e enquadrado na conjuntura economicamente debilitada dos dias de hoje. Devido à falta de informação, houve a necessidade de estimar valores partindo de cálculos efetuados com base em dados obtidos para o ano de 2010, o que poderá acarretar alguma margem de erro.

A revisão do PNAER visa assegurar as orientações europeias no que respeita à integração de 31% das FER no consumo final de energia, aos quais corresponde 60% de

eletricidade produzida a partir das referidas e a uma redução de 5,6% nos níveis de emissão dos GEE face ao valor registado em 2010.

Assim importa referir que este documento estabelece até 2020, no que respeita à PRO térmica, o encerramento da central a gásóleo de Tunes (2012), o descomissionamento da central a fuelóleo de Setúbal (2012), a entrada das CCGT de Sines e Lavos (2017) e a retirada da central de carvão de Sines. Por outro lado, relativamente à PRO hídrica, prevê-se a execução de seis empreendimentos no Tua, Fridão, Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Girabolhos.

A Produção em Regime Especial irá cingir-se no período considerado em análise aos compromissos estabelecidos no NER300⁸.

Desta forma, neste Cenário foi introduzido um total de 53,6 TWh/ano de consumo elétrico. As metas definidas no PNAER apontam, ainda, para uma redução da dependência energética exterior de 73% em relação ao ano de 2010, fixando-se um saldo de importações/exportações com um total de -1,9 TWh/ano (Tabela 6-3).

As Centrais Termoelétricas apresentarão, neste Cenário, um total de 6900 MW de potência instalada, enquanto que as energias renováveis registarão um total de 15.609 MW. Relativamente às energias renováveis, apenas foram tidas em conta a eólica (5300 MW), fotovoltaica (500 MW), fio de água (inclui mini-hídrica – 4750 MW), albufeiras (4250 MW)⁹, ondas (6 MW¹⁰) e biomassa (biomassa com e sem cogeração, RSU e biogás) com 803 MW.

A produção advinda dos combustíveis foi estimada de acordo com a potência instalada do ano de 2010 e a prevista para 2020 e inserida no Menu *District Heating*. Este valor será sujeito à otimização técnica subjacente ao EnergyPLAN onde se pretende a maximização da utilização de recursos renováveis.

Relativamente à produção de biomassa (inclui biomassa sem cogeração, RSU e Biogás) inserida, igualmente, neste Menu, o seu cálculo foi efetuado recorrendo-se à

⁸ O mecanismo de incentivo NER300 tem por objetivo incentivar o investimento dos Estados Membros e do setor privado em tecnologias com baixo teor de carbono e surgiu no contexto da revisão da Diretiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro, pela Diretiva n.º 2009/29/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril, a fim de melhorar e alargar, para o período de 2013 -2020, o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão). <http://www.clima.pt/ner300>

⁹ O documento relativo ao PNAER – linhas orientadoras (DGEG *et al.*, 2012) não distingue a potência atribuída às albufeiras e fio de água, assumindo um total de hídrica de 8500 MW. Desta forma, assumiu-se que cada uma das fontes de energia contribuiria com 50% deste total.

¹⁰ A distribuição horária deste tipo de energia foi assumida como constante ao longo de todo o ano, uma vez que não constavam nos Diagramas de Carga da REN do ano 2010.

proporcionalidade entre os dados de 2010 e a potência instalada prevista para 2020 (Tabela 6-3 – [16]).

No que respeita aos parâmetros relativos às albufeiras, procedeu-se ao cálculo da taxa de crescimento da potência instalada entre o valor definido para 2010 e o previsto para 2020. Esta taxa de crescimento foi, posteriormente, aplicada à capacidade de armazenamento, capacidade de bombagem e abastecimento de água das albufeiras (Tabela 6-3 – [18], [19] e [20]).

A PRE térmica inserida no Menu *Industry* corresponde, neste ano, a 8,84 TWh/ano, distribuídas pelo fuelóleo (3,33 TWh/ano), gás natural (3,33 TWh/ano) e biomassa com cogeração (2,18 TWh/ano).

No que respeita à distribuição horária, foram utilizados os Diagramas de Carga da REN referentes ao ano de 2010. Assumiu-se assim que a distribuição horária de consumos e de produção das tecnologias renováveis se manteria inalterada apenas variando a sua amplitude de acordo com os novos valores de consumo total anual esperado e de potência instalada.

No Menu *Regulation*, foi introduzida uma capacidade de transmissão de 3000 MW (PDIRT – REN, 2011), estabelecendo-se como fator de estabilização mínimo de produção, mais uma vez, 30%.

Com base nestes dados, foi feita uma otimização técnica, cujos resultados serão abordados no subcapítulo seguinte.

Tabela 6-3 Dados técnicos no Cenário 2

Cenário 2	
Consumo elétrico (TWh/ano)	53,6 [DGEG, 2012]
Saldo importações/exportações (TWh/ano)	-1,9 [4]
Carvão (TWh/ano)	2,26 [5]
Fuelóleo (TWh/ano)	0,014 [5]
Gás Natural (TWh/ano)	16,20 [5]
Biomassa (TWh/ano)	2 [6]
Centrais termoelétricas (potência instalada - MW-e)	6900 [DGEG, 2012]
Eólica (MW)	5300 [DGEG, 2012]
Fotovoltaica (MW)	500 [DGEG, 2012]

Fio de Água (MW)	4750 [DGEG, 2012]
Ondas (MW)	6 [DGEG, 2012]
Albufeiras (MW-e)	4250 [DGEG, 2012]
Albufeiras eficiência da bombagem (%)	100 [EDP, 2011]
Albufeiras - capacidade de armazenamento (GWh)	6,152 [7]
Albufeiras bombagem (MW-e)	492 [8]
Albufeiras abastecimento de água anual (TWh/ano)	13 [9]
PRE térmica (TWh/ano)	8,84 [10]
PRE térmica (fuelóleo) (TWh/ano)	3,33 [11]
PRE térmica (gás natural) (TWh/ano)	3,33 [11]
PRE térmica (biomassa) (TWh/ano)	2,18 [12]

[4] DGEG, 2012: define uma redução de 73% em relação ao valor de 2010

[5]

Carvão:

Valor estimado: Potência instalada (2010) – 1756 MW; Produção (2010) – 6,6 TWh/ano;

Potência instalada (2020 - DGEG *et al.*, 2012) – 600 MW:

$$\frac{1756 \text{ MW} \times 6,6 \text{ TWh}}{600 \text{ MW}} = 2,26 \text{ TWh}$$

Gás Natural:

Valor estimado: Potência instalada (2010) – 3829 MW; Produção (2010) – 10,7 TWh/ano;

Potência instalada (2020 - DGEG *et al.*, 2012) – 5800 MW:

$$\frac{3829 \text{ MW} \times 10,7 \text{ TWh}}{5800 \text{ MW}} = 16,20 \text{ TWh}$$

Fuelóleo:

Valor estimado: Potência instalada (2010) – 1657 MW; Produção (2010) – 0,047 TWh/ano;

Potência instalada (2020 - DGEG *et al.*, 2012) – 500 MW:

$$\frac{1657 \text{ MW} \times 0,047 \text{ TWh}}{500 \text{ MW}} = 0,014 \text{ TWh}$$

[6] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 222 MW; Produção (2010) – 1,2 TWh/ano;

Potência instalada (2020) – 370 MW:

$$\frac{370 \text{ MW} \times 1,2 \text{ TWh}}{222 \text{ MW}} = 2 \text{ TWh}$$

[7] Taxa de crescimento entre a potência instalada de 2010 e 2020

$$4250 \text{ MW} / 2117 \text{ MW} - 1 = 1$$

$$\text{capacidade de armazenamento (2010)} \times (1 + \text{taxa de crescimento}) = 3,076 \text{ GWh} \times (1 + 1) = 6,152 \text{ GWh}$$

[8] Taxa de crescimento entre a potência instalada de 2010 e 2020

$$4250 \text{ MW} / 2117 \text{ MW} - 1 = 1$$

$$\text{capacidade de bombagem (2010)} \times (1 + \text{taxa de crescimento}) = 492 \text{ MWe} \times (1 + 1) = 984 \text{ MWe}$$

[9] Taxa de crescimento entre a potência instalada de 2010 e 2020

$$4250 \text{ MW} / 2117 \text{ MW} - 1 = 1$$

$$\text{abastecimento de água (2010)} \times (1 + \text{taxa de crescimento}) = 6,5 \text{ TWh} \times (1 + 1) = 13 \text{ TWh}$$

[10] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 1680 MW; Produção (2010) – 7,332 TWh;

Potência instalada (2020) – 2023 MW:

$$\frac{2023 \text{ MW} \times 7,332 \text{ TWh}}{1680 \text{ MW}} = 8,84 \text{ TWh}$$

[11] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 660 MW; Produção (2010) – 2,866 TWh;

Potência instalada (2020) – 766 MW:

$$\frac{766 \text{ MW} \times 2,866 \text{ TWh}}{660 \text{ MW}} = 3,33 \text{ TWh}$$

[12] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 360 MW; Produção (2010) – 1,6 TWh;

Potência instalada (2020) – 491 MW:

$$\frac{491 \text{ MW} \times 1,6 \text{ TWh/ano}}{360 \text{ MW}} = 2,18 \text{ TWh}$$

6.1.3 Cenário 3

Este Cenário aponta previsões para o ano de 2022 sustentadas nas estratégias definidas no PDIRT da REN relativas ao sistema elétrico em Portugal Continental.

A REN objetiva consumir os compromissos estabelecidos de acordo com as políticas nacionais de promoção de integração das FER nas redes, visando uma contribuição de, pelo menos, 60% no total de eletricidade produzida. No entanto, os valores apresentados neste documento diferem substancialmente dos referidos no Cenário 2 (PNAER), sobretudo no que diz respeito ao crescimento do consumo de eletricidade e da potência instalada por fontes renováveis.

Assim, de acordo com os dados presentes no documento supra citado, o consumo elétrico irá ser, em 2022, de 66,42 TWh/ano (Tabela 6-4). Quanto ao saldo de importações/exportações, dada a inexistência deste valor no PDIRT, assumiu-se o previsto na revisão do PNAER (-1,9 TWh/ano).

A potência instalada das Centrais Termoelétricas apresenta, no Cenário 3, um total de 7245 MW.

Da potência instalada das energias renováveis, a eólica detém os valores mais elevados com 7350 MW (*onshore* – 7100 MW, *offshore* – 250 MW¹¹), seguida da hídrica, albufeiras com 6971 MW e fio de água (inclui mini-hídrica) com 3389 MW. A fotovoltaica apresenta um total de 1600 MW, precedida da energia das ondas com um total de 275 MW previsto¹² e, finalmente, da biomassa (biomassa sem cogeração, RSU e biogás) com 565 MW e biomassa com cogeração (750 MW).

A produção estimada para os combustíveis e inserida no Menu *District Heating* teve como base os dados relativos à potência instalada em 2010 e respetiva produção e potência instalada prevista no PDIRT.

No que respeita às albufeiras, mais uma vez procedeu-se ao cálculo da taxa de crescimento da potência instalada entre o valor definido para 2010 e o previsto para 2022, aplicando-a de seguida aos parâmetros relativos à capacidade de armazenamento e abastecimento de água das albufeiras (Tabela 6-4 – [29] e [30]). A capacidade de bombagem das albufeiras exibirá, segundo o documento em análise, um total de 5002 MW-e, valor substancialmente mais alto do que os cenários apresentados anteriormente.

A PRE térmica inserida no Menu *Industry* corresponde, neste ano, a 9,72 TWh/ano, valor estimado (Tabela 6-4 – [31]). Como não há informação disponível no

¹¹ Foi inserido um fator de correção de produção de 0,1 no modelo devido à presença de energia eólica *offshore*.

¹² A distribuição horária deste tipo de energia foi assumida como constante ao longo de todo o ano, uma vez que não constavam nos Diagramas de Carga da REN do ano 2010.

PDIRT quanto à potência instalada e/ou produção da biomassa com cogeração, a PRE térmica foi distribuída homogeneamente pelo fuelóleo, gás natural e biomassa (3,24 TWh/ano).

No Menu *Regulation*, a capacidade de transmissão atribuída foi de 3000 MW, assumindo-se um fator de estabilização de 30%.

Tabela 6-4 Dados técnicos no Cenário 3

Cenário 3	
Consumo elétrico (TWh/ano)	66,43 [REN, 2011 – PDIRT]
Saldo importações/exportações (TWh/ano)	-1,9 [13]
Carvão (TWh/ano)	6,6 [14]
Fuelóleo (TWh/ano)	0 [14]
Gás Natural (TWh/ano)	15,3 [14]
Biomassa (TWh/ano)	3,1 [15]
Centrais termoelétricas (potência instalada - MW-e)	7245 [REN, 2011 – PDIRT]
Eólica (MW)	7350 [REN, 2011 – PDIRT]
Fotovoltaica (MW)	1600 [REN, 2011 – PDIRT]
Fio de Água (MW)	3389 [REN, 2011 – PDIRT]
Ondas (MW)	275 [REN, 2011 – PDIRT]
Albufeiras (MW-e)	6971 [REN, 2011 – PDIRT]
Albufeiras eficiência da bombagem (%)	100 [EDP, 2011]
Albufeiras - capacidade de armazenamento (GWh)	10,151 [16]
Albufeiras bombagem (MW-e)	5002 [REN, 2011 – PDIRT]
Albufeiras abastecimento de água anual (TWh/ano)	21,4 [17]
PRE térmica (TWh/ano)	9,72 [18]
PRE térmica (fuelóleo) (TWh/ano)	3,24 [19]
PRE térmica (gás natural) (TWh/ano)	3,24 [19]
PRE térmica (biomassa) (TWh/ano)	3,24 [19]

[13] DGE, 2012: define uma redução de 73% em relação ao valor de 2010

[14]

Carvão:

Valor estimado: Potência instalada (2010) –1756 MW; Produção (2010) – 6,6 TWh/ano;

Potência instalada (2022 - REN, 2011 – PDIRT) – 1756 MW:

$$\frac{1756 \text{ MW} \times 6,6 \text{ TWh}}{1756 \text{ MW}} = 6,6 \text{ TWh}$$

Gás Natural:

Valor estimado: Potência instalada (2010) –3829 MW; Produção (2010) – 10,7 TWh/ano;

Potência instalada (2022 - REN, 2011 – PDIRT) – 5489 MW:

$$\frac{3829 \text{ MW} \times 10,7 \text{ TWh}}{5489 \text{ MW}} = 15,3 \text{ TWh}$$

Fuelóleo: Não se prevê potência instalada para as centrais a fuelóleo (REN, 2011 – PDIRT)

[15] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 222 MW; Produção (2010) – 1,2 TWh/ano;

Potência instalada (2022) – 565 MW:

$$\frac{565 \text{ MW} \times 1,2 \text{ TWh}}{222 \text{ MW}} = 3,1 \text{ TWh}$$

[16] Taxa de crescimento entre a potência instalada de 2010 e 2022

$$6971 \text{ MW} / 2117 \text{ MW} - 1 = 2,3$$

$$\begin{aligned} \text{capacidade de armazenamento (2010)} \times (1 + \text{taxa de crescimento}) &= 3,076 \text{ GWh} \times (1 + 2,3) \\ &= 10,151 \text{ GWh} \end{aligned}$$

[17] Taxa de crescimento entre a potência instalada de 2010 e 2022

$$6971 \text{ MW} / 2117 \text{ MW} - 1 = 2,3$$

$$\text{abastecimento de água (2010)} \times (1 + \text{taxa de crescimento}) = 6,5 \text{ TWh} \times (1 + 2,3) = 21,4 \text{ TWh}$$

[18] Valor estimado: Potência instalada (2010) – 1698 MW; Produção (2010) – 7,332 TWh;

Potência instalada (2022) – 2250 MW:

$$\frac{2250 \text{ MW} \times 7,332 \text{ TWh}}{1698 \text{ MW}} = 9,72 \text{ TWh}$$

[19] PRE térmica (9,72 TWh/ano): $9,72 \text{ TWh} / 3 = 3,24 \text{ TWh}$

6.1.4 Cenário 4

O último Cenário foi delineado com o objetivo de introduzir num sistema aberto, com trocas com o exterior, uma integração das energias renováveis a 100%, com total substituição dos combustíveis fósseis.

Assim, mantendo o consumo elétrico estabelecido no Cenário 2 (53,6 TWh/ano) e o saldo importações/exportações (-1,9 TWh/ano), a potência total estabelecida para as energias renováveis assume um valor de 27.145 MW (Tabela 6-5). A potência instalada da energia eólica assume um total de 9970 MW, a fotovoltaica 4500 MW, a das albufeiras 6971 MW, fio de água 3389 MW, a energia das ondas com 1000 MW¹³, a biomassa (biomassa sem cogeração, RSU e biogás) com 565 MW e a biomassa com cogeração (750 MW).

Os dados inseridos no consumo elétrico, no saldo de importação/exportação e no *Menu Regulation* foram os assumidos no Cenário 2, uma vez que apresentam valores previstos com um menor período de distância. No que respeita à hídrica, os valores corresponderam aos adotados no Cenário 3 porque se encontram mais próximos dos previstos no documento PDIRT da REN que tem em conta os empreendimentos a este nível.

Este cenário favorece a potência instalada da energia eólica (*onshore e offshore*) que assume um total de 9970 MW, ao qual se atribuiu um fator de correção de 0,1. Este fator de correção ajusta a distribuição horária introduzida, não altera a produção de energia na totalidade, mas faz aumentar a produção em todas as horas definidas no Diagrama de Carga. Neste caso, o valor foi aplicado uma vez que se introduziu um total de potência instalada que diz respeito à energia eólica *onshore e offshore*. O valor de potência instalada encontra-se presente no cenário 100% renovável apresentado por Krajačić *et al.* (2011) para Portugal, e enquadra-se nos valores apresentados em Estanqueiro *et al.* (2009) que apontam para um total de potência máxima instalada próximos dos 7000 MW para a energia eólica *onshore* e 3500 MW para a *offshore*.

Implementou-se, ainda, neste cenário um total de potência instalada elevado para a energia das ondas com base no artigo de Krajačić *et al.* (2011). Esta opção foi

¹³ A distribuição horária deste tipo de energia foi assumida como constante ao longo de todo o ano, uma vez que não constavam nos Diagramas de Carga da REN do ano 2010.

considerada em virtude da capacidade de interligação ser limitada (3000 MW) e não terem sido incluídos sistemas de armazenamento de eletricidade descentralizada, o que conduziria a momentos críticos de incapacidade de satisfação da procura.

Tabela 6-5 Dados técnicos no Cenário 4

Cenário 4	
Consumo elétrico (TWh/ano)	53,6 [DGEG, 2012]
Saldo importações/exportações (TWh/ano)	-1,9 [20]
Carvão (TWh/ano)	0
Fuelóleo (TWh/ano)	0
Gás Natural (TWh/ano)	0
Biomassa (TWh/ano)	3,1 [20]
Centrais termoelétricas (potência instalada - MW-e)	0
Eólica (MW)	9970 [Krajačić <i>et al.</i> , 2011]
Fotovoltaica (MW)	4500 [Krajačić <i>et al.</i> , 2011]
Fio de Água (MW)	3389 [20]
Ondas (MW)	1000 [Krajačić <i>et al.</i> , 2011]
Albufeiras (MW-e)	6971 [20]
Albufeiras eficiência da bombagem (%)	100 [EDP, 2011]
Albufeiras - capacidade de armazenamento (GWh)	10,151 [20]
Albufeiras bombagem (MW-e)	5002 [20]
Albufeiras abastecimento de água anual (TWh/ano)	21,40 [20]
PRE térmica (biomassa) (TWh/ano)	3,24 [20]

[20] Valor igual ao do Cenário 3

6.2 Custos e emissões CO₂

Este trabalho visa, igualmente, uma análise económica sumária aos Cenários em estudo e que será desenvolvida no capítulo “Resultados e Análise”.

Devido às diferenças significativas, a este nível, entre os distintos tipos de tecnologia de geração de energia elétrica, os dados introduzidos encontram-se compilados na Tabela 6-6. Estes dados incluem custos de investimento, custos variáveis de operação e manutenção (O&M), tempo de vida, taxas de juro, fator de atualização de uma série constante, custos de combustível, eficiência e emissões CO₂.

Os cálculos baseiam-se na distribuição uniforme do custo do investimento, durante o tempo de vida da tecnologia e o custo de investimento é obtido para todas as tecnologias em estudo como uma soma das anuidades durante um ano de planeamento. Para tal, recorreu-se ao cálculo de um fator de atualização de uma série constante dependente do tempo de vida de cada tecnologia e taxa de juro considerada na análise de custos.

Os custos variáveis de O&M são obtidos como a soma dos custos variáveis de cada tecnologia durante o ano de planeamento e dependem da quantidade de eletricidade produzida (Ferreira, 2007).

Os custos de combustível dizem respeito aos preços estabelecidos para cada tipo de fonte primária usada nas centrais relacionados com o seu poder calorífico, eficiência e produção de eletricidade.

O elemento que diz respeito às emissões CO₂ baseia-se no fator de emissão específica de cada uma das tecnologias e no valor de mercado das licenças de emissão de CO₂. O balanço do CO₂ é zero para a utilização das energias renováveis, com exceção da biomassa uma vez que se se analisar “*toda a cadeia de aproveitamento de biomassa (recolha, transporte, queima), está sempre associada a libertação de gases de efeito de estufa*” (Carneiro, 2010).

Tabela 6-6 – Dados económicos

	Custos de investimento (€/MW) [21]	Custos variáveis de O&M (€/MWh) [22]	Tempo de vida [23]	Taxa de juro (%) [24]	Fator de atualização de uma série constante [25]	Custos de combustível (€/MWh) [26]	Eficiência (%) [27]	CO ₂ (ton/MWh) [28]	Preço CO ₂ (€/ton) [29]
Carvão	1.646.820	4,65	40	10	9,78	23,38	37,5	0,900	15,24
Gás Natural	825.242	3,46	30	10	9,43	54,43	55,9	0,370	
Fuelóleo	-	2,2	-	-	-	114,22	45,7	0,800	
Hídrica -Albufeira	1.443.000	8,32	50	6	9,91	0	-	0	15,24
Hídrica-Fio de água	1.662.000	3,87	50	6	9,91	0	-	0	
Hídrica -Mini-hídrica	2.036.800	4,33	50	10	9,91	0	-	0	
Eólica	1.813.060	16,92	24	10	8,98	0	-	0	
Fotovoltaica	4.635.080	23,12	25	10	9,08	0	-	0	
Ondas	5.000.000	30	60	10	9,97	0	-	0	
Biomassa	2.500.000	4	20	10	8,51	9	27,7	0,022	
Cogeração Gás Natural	700.000	4,5	20	10	8,51	54,43	75	0,289	15,24
Cogeração Fuelóleo	1.050.000	9	20	10	8,51	114,22	78	0,695	15,24
Cogeração Biomassa	800.000	3	35	10	9,64	9	75	0,022	15,24

[21] IEA/Nuclear Energy Agency – NEA, 2010; Instituto da Água *et al.*, 2007; WAVEPLAM/Intelligent Energy – Europe, 2008; Carneiro, 2010 (Tabela 18 – Needs [2008] – Combustão, central de cogeração com turbina a vapor); COGEN Portugal, 2011; Brandão (2004); Castro (2008).

[22] IEA/Nuclear Energy Agency – NEA, 2010; Instituto da Água, Direcção Geral de Energia e Geologia, REN, 2007; WAVEPLAM/Intelligent Energy – Europe, 2008; Carneiro, 2010 (Tabela 7 – Dados considerados para os RSU para o caso particular de Portugal); COGEN Portugal, 2011; Brandão (2004); Castro (2008).

[23] IEA/Nuclear Energy Agency – NEA, 2010; Instituto da Água *et al.*, 2007; Fernandes, 2011; Cruz *et al.*, 2004; Carneiro, 2010 (Tabela 19 - DEEC/FCTUC [2006] - Gaseificação); COGEN Portugal, 2011; Brandão (2004); Castro (2008).

[24] Taxa definida com o valor de 10% uma vez que constitui o valor mais alto presente nos custos do manual da Agência Internacional de Energia (IEA/Nuclear Energy Agency – NEA, 2010), refletindo o risco associado às tecnologias. A taxa definida para a hídrica foi de 6% de acordo com o Plano Nacional de Barragens (Instituto da Água *et al.*, 2007).

$$[25] F_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

Onde,

F_a = Fator de atualização

i = taxa de juro

n = Tempo de vida

[26]

Carvão:

ERSE, 2011 (Quadro 2.31 – 2010 real = 68,20 €/ton = 0,0682 €/kg

Poder Calorífico 28 GJ/ton (Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2008) = 0,028 GJ/kg

1 MWh = 3,6 GJ

Eficiência – 38%

$$\frac{0,028}{3,6} \times 38\% = 0,0029$$

$$\frac{0,0682}{0,0029} = 23,38 \text{ €/MWh}$$

Gás Natural:

DGEG, 2011 – G1. Estrutura e Evolução de Preços em Portugal Continental – Indústria – 8,45 €/GJ

1 GJ = 0,277 MWh

Eficiência – 56%

$$\frac{8,45}{0,2777} \times 56\% = 54,43 \text{ €/MWh}$$

Fuelóleo:

DGEG, 2011 – G1. Estrutura e Evolução de Preços em Portugal Continental – Indústria c/taxas – 585,22 €/ton

Poder Calorífico 40,36 GJ/ton (Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2008) = 0,04036 GJ/kg

1 MWh = 3,6 GJ

Eficiência – 46%

$$\frac{0,04036}{3,6} \times 46\% = 0,00512$$

$$\frac{0,58522}{0,00512} = 114,22 \text{ €/MWh}$$

Biomassa:

Carneiro, 2010 (Tabela 19 - DEEC/FCTUC [2006])

[27]

Carvão:

Quantidade de combustível = 343 ton/GWh (EDP, 2012)

Poder Calorífico 28 GJ/ton (Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2008) = 7,7756 MWh

$$343 \times 7,7756 = 2667,031$$
$$\frac{1000}{2667,031} = 37,5\%$$

Gás Natural:

Quantidade de combustível = 167,55 Nm³GN/MWh (EDP, 2011)

Poder Calorífico 38,46 GJ/(Nm³ x 10³) (Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2008) = 10,68 MWh

$$167,55 \times 10,68 = 1789,491$$
$$\frac{1000}{1789,491} = 55,9 \%$$

Biomassa:

Carneiro, P., 2010 (DEEC/FCTUC [2006])

Cogeração (Gás Natural, Fuelóleo e Biomassa):

COGEN Portugal, 2011; Brandão (2004); Castro (2008)

Nota: Não foram considerados valores para as energias renováveis, com exceção da Biomassa.

[28] ERSE (2012):

- Carvão – 900g/kWh (valor médio)
- Gás Natural (ciclo combinado) – 370g/kWh (valor médio)
- Fuelóleo – 800g/kWh (valor médio)
- Biomassa – 22g/kWh (valor médio)

Costa, 2011:
- Cogeração Gás Natural – 289g/MWh

Strachan *et al.* (2006) – Tabela 2 - Emissions factors (mean CO2 and SO2 values shown) - Diesel ICE
- Cogeração Fuelóleo – 695g/kWh

Nota: Devido à falta de dados relativos à cogeração biomassa, assumiram-se valores semelhantes aos obtidos em centrais dedicadas.

[29] SENDECO₂, 2010

6.3 Resultados e análise

6.3.1 Análise Técnica

6.3.1.1 Integração das FER na produção de eletricidade

Conforme descrito no subcapítulo anterior, o planeamento elétrico simulado no EnergyPLAN teve como início a validação do modelo através da criação de um cenário com dados obtidos no ano de 2010. Foram estabelecidos, de seguida, cenários alternativos tendo por base valores estimados para os anos 2020 e 2022 e, por último, a simulação de um cenário 100% renovável.

Desta forma, realizou-se uma otimização técnica em todos os cenários, com vista a obter resultados que comprovem, por um lado, a importância da integração das FER na produção de eletricidade, e por outro lado, as vantagens trazidas pela modelação nesta temática, no que respeita à redução da dependência energética e à diminuição no consumo dos combustíveis fósseis.

Assim, a potência instalada nas FER regista um aumento significativo entre os quatro cenários. Os Cenários 3 e 4 são os que apresentam valores mais elevados (20.900

MW e 27.145 MW respetivamente), correspondendo a um aumento de potência instalada das energias renováveis relacionado com o consumo elétrico (Figura 6-1 e Figura 6-2).

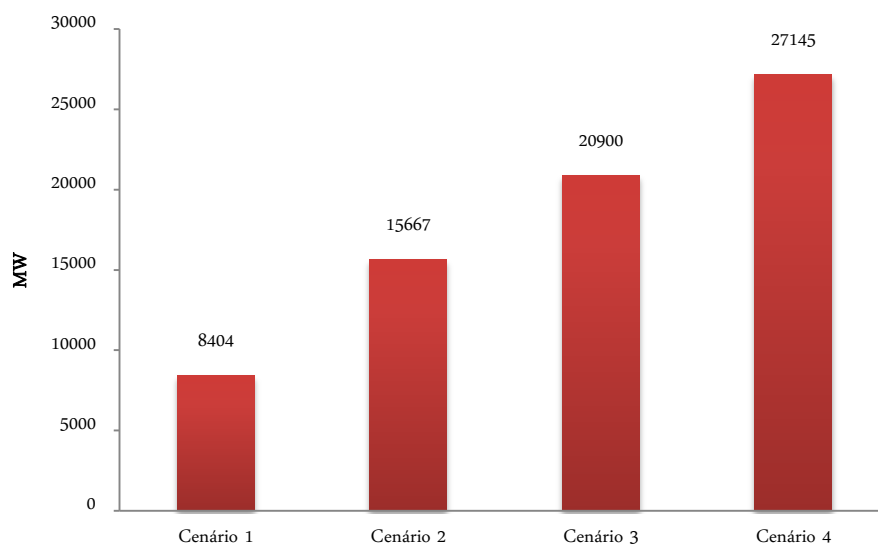


Figura 6-1 Total de potência instalada das FER

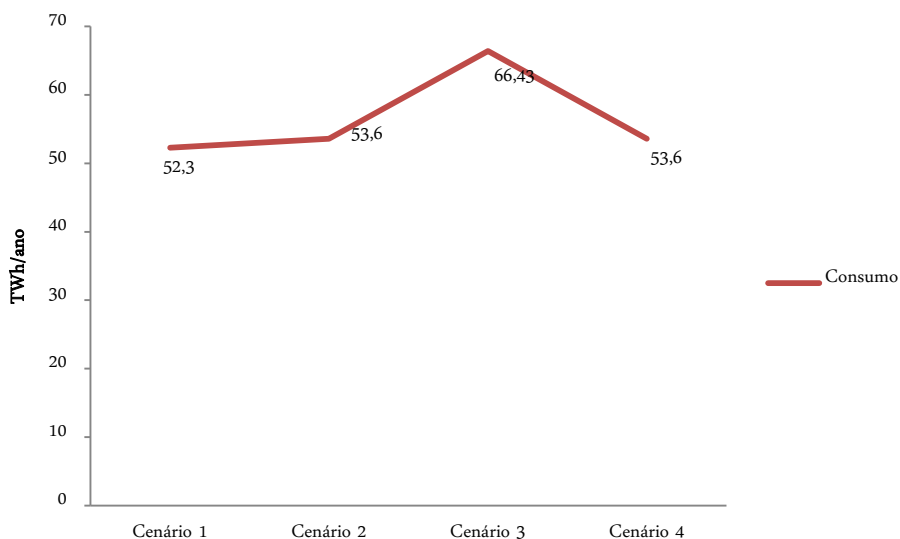


Figura 6-2 Consumo elétrico calculado no EnergyPLAN

Na Figura 6-3, é possível observar-se a integração das FER no total de produção de eletricidade, valor calculado pelo consumo elétrico e produção proveniente das fontes de energia renováveis. O Cenário 1 apresenta um total de 52,3%, enquanto que os Cenários 2 e 3 exibem valores próximos dos 90%. O Cenário 4 expõe valores superiores a 100% no que respeita a este indicador, uma vez que se prevê uma produção de eletricidade superior ao consumo introduzido devido às potências instaladas de cada uma das FER e que conduz a um valor elevado de exportações como se irá constatar mais à frente. De referir que as orientações legislativas previstas pelo PNAER e ENE para este indicador nos próximos anos apontavam para valores mínimos na ordem dos 60%, o que demonstra que os dados introduzidos em cada um dos cenários seguem este sentido, revelando a possibilidade de superar, inclusive, o valor estabelecido.

Associado a este indicador, surge a produção de eletricidade em TWh/ano a partir das FER (Figura 6-4). Nesta, é possível observar-se que os Cenários 1, 2 e 3 apresentam valores de produção de eletricidade a partir das FER inferiores ao do consumo uma vez que a produção dos combustíveis também é incluída nesta produção. O Cenário 4, sem qualquer representação dos combustíveis, apresenta, contudo, um total de produção de eletricidade bastante superior ao do consumo elétrico introduzido, justificado pelo aumento dos valores de potência instalada das FER introduzidos neste cenário em comparação com o Cenário 3, com o objetivo de reduzir o número de importações.

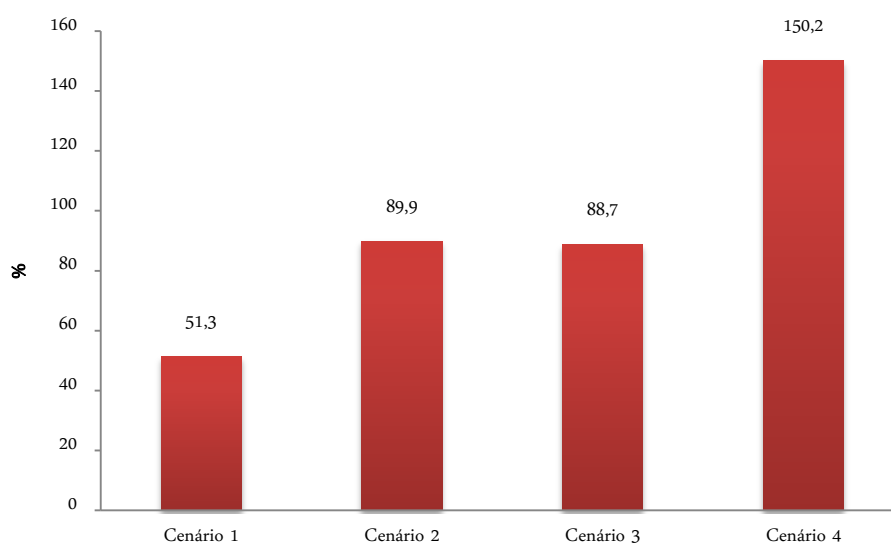


Figura 6-3 Integração das FER na produção de eletricidade

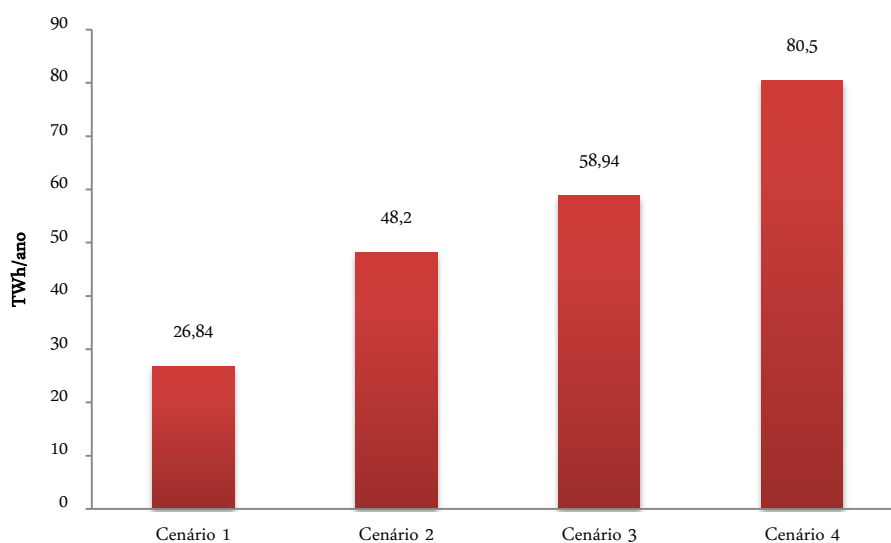


Figura 6-4 Produção de eletricidade a partir das FER

No que respeita à distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade, esta varia entre os cenários em análise.

No Cenário 1, verifica-se um predomínio da energia proveniente da hídrica (inclui fio de água, albufeiras e mini-hídrica) com 61,36%, seguida da energia eólica (33,68%). A energia proveniente da biomassa e da fotovoltaica apresentam valores

inferiores (4,47% e 0,78% respetivamente). Os valores obtidos encontram-se próximos dos apresentados anteriormente como dados reais de 2010, o que atesta a validação do modelo do ponto de vista geral.

No Cenário 2, verifica-se um aumento da produção advinda da hídrica (68,73%), seguida da eólica (30,83%). Neste Cenário, foi introduzida a produção relativa à potência instalada prevista para a energia das ondas, passando a representar 0,10%. Prevê-se que a produção advinda da energia fotovoltaica registada neste cenário apresente um aumento significativo em relação ao ano de 2010, passando de 0,21 TWh/ano para 1,07 TWh/ano, bem como a biomassa com 1,2 TWh/ano e 2 TWh/ano respetivamente.

O Cenário 3 demonstra um predomínio da energia proveniente da hídrica (58,13%) e da eólica (36,82%). Estima-se um aumento da potência instalada relativa às energias fotovoltaica, ondas e biomassa, representando na sua totalidade aproximadamente 15% da produção elétrica a partir das FER.

O Cenário 4, com integração total das energias renováveis, apresenta valores elevados no que respeita à eletricidade proveniente da hídrica, eólica e ondas (47,06%, 36,57% e 10,91% respetivamente), justificada pelos pressupostos estabelecidos no subcapítulo dos dados. A fotovoltaica representará, neste cenário, um total de 11,91%, enquanto que a biomassa apresentará um total de 3,85%.

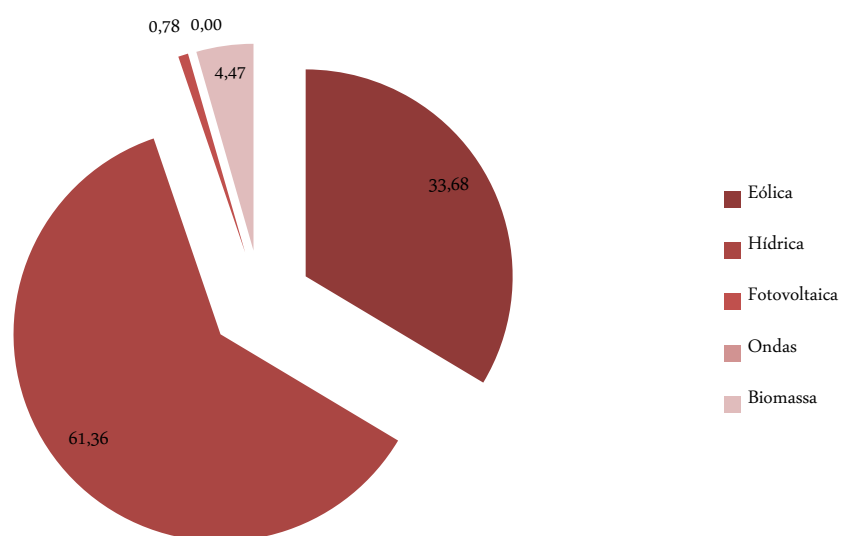


Figura 6-5 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 1

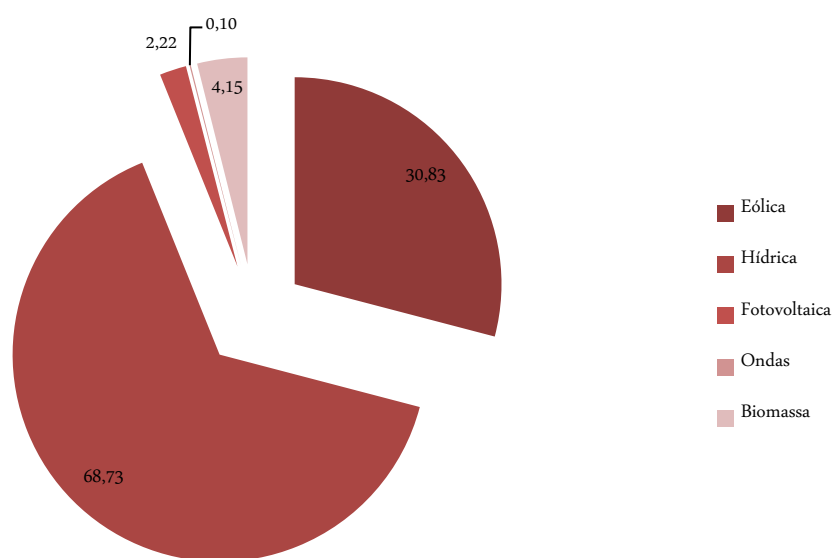


Figura 6-6 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 2

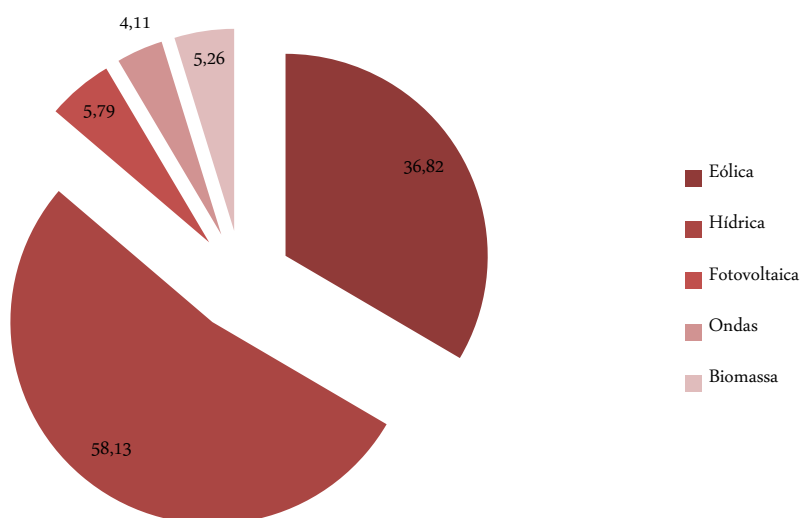


Figura 6-7 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 3

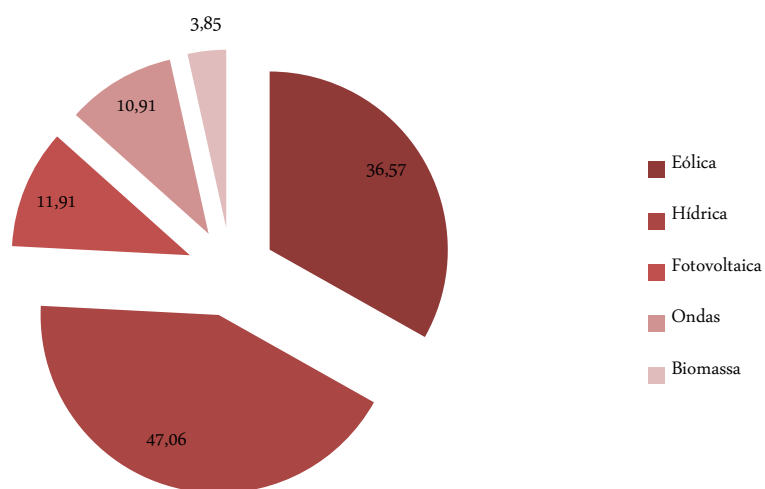


Figura 6-8 Distribuição das energias renováveis na produção de eletricidade no Cenário 4

6.3.1.2 Distribuição do consumo e da produção elétrica – exemplos

O EnergyPLAN é um modelo sustentado por uma distribuição horária durante um ano, tal como referido anteriormente.

Assim, é possível obter *outputs* que traduzem todos os indicadores em estudo hora a hora e que permitem uma análise mais detalhada da distribuição do consumo e da produção elétrica.

Referir que devido à falta de informação a este nível, foram introduzidos nos quatro cenários, os Diagramas de Carga da REN do ano de 2010. Este ano teve um índice de hidraulicidade especialmente elevado com uma produção elevada no que respeita às energias hídrica e eólica pelo que os resultados obtidos em relação à FER podem ser mais otimistas do que num ano com características médias.

Devido à extensão de campos calculados para cada um dos índices, após leitura dos dados obtidos, foram identificados dois exemplos que correspondem aos “picos” de produção (térmica e energias renováveis), divididos por duas estações do ano extremas e que dizem respeito aos meses de Fevereiro e Agosto.

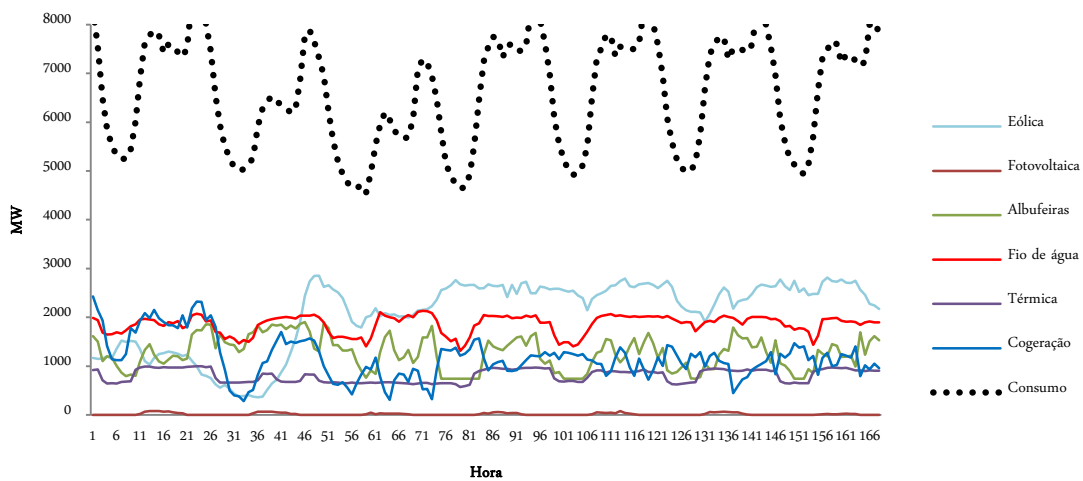
Como base comparativa, a análise reporta-se apenas a uma semana de cada um dos meses nos Cenários 1 e 4, o primeiro porque diz respeito à validação do modelo e o último como valor demonstrativo das previsões estudadas ao longo do trabalho.

No Cenário 1, as Figuras 6-9 e 6-10 (Ver Anexo 6), com valores que se aproximam dos registados nos Diagramas de Carga do ano 2010 disponibilizados pela REN, demonstram que na semana pertencente ao mês de Fevereiro se verifica um aumento da produção provinda das energias eólica e hídrica devido às condições meteorológicas que o caracterizam, com ocorrência de precipitação e vento, comparativamente a Agosto que coincide com uma estação “seca”, com ausência de precipitação. Verifica-se, inclusive, que a eletricidade provinda da energia eólica apresenta, em alguns dias da semana em estudo, valores superiores ao do consumo

elétrico. Por outro lado, a produção proveniente da energia fotovoltaica e térmica registam valores mais altos em Agosto.

A média da capacidade de bombagem das albufeiras registava na semana de Fevereiro um total de 4 MW, enquanto que o armazenamento representava 2899 MW. Comparativamente, em Agosto, o valor médio da bombagem é praticamente nulo e o armazenamento apresenta valores médios de 200 MW.

A introdução de um saldo fixo de importação/exportação associado ao consumo elétrico e potências instaladas das fontes de energia permitiu que, neste cenário, não se registassem valores de importação acrescidos a este saldo. Assim, apenas as exportações registaram valores médios de 460 MW na semana do mês de Fevereiro devido à produção da hídrica e da eólica, não apresentando qualquer valor de registo na semana do mês de Agosto, uma vez que as referidas produções diminuíram significativamente, assegurando apenas o consumo elétrico necessário.



**Figura 6-9 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 1 –
Fevereiro**

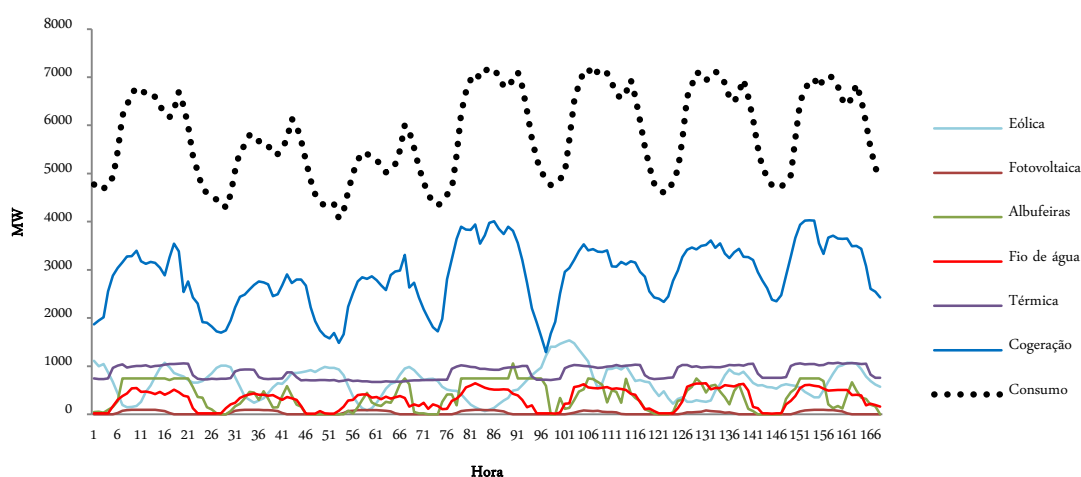


Figura 6-10 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 1 – Agosto

No Cenário 4, as Figuras 6-11 e 6-12 (Ver Anexo 6) demonstram que em Fevereiro continua a verificar-se um predomínio da produção provinda da energia eólica. Porém, neste cenário, a produção advinda das albufeiras é superior à do fio de água (inclui mini-hídrica). Ao contrário do apresentado no cenário anterior, a produção térmica por combustíveis fósseis não foi incluída neste cenário. Com a introdução de um saldo importador e devido às produções advindas da energia eólica e hídrica nesta semana, registam-se valores altos no que respeita às exportações (valor médio de 7940 MW), sem qualquer valor positivo nas importações.

Na semana de Agosto, como seria de esperar a energia fotovoltaica regista valores mais significativos do que os expostos na de Fevereiro, enquanto que a produção hídrica e eólica decrescem significativamente. Acresce o facto de neste mês se assistir a uma diminuição da capacidade de bombagem (praticamente nula) e armazenamento das albufeiras (457 MW em média) neste mês. Devido a estes fatores, nesta semana, assiste-se a uma diminuição do valor médio das exportações (1491 MW), apresentando contudo uma necessidade de importar em algumas horas (valor médio 148 MW).

De referir que devido à inexistência de informação relativa à distribuição horária da energia das ondas, assumiu-se um valor constante.

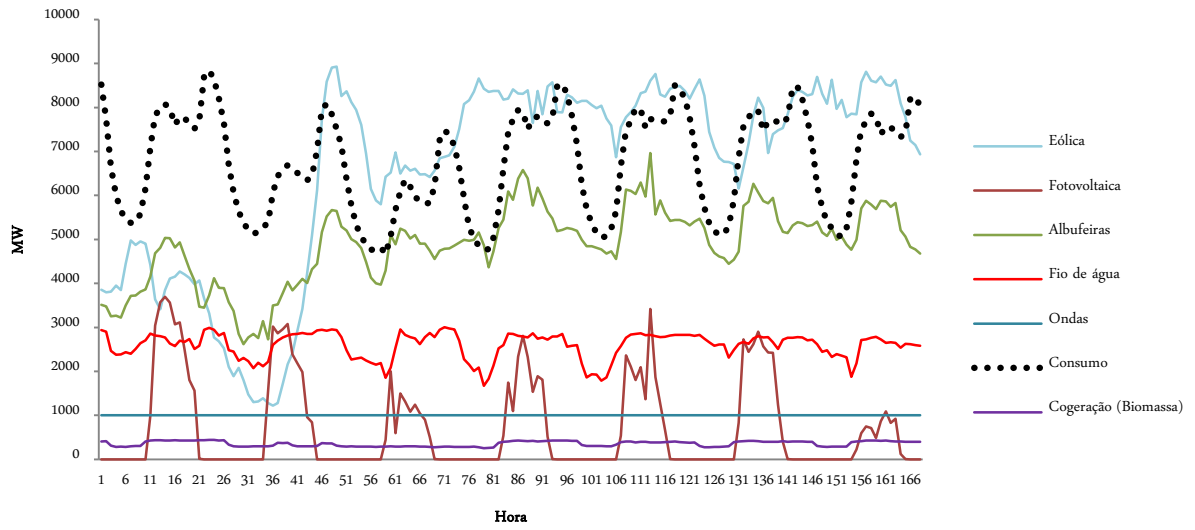


Figura 6-11 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 4 –
Fevereiro

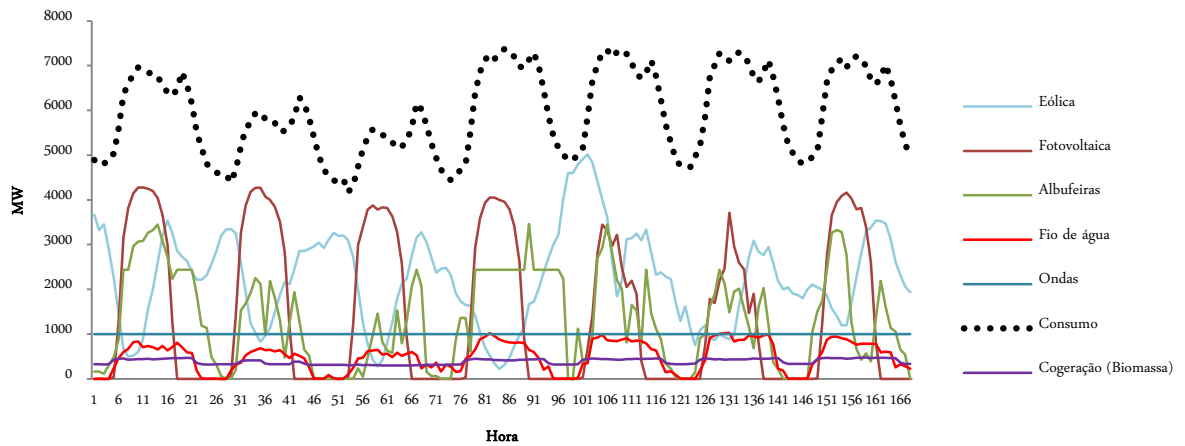


Figura 6-12 Distribuição horária do consumo e da produção de eletricidade no Cenário 4 –
Agosto

6.3.1.3 *Balancos elétricos*

O EnergyPLAN permite obter resultados no que confere aos excessos de produção de eletricidade ocorridos ao longo do ano. Assim o CEEP (*Critical Excess Electricity Production*) diz respeito à quantidade de energia que pode ser exportada mas não o é devido à capacidade de transmissão assumida, enquanto que o EEEP (*Exportable Excess Electricity Production*) consiste na quantidade de eletricidade em excesso que pode ser efetivamente exportada.

Este trabalho pretende apenas uma otimização técnica dos balanços elétricos, assumindo-se para isso, em todos os cenários, sistemas abertos com o exterior através da introdução de um saldo fixo de importação/exportação e respetiva capacidade de transmissão que varia entre os 1600MW e 3000MW.

De acordo com a Figura 6-13, é possível depreender que as importações assumem valor zero nos Cenários 1, 2 e 3. Estas importações são calculadas atendendo aos pressupostos supra citados.

Com a ausência das Centrais Termoelétricas no Cenário 4, verifica-se um valor médio de 77 MW de importação com valores mais representativos nos meses de Agosto e Setembro uma vez que é nestes meses que se verifica uma diminuição de produção no que respeita às energias eólica e hídrica. Não se procedeu a uma redução total deste valor pela introdução das energias renováveis, uma vez que este trabalho incide sobretudo numa análise técnica do sistema, não considerando os valores económicos de importação e exportação. Ainda assim, poder-se-ia acrescentar no Menu *ElecStorage* do EnergyPLAN, capacidades relativas a sistemas de armazenamento de eletricidade descentralizada como turbinas, bombas/compressores e armazenamento de hidrogénio. Contudo, estes sistemas teriam que ser analisados sob uma perspetiva de viabilidade económica, acarretando um aumento de custos no Cenário 100% renovável. Os custos com o armazenamento não foram incluídos na breve análise económica desenvolvida mais à frente, uma vez que o tema central do trabalho não assenta neste princípio.

Por seu lado, as exportações e consequentemente a CEEP assumem valores médios anuais mais altos nos Cenários 2 e 4, apontando fator crítico na estabilização da rede no que respeita ao último cenário. Os “picos” destes valores ocorrem em meses típicos de Inverno, aquando do aumento da produção eólica e hídrica que permite exportar eletricidade, diminuindo, por sua vez, consideravelmente nos meses típicos de Verão quando se regista uma diminuição das referidas produções. Apesar de manterem uma capacidade de transmissão idêntica, o Cenário 3 apresenta valores previstos mais baixos do que o Cenário 2, o que é justificado pelo consumo elétrico mais reduzido neste último bem como a percentagem de integração das energias renováveis.

Todos os cenários apresentam valores médios anuais acima dos 100 MW no que respeita à EEEP. No Cenário 1, registam-se valores mais baixos associados à linha de transmissão instalada de 1600 MW e ao valor das exportações, comparativamente aos outros três Cenários com 3000 MW e valores mais altos de exportações.

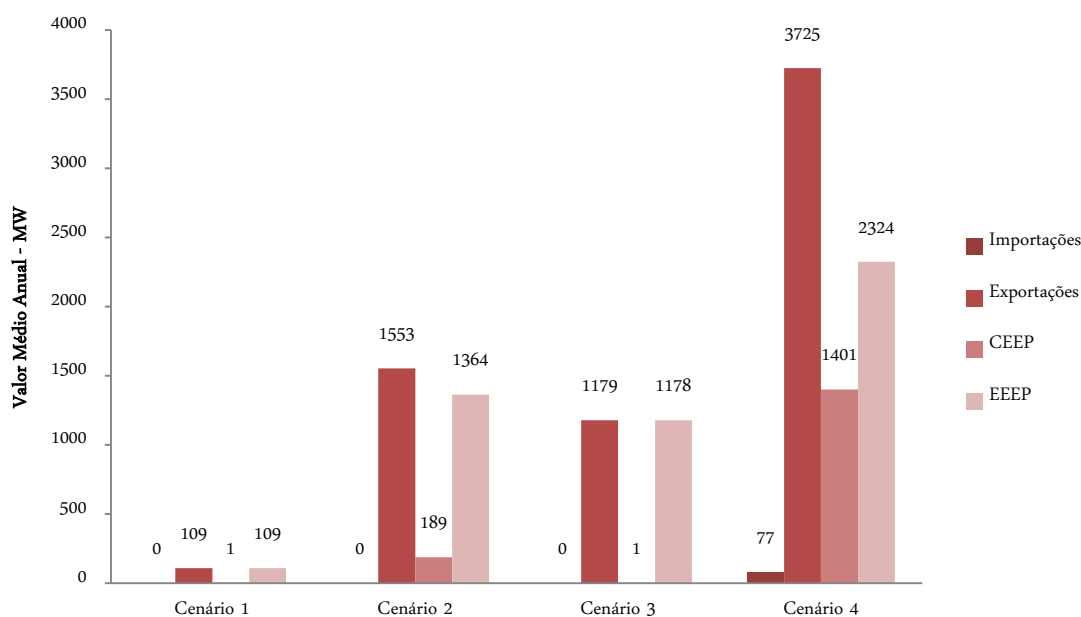


Figura 6-13 Valores médios anuais dos balanços elétricos

6.3.2 Análise Económica

Esta análise foi desenvolvida num modelo Excel e todos os cálculos associados encontram-se presentes no Anexo 7. Este subcapítulo dedicado ao estudo dos custos imputados a cada um dos cenários pretende funcionar como uma ferramenta auxiliar ao projeto, uma vez que o seu objetivo primordial se centrou apenas na otimização técnica do sistema elétrico.

Importa referir em primeiro lugar que uma vez que o trabalho incide em três cenários com parâmetros previstos, o custo do investimento de cada uma das tecnologias de produção de eletricidade em análise irá ser calculado tendo como referência o cenário de validação (Cenário 1). Por outro lado, os valores obtidos são muito sensíveis aos custos que foram, por sua vez, difíceis de estimar.

Os resultados do cálculo dos custos marginais que englobam a produção proveniente de cada tecnologia, os custos de operação e manutenção, os custos de combustível e os custos de emissões CO₂ (Figura 6-14), permitiram depreender que estes, quando analisados isoladamente, apresentam uma diminuição gradual do Cenário 1 para o Cenário 4.

Esta redução de custos pode ser explicada por um conjunto de fatores. Em primeiro lugar, deve-se a custos de operação e manutenção mais diminutos nas energias renováveis comparativamente às centrais térmicas com o uso de combustíveis fósseis e por outro a uma inexistência de custos de combustível e emissões de CO₂ afetas às FER (com exceção da biomassa que apresenta valores para estes indicadores, embora mais reduzidos) introduzidas em cada um dos cenários.

Desta forma, o Cenário 1 apresenta valores mais altos no que concerne aos custos marginais (35,13 €/MW) devido à presença das centrais térmicas e cogeração, bem como a uma menor integração das energias renováveis quando comparados com os outros três cenários. Por sua vez, os Cenários 2 e 3 com maior produção advinda das energias renováveis apresenta custos marginais (29,33€/MW e 22,16€/MW respetivamente) mais reduzidos. O Cenário 4 apresenta valores consideravelmente

diminutos no que diz respeito aos custos marginais (14,33€/MW) devido à permuta total dos combustíveis fósseis pelas energias renováveis.

Porém quando a análise se reporta ao custo médio em €/MWh (Figura 6-15), a situação apresenta-se de forma inversa, com valores mais altos nos cenários onde foi projetada uma maior incorporação das FER, uma vez que o custo em causa inclui os valores de investimento anualizados e estes são mais elevados no que respeita às energias renováveis e suas infraestruturas.

Conclui-se assim que uma das grandes limitações da implementação das energias renováveis passa pelos seus custos de instalação que poderão, contudo, ser colmatados a longo prazo dado o tempo de vida e os benefícios associados a este tipo de fonte de energia.

É necessário relembrar, por outro lado, que as principais vantagens da utilização das FER, expressas aqui na decomposição dos custos marginais, resultam do facto de se assistir a uma diminuição substancial ou mesmo eliminação de despesas com combustíveis (para os quais se perspectiva um crescimento de preços), custos de operação e manutenção cada vez mais baixos e redução da emissão de gases com efeito de estufa.

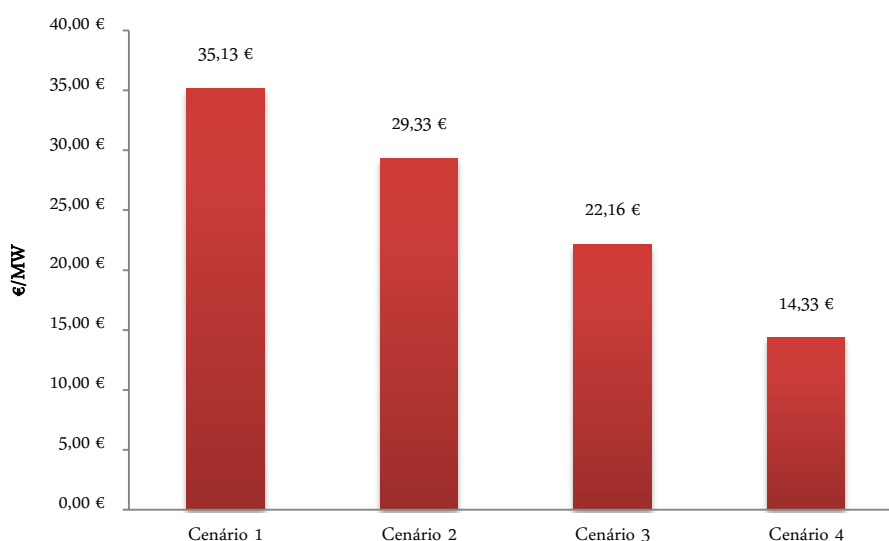


Figura 6-14 Custos marginais por cenário

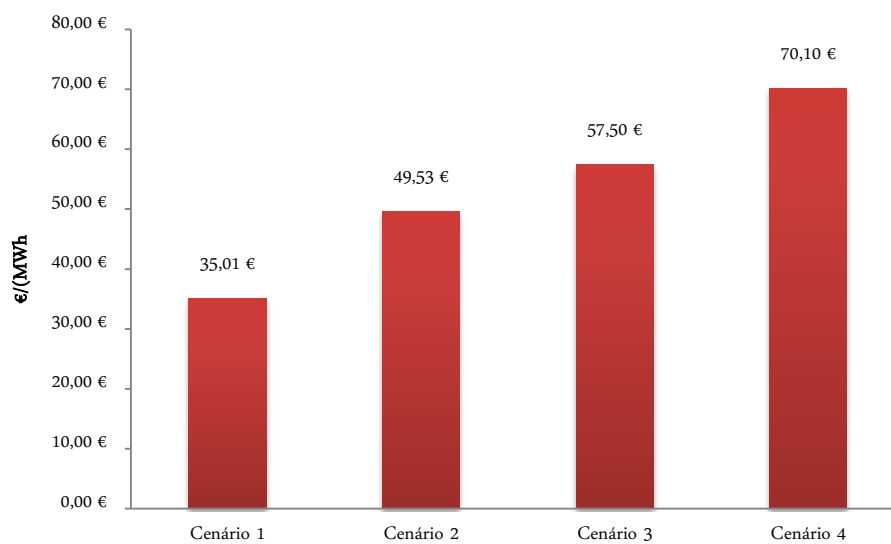


Figura 6-15 Custo médio por cenário

7. Conclusões e Recomendações

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Atualmente verifica-se uma nova ordem mundial no que respeita à energia. Nesta, inserem-se premissas como uma autossuficiência dos países aliada a um *mix* energético que integre as energias renováveis e origine uma redução na dependência dos combustíveis fósseis cada vez mais escassos. Este equilíbrio entre a oferta e a procura deve, fundamentalmente, traduzir um desenvolvimento sustentável a este nível.

Desta forma, nos últimos anos, tem-se assistido a uma descrição de metas a atingir enquadradas na legislação internacional e nacional, que assentam na aposta das energias renováveis, com especial incidência no mercado de eletricidade que representa uma das principais quotas de energia.

Os dados relativos à energia no Mundo revelaram que a dependência energética dos países constitui um assunto de especial relevo. Neste sentido, os estudos realizados no âmbito apontam como principal solução o aumento da produção advinda das energias renováveis. Esta estratégia constitui o princípio das previsões mais otimistas apontadas para os próximos anos e que visam reduzir o consumo dos combustíveis fósseis e emissões de dióxido de carbono.

A nível europeu e atendendo aos relatórios da Comissão Europeia, os cenários descritos seguem orientações que visam, igualmente, o aumento do uso das energias renováveis no consumo de energia e na capacidade de geração de eletricidade e redução das emissões de dióxido de carbono, conduzindo a uma “descarbonização” dos Estados-Membros.

Estes pressupostos traduzem uma maior consciencialização no que respeita à eficiência energética, segurança e competitividade, mas também uma maior preocupação com as questões ambientais. Desta forma, a capacidade de gerar energia a partir de fontes renováveis tornou-se mais do que um tema de estudo. A sua aplicação tem acarretado inúmeros benefícios, tanto ao nível da energia solar, fotovoltaica, eólica, hídrica como da geotérmica, biomassa, ondas, cogeração, entre outras.

Atendendo a estes fatores e centrando no enfoque do trabalho, o papel das energias renováveis é cada vez mais reconhecido, tendo ficado por isso estabelecido nas

Diretivas que legislam estes indicadores um objetivo que passaria por um total de 37% de produção de eletricidade a partir das energias renováveis até 2020.

Portugal apresenta-se, por sua vez, como um país com uma dependência energética significativa, recorrendo inúmeras vezes ao consumo de combustíveis fósseis. Possui, contudo, um elevado potencial de desenvolvimento das energias renováveis. Assim, com um objetivo de 31% para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, o Governo português definiu linhas estratégicas descritas em Planos de Ação como é o caso da ENE, PNAEE, PNAER, PNALE, ENAAC, PNAC e o RNBC que funcionam como instrumentos de orientação e aplicação.

O Sistema Elétrico Nacional dispõe de um regime de acesso prioritário às fontes de energia renováveis sustentado em mecanismos de apoio financeiros que incentivam ao seu investimento. É com base nestes pressupostos que se verifica um aumento da potência eólica e hídrica, embora se assista a uma diversificação dos tipos de fonte com a inclusão de fontes como a fotovoltaica, geotérmica e biomassa (biomassa sem cogeração, com cogeração, resíduos sólidos urbanos e biogás), prevendo-se ainda um aproveitamento da energia das ondas uma vez que já foi aplicado em zonas-piloto do país.

Importa lembrar que a eletricidade produzida a partir deste tipo de energia propicia a uma maior flexibilidade da rede, bem como a sua interligação. Estas por seu lado submetem o sistema à necessidade de implantação de tecnologias mais aperfeiçoadas e inovadoras, como traduz o exemplo do potencial *offshore* da energia eólica.

A integração no mercado destas fontes renováveis deve desenvolver-se aproveitando todos os recursos existentes de pequena ou grande escala com vista à obtenção de práticas mais adaptadas que abarquem fatores económicos, sociais e ambientais.

É neste contexto que têm surgido alguns estudos que abordam a temática da integração de energias renováveis em sistemas elétricos onde é analisado o seu potencial e que fazem parte da literatura deste trabalho. A metodologia proposta pelos autores

citados que recorrem a cenários futuros com base em ferramentas computacionais constituiu um dos primeiros passos de desenvolvimento ao tema em estudo.

Este projeto tenciona contribuir para a promoção de cenários que incluam energias renováveis em Portugal, centrando-se na aplicação de cálculos efetuados no modelo EnergyPLAN.

O software em causa simula e otimiza o funcionamento de um sistema energético assente numa análise horária num determinado ano, com base em entradas e saídas definidas pelo utilizador. Este modelo matemático estabelece resultados a partir das condições iniciais, analisando desde a percentagem de integração das energias renováveis e sua flutuação à distribuição sazonal. Pode ser usado perspetivando uma otimização técnica e/ou económica e tem servido como estratégia de regulação no planeamento energético de vários países do Mundo.

Neste sentido, com base em documentos técnicos da REN apresentados para o ano de 2010 e 2022 e a versão linhas orientadoras da revisão do PNAER para o ano de 2020, foram estabelecidos, para o país, três cenários que permitissem observar diferentes pressupostos em contexto real e previsto. O Cenário 1 constitui um cenário de referência que tem por base os dados técnicos para o ano de 2010 e serviu como validação do modelo. O Cenário 2 foi projetado para o ano de 2020 de acordo com os dados apresentados no documento de revisão do PNAER, enquanto que o Cenário 3 assenta em previsões para o ano de 2022 apoiadas no documento estratégico do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade.

Foi projetado, ainda, um último Cenário que visasse um sistema elétrico 100% renovável, com total substituição dos combustíveis fósseis por processos de energia renovável (eólica, hídrica, fotovoltaica, ondas e biomassa). Alguns indicadores deste cenário foram estimados tendo como base os dados do cenário 2 de 3 bem como artigos da revisão bibliográfica presente no trabalho.

No que concerne à modelação do EnergyPLAN, o presente trabalho incide unicamente numa otimização técnica aplicada a todos os cenários. Porém, ao longo do desenvolvimento do estudo, surgiu a necessidade de realizar uma breve análise económica que traduzisse os custos associados a cada um dos cenários e tecnologia compreendida. Embora não tendo sido considerado o valor económico do impacto das

importações e exportações existentes em cada um dos cenários, efetuou-se um levantamento dos custos de investimento dos projetos de produção de energia, assim como dos seus custos variáveis de operação e manutenção, custos de combustível, tempo de vida, taxa de juro, eficiência e emissões de CO₂. De seguida, desenvolveu-se um cálculo no Excel que permitisse analisar os custos de cada cenário, assumindo mais uma vez o Cenário 1 como ponto de partida em relação a todos os outros. Esta análise foi expressa em custos marginais do sistema que abrangem os custos de operação e manutenção, custos do combustível e emissões CO₂, e valores anuais expressos num custo médio do sistema com recurso ao cálculo dos custos de investimento anualizados e os custos marginais.

Os resultados obtidos na otimização técnica permitiram apreender que apesar do consumo elétrico, o cenário 4, correspondente à instalação de um sistema elétrico 100% renovável, é o que detém os valores mais altos de potência instalada das energias renováveis bem como integração destas na produção de eletricidade. É possível ainda observar-se que a eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis como a hídrica e a eólica detém os valores mais significativos em todos os cenários apresentados. Porém, deve referir-se que tanto no cenário previsto na revisão do PNAER como no da REN, evidencia-se um papel de relevo na energia fotovoltaica, biomassa e ondas.

Na distribuição horária dos cenários que teve como base os Diagramas de Carga da REN, verificou-se nos meses de inverno um aumento da produção provinda das energias eólica e hídrica justificado pelas condições meteorológicas com um elevado índice de hidraulicidade e presença de vento. Por outro lado, nos meses de verão, com ausência de precipitação e vento, registam-se decréscimos nesta produção, referindo, contudo, um aumento da produção relativa à energia fotovoltaica.

No que confere às importações e exportações, o software permite obter resultados, apontando como fator crítico os excessos de produção de eletricidade ocorridos ao longo do ano. Estes fatores justificaram a introdução, em todos os cenários, de um saldo fixo de importação/exportação bem como uma capacidade de interligação com o exterior, o que permite assegurar um maior equilíbrio entre a oferta e a procura no sentido da otimização técnica executada.

Sem atender à vertente económica necessária a uma análise detalhada das questões associadas às importações e exportações, foi possível concluir que as importações assumem valor zero nos cenários 1, 2 e 3 associadas ao saldo importador supra referido, com exceção do cenário 4 que apresenta um valor médio de 32 MW de importação, com incidência nos meses de Setembro e Outubro. Este valor é justificado pela baixa produção das energias eólica e hídrica associado a uma ausência completa da energia térmica. O Cenário 4 é o que apresenta valores mais elevados no que respeita às exportações, com maior impacto nos meses de Janeiro a Março, embora a sua capacidade de exportação tenha sido limitada aos 3000 MW de interligação inseridos.

A análise económica efetuada neste estudo cingiu-se ao cálculo dos custos associados à implementação de cada um dos cenários projetados, desde os custos de investimento aos custos de operação e manutenção, custos de combustível, emissões CO₂ e respetivos custos.

Os resultados obtidos permitem observar que os cenários com maior implementação de energias renováveis são os que apresentam maiores custos de investimento mas são também os que possuem menores custos marginais.

Perante estas observações, é importante relembrar que o ritmo de crescimento do consumo de energia e mais especificamente o da eletricidade aliados à premissa do contínuo consumo dos combustíveis fósseis que são finitos e cada vez mais dispendiosos conduzem a preocupações ambientais e económicas cada vez mais crescentes. A alternativa ou complemento a estas fontes “convencionais” passa pela integração das energias renováveis cada vez mais presente nos objetivos primordiais das políticas nacionais.

Perante a conjuntura económica que se vive atualmente no país, os custos de investimento associados às FER podem surgir como obstáculo à prática de cenários 100% renováveis. Contudo, os custos marginais obtidos devem ser tidos em linha de conta aquando da execução destes cenários.

É, igualmente, importante que as políticas governamentais incentivem a uma limitação da produção de emissões atmosféricas no que respeita à produção de eletricidade, incluindo inclusive os custos afetos a estas nos estudos económico-financeiros. Acresce ainda o facto do desenvolvimento e aperfeiçoamento das

tecnologias utilizadas no setor das energias renováveis poder acarretar vantagens comerciais, tanto ao nível das exportações como na criação de emprego, contribuindo para o crescimento económico do país.

Todo este preâmbulo permitiu alcançar os principais objetivos propostos no início do trabalho, nomeadamente, no que concerne à viabilização da implementação de sistemas elétricos 100% renováveis em Portugal, analisando comparativamente os resultados produzidos, enquadrados na legislação em vigor e previsões futuras.

Ao longo do trabalho desenvolvido, verificou-se a existência de obstáculos que dificultaram a sua realização sobretudo no que respeita à recolha de dados e sua aplicação no software. Embora se tenha procurado selecionar os dados que mais se aproximavam da realidade do país, registou-se que foi necessário utilizar e selecionar, escrupulosamente, dados obtidos através de estudos produzidos para outros países, sobretudo no subcapítulo dos custos. Por outro lado, o recurso a um software que apresenta características muito específicas e que nem sempre são descritas no seu manual ou nos artigos que o referem, conduziu a uma fase de testes de validação do modelo que ocupou grande parte do tempo dedicado e inviabilizou, por vezes, um aperfeiçoamento dos resultados apresentados.

Os trabalhos futuros deverão abordar mais detalhadamente os pressupostos introduzidos em cenários 100% renováveis recorrendo a dados técnicos mais concisos e atualizados, uma vez que a finalização da revisão do PNAER encontra-se prevista para o final do ano.

Tendo em consideração que este projeto incide apenas numa otimização técnica dos dados com recurso ao EnergyPLAN auxiliada por uma análise económica desenvolvida em Excel, sugere-se que esta última seja incluída no software, perspetivando as questões financeiras associadas às tecnologias de produção e à lógica de mercado.

Para além dos custos de investimento, os custos marginais e custos de emissões CO₂, será importante incluir as externalidades aglutinadas à heterogeneidade das fontes

de energia renováveis consideradas, contemplando metodologias que estabeleçam as vantagens e desvantagens em fatores sociais e ambientais. Será interessante, também, realizar uma estimativa das quantidades evitadas de emissões CO₂ quando utilizadas as FER em lugar dos combustíveis fósseis. Simultaneamente dever-se-á, ainda, encontrar soluções para resolver o problema económico das importações e exportações que poderão passar pela inserção de sistemas de armazenamento e bombagem com rentabilidade e segurança, tendo em consideração que estes produziram, igualmente, um aumento dos custos nos cenários.

Como ponto de partida, este trabalho pretende incentivar outros estudos complementares numa área que ainda tem muito por onde explorar, perspetivando, sempre, um caminho no sentido de sistemas de geração de eletricidade mais eficientes, sustentáveis e inovadores.

8. Referências Bibliográficas

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ Abreu, C. (2006) “Custos financeiros e sociais da geração de eletricidade em parques eólicos”, Tese de Mestrado em Tecnologia do Ambiente, Universidade do Minho, Departamento de Engenharia Biológica, pp. 114-137.
- ✓ Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional (2008) “Comércio Europeu de Licenças de Emissão”, 04-08-2008.
- ✓ Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério da Agricultura, do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território (2012) “Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050 – Opções de transição para uma economia de baixo carbono competitiva em 2050”.
- ✓ Ballistreri, A., Klöckner, J., Romanovska, L., Snyder, C. and Wochinger, F. (2010) “Designing a sustainable Swiss energy system – a technological and institutional perspective”, University of Allborg, Department of Development and Planning, pp. 56-62.
- ✓ Brandão, S. (2004) “Cogeração – trabalho no âmbito da cadeira: Produção e Planeamento de Energia Eléctrica”, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, Outubro de 2004.
- ✓ Carneiro, P. (2010) “Avaliação Económica da Biomassa para a Produção de Energia”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Industrial, Universidade do Minho, Outubro de 2010.
- ✓ Castro, R. (2008) “Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Cogeração”, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico – Área Científica de Energia, Maio de 2008 (edição 1.2).
- ✓ COGEN Portugal (2011) “Cogeração”, Novembro de 2011.
- ✓ Comissão Europeia (2001) Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 27 de Setembro de 2001 relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade, Jornal Oficial das Comunidades Europeias.
- ✓ Comissão Europeia (2001) Diretiva 2003/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 08 de Maio de 2003 relativa à promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes, Jornal Oficial da União Europeia.
- ✓ Comissão Europeia (2009) Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, Jornal Oficial da União Europeia.

-
- ✓ Comissão Europeia (2010) Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das regiões – *Energia 2020, Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura*.
 - ✓ Comissão Europeia (2011) “Energia 2020- Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura”, COM(2010) 639 final, 11/11/2011.
 - ✓ Comissão para as Alterações Climáticas (2002) “Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Versão 2001.
 - ✓ Conolly, D. (2010) “A User’s Guide to EnergyPLAN”, Versão 4, 01 de Dezembro de 2010.
 - ✓ Connolly, D. Lund, H. Mathiesen and B.V. Leahy, M. (2010) “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems” *Applied Energy*, Vol 87(4), pp. 1059-82.
 - ✓ Connolly, D., Lund, H. Mathiesen, B.V. and Leahy, M. (2011) “The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland” *Applied Energy*, Vol 88(2), pp. 502-507.
 - ✓ Cósic, B.; Krajačić, G.; Markovska, N.; Giannakidis, G. and Duić, N. (2011) “A 100% renewable energy system in the year 2050: the case of south East Europe Energy Community” *Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, Dubrovnik, 2011.
 - ✓ Cósic, B.; Krajačić, G and Duić, N. (2011) “Towards 100% renewable energy system: the case of Macedonia”, *Proceedings of 6th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*.
 - ✓ Costa, J. (2011) “A Cogeração em Portugal – Desafios e Oportunidades”, Seminário Gás Natural, Os Desafios do Futuro, Lisboa 11 de Outubro de 2011
 - ✓ Cruz, J. e Sarmiento, A. (2004) “Energias das ondas – introdução aos aspetos tecnológicos, económicos e ambientais, Instituto do Ambiente, Alfragide, pp. 33-40.
 - ✓ Diário da República (2004) Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, 1ª série-B, n.º 179, 31 de Julho de 2004, pp. 4978-4994.
 - ✓ Diário da República (2006) Decreto-Lei n.º 79/2006, I série-A, n.º 67, 4 de Abril de 2006, pp. 2416-2468.
 - ✓ Diário da República (2006) Decreto-Lei n.º 80/2006, I série-A, n.º 67, 4 de Abril de 2006, pp. 2468-2513.
 - ✓ Diário da República (2007) Decreto-Lei n.º 363/2007 1ª série, nº 211, 2 de Novembro de 2007, pp.7978-7984.
 - ✓ Diário da República (2008) Despacho n.º 17313/2008, 2ª série, nº 122, 26 de Junho de 2008, pp. 27912/13.

- ✓ Diário da República (2008) Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, 1ª série, n.º 97, 20 de Maio de 2008, pp. 2824-2865.
- ✓ Diário da República (2010) Resolução do Conselho de Ministros n.º 24/2010, 1ª série, n.º 64, 1 de Abril de 2010, pp. 1090-1106.
- ✓ Diário da República (2010) Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, 1ª série, n.º 73, 15 de Abril de 2010, pp. 1289-1296.
- ✓ Diário da República (2010) Resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010, 1ª série, n.º 230, 26 de Novembro de 2010, pp. 5349-5351.
- ✓ Diário da República (2010) Decreto-Lei n.º 118-A/2010, 1ª série, n.º 207, 25 de Outubro de 2010, pp. 4834(2) – 4834(16).
- ✓ Diário da República (2011) Portaria n.º 284/2011, 1ª série, n.º 208, 28 de Outubro de 2011, pp. 4726-4730.
- ✓ DGEG, Programa E4 e Ministério da Economia (2002) “Eficiência Energética nos Edifícios”, Fevereiro de 2002.
- ✓ DGEG (2011) “Petróleo, Gás Natural e Carvão – estatísticas rápidas”, Dezembro de 2011, nº 80.
- ✓ DGEG (2011) “Renováveis – estatísticas rápidas”, Outubro de 2011, nº 80.
- ✓ DGEG e Governo de Portugal - Ministério da Economia e do Emprego (2011) – “Balanço Energético 2011”.
- ✓ DGEG (2012) “Renováveis – estatísticas rápidas”, Abril de 2012, nº 86.
- ✓ DGEG e Governo de Portugal - Ministério da Economia e do Emprego (2012) “Linhas estratégicas para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e Eficiência Energética – Versão para Discussão Pública”, Lisboa Junho de 2012.
- ✓ EDP (2011) “Declaração Ambiental 2010,– Central Termoelétrica do Ribatejo”, pp.40-56.
- ✓ EDP (2011) “Relatório e Contas 2011”.
- ✓ EDP (2012) “Declaração Ambiental 2011, Atualização da Declaração Ambiental 2010 – Central Termoelétrica de Sines”, pp.51-70.
- ✓ European Environment Agency – EEA (2011) “Approximated EU GHG inventory: early estimates for 2010”, 7 October 2011.
- ✓ EEA (2009) “Europe’s onshore and offshore wind energy potential – an assessment of environmental and economic constraints”, Technical Report nº 6, pp. 32-41.

-
- ✓ Energy Information Administration - EIA (2010) “Annual Energy Outlook 2010 with projections to 2035”, April 2010 (<http://infousa.state.gov/economy/technology/docs/0383.pdf>).
 - ✓ EIA (2011) “International Energy Outlook 2011” ([http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)).
 - ✓ Elliston, B., Diesendorf, M. and MacGill, I. (2012) “Simulations of scenarios with 100% renewable electricity in the Australian National Electricity Market”, Energy Policy 45, pp. 606-613.
 - ✓ ERSE (2008) “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”.
 - ✓ ERSE (2010) “Plano de promoção da eficiência no consumo de energia elétrica para 2011-2012”, Novembro de 2010.
 - ✓ ERSE (2011) “Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico em 2012”, Dezembro de 2011.
 - ✓ ERSE (2011) “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012”, Dezembro de 2011.
 - ✓ ERSE (2011) “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012”, Junho de 2011.
 - ✓ ERSE (2012) “Comércio Europeu de Licenças de Emissão de Gases com Efeito de Estufa - Análise para Portugal do período 2005-2010”.
 - ✓ Estanqueiro, A. e Costa, P. (2009) “Energia Eólica *Offshore* – Levantamento do potencial do país, limitações e soluções tecnológicas”, Conferência Energia 2020, 8 de Fevereiro de 2009.
 - ✓ European Commission (2009) “EU energy trends to 2030 – update 2009” (http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf).
 - ✓ European Commission (2010) “Statistical Pocketbook 2010 – EU Energy and Transport Figures” (http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2010_energy_transport_figures.pdf).
 - ✓ European Commission’s Market Observatory for Energy (2011) “Europe’s Energy Position – 2010 Annual Report”, March 2011.
 - ✓ European Renewable Energy Council (2004) “Renewable Energy in Europe – building markets and capacity”, pp. 82-84, 111-115, 136-139, 167-171.
 - ✓ Eurostat (2011) “Energy, Transport and Environment indicators” (http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-DK-11-001/EN/KS-DK-11-001-EN.PDF).

-
- ✓ Ferreira, P. (2007) “Electricity Power Planning in Portugal: the role of wind energy”, Tese de Doutoramento em Engenharia Económica, Ramo de conhecimento Engenharia, Produção e Sistemas, Universidade do Minho, pp. 17-32, 298-299.
 - ✓ Fernandes, B. (2011) “Application of the Real Options Theory to Investments Appraisal”, Dissertação de Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial, Universidade do Minho, Julho 2011.
 - ✓ Føyn, T., Karlsson, K., Balyk, O. and Grohnheit, P. (2011) “A global renewable system: a modeling exercise in ETSAP/TIAM”, *Applied Energy* 88, pp. 526-534.
 - ✓ Gil, J. (2010) “Análise e Previsão da Evolução do Custo de Electricidade em Portugal”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.
 - ✓ Gota, D., Lund, H. and Miclea, L. (2011) “A Romanian energy system model and a nuclear reduction strategy”, *Energy* 36, pp. 6413-6419.
 - ✓ International Energy Agency - IEA (2010) “Energy Technology Perspectives Scenarios & Strategies to 2050” (http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/2010/etp2010_part1.pdf; http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/2010/etp2010_part2.pdf).
 - ✓ IEA/Nuclear Energy Agency - NEA (2010) “Projected Costs of Generating Electricity” (http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf).
 - ✓ Instituto da Água, Direcção Geral de Energia e Geologia, REN (2007) “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico - PNBEPH”, Novembro de 2007.
 - ✓ Instituto do Ambiente (2006) “Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO2 (PNALE) 2008-2012 – Versão para Consulta Pública”, 1 de Junho de 2006.
 - ✓ Jornal Oficial das Comunidades Europeias (2002) Diretiva 2002/91/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Dezembro de 2002, relativa ao desempenho energético dos edifícios, pp. 1/65 – 1/71.
 - ✓ Krajačić, G., Duić, N. and Carvalho, M. G. (2011) “How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?” *Applied Energy*, Vol. 88 (2), pp. 508-517.
 - ✓ Le, N. and Bhattacharyya, S. (2011) “Integration of wind power into the British system in 2020”, *Energy*, Vol. 36, pp. 5975-5983.
 - ✓ Lehner, B., Czisch, G. and Vassolo, S. (2001) “Chapter 8 – Eurowasser: Europe’s Hydropower Potential today and in the future”, pp 8-1-8-22.
 - ✓ Liu, W., Lund, H. and Mathiesen, B. (2011) “Large-scale integration of wind power into the existing Chinese energy system”, *Energy*, Vol. 36, pp. 4753-4760.

-
- ✓ Liu, W., Lund, H., Mathiesen, B. and Zhang, X. (2011) “Potencial of renewable energy systems in China”, *Applied Energy* 88, pp. 518-525.
 - ✓ Lund, H. (2005) “Large-Scale integration of wind power into different energy systems“, *Energy*, Vol 30(13), pp. 2402-2412.
 - ✓ Lund, H. (2006) “Large-Scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply“, *Renewable Energy*, Vol 31(4), pp. 503-515.
 - ✓ Lund, H. (2007) “Renewable energy strategies for sustainable development”, *Energy* 32, pp. 912-919.
 - ✓ Lund, H., Neven, D., Krajačić, G. and Carvalho, M. (2007) “Two energy system analysis models: a comparison of methodologies and results”, *Energy*, Vol 32, pp. 948-954.
 - ✓ Lund, H. and Kempton, W. (2008) “Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G”, *Energy Policy* 36, pp. 3578-3587.
 - ✓ Lund, H. (2011) “EnergyPlan-Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, Documentation Version 9.0”, Aalborg University Denmark.
 - ✓ Lund, H. Østergaard, P.A. and Stadler, I. (2011) “Towards 100% renewable energy systems” *Applied Energy*, Vol 88(2), pp. 419-421.
 - ✓ Lund, H. and Mathiesen, B. (2012) “The role of carbon capture and storage in a future sustainable energy system” *Energy*, pp. 1-8.
 - ✓ Mathiesen, B.V., Lund, H. and Nørgaard, P. (2008) “Integrated transport and renewable energy systems” *Utilities Policy* 16, pp. 107-116.
 - ✓ Mathiesen, B.V., Lund, H. and Karlsson, K. (2011) “100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth” *Applied Energy*, Vol 88(2), pp. 488-501.
 - ✓ Mason, I., Page, S. and Williamson, A. (2011) “A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilizing hydro, wind, geothermal and biomass resources“, *Energy Policy*, Vol 38, pp. 3973–3984.
 - ✓ Macdonald, M. (2010) “UK Electricity Generation Costs Update”, pp 8-9, 18-21, 25-30.
 - ✓ Oliveira, W. (2010) “Avaliação e Gestão de Projectos de Energia Eólica Onshore”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, Universidade de Aveiro, Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial, pp. 3-8, 53-80.
 - ✓ Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (2010) “Plano Novas Energias ENE 2020”.
 - ✓ Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (2011) “Revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética n.º 2, art.º 14º da Diretiva 2006/32/CE”, pp. 1-15.

- ✓ Observ'ER (2011) – “État des Énergies Renouvelables en Europe”, Édition 2011, 11^e bilan EuroObserve'ER.
- ✓ Ostergaard, P.A. (2009) “Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration“, Energy, Vol 34(9), pp. 1236-1245.
- ✓ Pereira, S., Ferreira, P. e Vaz, A.I. (2011) “Optimization models to support sustainable electricity planning decisions”, Report 03/2011, Sustainable Electricity Power Planning.
- ✓ Proença, E. (2007) “A energia solar fotovoltaica em Portugal – Estado da Arte e Perspectivas de Desenvolvimento”, Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre Engenharia e Gestão Industrial, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, pp. 11-16, 20-22, 30-35.
- ✓ REN (2004) “Dados Técnicos 2004”.
- ✓ REN (2005) “Dados Técnicos 2005”.
- ✓ REN (2006) “Dados Técnicos 2006”.
- ✓ REN (2007) “Dados Técnicos 2007”.
- ✓ REN (2008) “Dados Técnicos 2008”.
- ✓ REN (2009) “Dados Técnicos 2009”.
- ✓ REN (2010) “Dados Técnicos 2010”.
- ✓ REN (2011) “Dados Técnicos 2011”.
- ✓ REN (2011) “PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transportes de Eletricidade 2012-2017 (2022)”, Julho de 2011.
- ✓ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2011) “Renewables 2011 Global Status Report”, Version 2.1, 08/2011.
- ✓ República Portuguesa (2010) “ Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE – versão para consulta pública (2-Junho-2010).
- ✓ Salgi, G. and Lund, H. (2008) “System behaviour of compressed-air energy-storage in Denmark with a high penetration of renewable energy sources”, Applied Energy 85 pp. 182-189.
- ✓ SENDECO₂ (2010) Relatório Mensal de Mercado, Outubro de 2010.
- ✓ Soares, T. (2009) “Sistemas de produção de eletricidade descentralizada baseados em energia renovável”, Relatório de Projecto realizado no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Fevereiro de 2009;

- ✓ Sousa, C. (2010) “Proposta de Optimização do Modelo Feed-in português: comparação dos modelos português, espanhol e alemão”, Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Gestão de Empresas, conferido pela Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias, Lisboa, pp. 98-99.
- ✓ Strachan, N. and Farrell, A. (2006) “Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance”, Energy Policy, 34 (17) pp. 2677-2689.
- ✓ Šúri, M., Huld, A.T., Dunlop, E.D. and Ossenbrink, H.A. (2007) “Potential of Solar Electricity Generation in the European Union Member States and candidate countries”, Solar Energy n° 81, pp.1295-1305.
- ✓ WAVEPLAM/Intelligent Energy – Europe (2008) “Energia das Ondas – um guia para investidores e decisores políticos”.

Sítios:

- ✓ <http://www.externe.info/>
- ✓ <http://meteonorm.com/download/software/>
- ✓ <http://sepp.dps.uminho.pt/>
- ✓ <http://www.ren.pt/vPT/Pages/Homepage.aspx>
- ✓ <http://www.edp.pt/pt/Pages/homepage.aspx>
- ✓ <http://www.eco.edp.pt/>
- ✓ http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/producao.php?cp_type=he
- ✓ <http://www.erse.pt/>
- ✓ <http://www.dgge.pt/>
- ✓ http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm
- ✓ http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/reports_en.htm
- ✓ <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/index.cfm?ref=bookshelf>
- ✓ <http://www.energy.eu/>
- ✓ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>
- ✓ <http://www.apren.pt/>
- ✓ <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- ✓ <http://www.adene.pt/pt-pt/Paginas/welcome.aspx>
- ✓ <http://en.openei.org/wiki/EnergyPLAN>
- ✓ <http://energy.plan.aau.dk/>
- ✓ <http://energy.plan.aau.dk/EnergyPLAN-Version9-February2011.pdf>
- ✓ http://energy.plan.aau.dk/Designing%20a%20Sustainable%20Swiss%20Energy%20System%20%28Ballistreri%20et%20al%20%202010%29.pdf?_ob=ArticleURL&_udi=B

[6V4S-50TYGXY-](#)

[2& user=632453& coverDate=08/21/2010& rdoc=1& fmt=high& orig=search& origin=search& sort=d& docanchor=&view=c& acct=C000032758& version=1& urlVersion=0& userid=632453&md5=1577d9ded030eeebce1299d188525859&searchtype=a](#)

- ✓ <http://www.dconnolly.net/files/A%20Users%27%20Guide%20to%20EnergyPLAN%20V4.pdf>
- ✓ <http://www.sendeco2.com/>
- ✓ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/home>
- ✓ <http://www.apambiente.pt/>
- ✓ <http://www.ipcc.ch/>
- ✓ <http://www.energiasrenovaveis.com/>
- ✓ <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/11/1543&format=HTML&aged=1&language=PT&guiLanguage=en>
- ✓ <http://www.postcarbonpathways.net.au/transition-strategies/the-energy-report-100-renewable-energy-by-2050/>
- ✓ <http://www.erse.pt/consumidor/ambiente/energiasrenovaveiscogemicro/Paginas/default.aspx>
- ✓ http://www.eia.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html
- ✓ <http://www.iea.org/roadmaps/>
- ✓ http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/info_tecnica.php?item_id=75&cp_type=te§ion_type=info_tecnica
- ✓ <http://www.aquaret.com/pt/ferramenta-de-e-learning/selecao-de-tecnologias/4-ondas/44-ciclo-de-vida-da-tecnologia/444-decomissionamento>
- ✓ <http://www.planetazul.pt/edicoes1/planetazul/desenvArtigo.aspx?c=2252&a=20247&r=37>

ANEXOS

Anexo 1 – Diagramas de Carga da REN, Menu Input - EnergyPLAN

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2										
3										
4	Data	Carvão	Fuel	Gás Natural	Albufeiras	Fios de Água	Importação	Exportação	PRE Hidráulico	PRE Térmico
5	2010-01-01 00:00	218,8	0	569,6	1200,16	1730,12	0,00	1185	279,15	658,18
6	2010-01-01 01:00	348	0	558	1448,90	1551,37	0,00	1497,3	262,17	581,65
10	2010-01-01 02:00	542	0	316	1400,73	1509,46	0,00	1606,4	270,41	579,55
14	2010-01-01 03:00	430	0	253,6	1274,60	1381,83	0,00	1575,8	266,47	575,94
18	2010-01-01 04:00	109,2	0	285,6	1147,24	1460,53	0,00	1575,3	277,72	582,96
22	2010-01-01 05:00	108,8	0	275,6	959,80	1466,68	0,00	1564,1	284,29	581,13
26	2010-01-01 06:00	110	0	314	831,79	1588,99	0,00	1610,9	272,3	586,14
30	2010-01-01 07:00	109,6	0	373,6	751,04	1441,16	0,00	1421,7	280,06	594,43
34	2010-01-01 08:00	108	0	234,8	703,03	1553,03	0,00	1681,1	288,84	592,11
38	2010-01-01 09:00	109,2	0	286	669,70	1654,49	0,00	1619,1	281,37	593,15
42	2010-01-01 10:00	118	0	245,6	1001,26	1733,77	0,00	1601,3	281,56	590,9
46	2010-01-01 11:00	235,2	0	286,8	1230,27	1712,76	0,00	1471,5	285,92	595,23
50	2010-01-01 12:00	325,6	0	249,6	1411,22	1704,06	0,00	1290	286,81	594,72
54	2010-01-01 13:00	240,8	0	246,4	1446,26	1699,50	0,00	1124,6	285,32	588,1
58	2010-01-01 14:00	218	0	337,2	1496,98	1800,00	0,00	1162,5	280,77	582,49
62	2010-01-01 15:00	218	0	395,2	1632,15	1819,99	0,00	1088,2	281,07	590,62
66	2010-01-01 16:00	222	0	511,2	1637,65	1830,30	0,00	825,1	281,4	590,7
70	2010-01-01 17:00	336,8	0	631,2	1534,23	1848,79	0,00	633,3	281,62	586,32
74	2010-01-01 18:00	274,4	0	898,4	1358,70	1828,94	91,90	0	282,43	553,73
78	2010-01-01 19:00	587,2	0	1016,4	1284,54	1838,18	175,60	0	286,31	552,97
82	2010-01-01 20:00	534,8	0	1154	1403,54	1843,05	91,40	0	286,3	546,74
86	2010-01-01 21:00	497,2	0	1120,4	1647,94	1840,60	0,00	182,8	285,31	543,57
90	2010-01-01 22:00	503,2	0	1032,4	1662,02	1886,86	0,00	221,6	286,06	544,75
94	2010-01-01 23:00	591,6	0	1338,8	1613,62	1879,84	0,00	711,9	279,36	550,01
98	2010-01-02 00:00	504	0	846,8	1361,06	1720,34	0,00	274,5	293,2	551,37
102	2010-01-02 01:00	301,6	0	594,8	1213,02	1728,63	0,00	233,3	290,35	573,71
106	2010-01-02 02:00	356,8	0	235,6	1458,85	1684,45	0,00	297	288,53	586,29
110	2010-01-02 03:00	384,8	0	236	1396,66	1795,14	0,00	565,4	285,66	584,61
114	2010-01-02 04:00	506	0	235,6	1303,05	1796,18	0,00	732,1	289,25	587,1
118	2010-01-02 05:00	444	0	236	1256,76	1863,32	0,00	877,9	284,43	580,81

File Edit Help

WARNING!!: (1) Critical Excess:

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand: TWh/year Change distribution consumo_2010.txt

Electric heating (IF included) TWh/year Subtract electric heating using distribution from 'individual' window

Electric cooling (IF included) TWh/year Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window

Elec. for Biomass Conversion 0,00 TWh/year (Transferred from Biomass Conversion TabSheet)

Sum (Demand excl. elec. heating) 52,30 TWh/year

Electric heating (individual) 0,00 TWh/year

Electric cooling (cooling) 0,00 TWh/year

Flexible demand (1 day) TWh/year Max-effect MW

Flexible demand (1 week) TWh/year Max-effect MW

Flexible demand (4 weeks) TWh/year Max-effect MW

Fixed Import/Export TWh/year Change distribution export-import_2010.txt

Total electricity demand 49,70 TWh/year

Anexo 2 – Menu District Heating - EnergyPLAN

File Edit Help Loading Time = 00:00:00

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

CHP, Heat Pumps and Boilers at District Heating Systems:

In common for all three district heating groups:

Distribution of demand: Hour_distr-heat.txt
 Distribution of solar thermal: Hour_solar_prod1.txt
 Sum of district heating demand: 0,00 TWh/year
 Sum of solar thermal: 0,00 TWh/year

Group I: District heating gr. I is meant to represent DH systems without CHP
 Demand: 0 TWh/year Production Storage Loss (%) Share (%) Result TWh/year
 DHP efficiency: 0,0001 Solar thermal: 0 0 0 0,0001 0,00

Group II: District heating gr. II is meant to represent DH systems based on small CHP plants
 Demand: 0,0001 TWh/year Solar thermal: 0 0 0 0,0001 0,00

	Capacities		Efficiencies			Heat storage gr. 2
	MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP	
CHP	0,0001	0	0,0001	0,0001		0,0001 GWh
Heat Pump	0	0			0,001	
Boiler		0,0001		0,0001		Fixed Boiler share 0 Per cent

Group III: District heating gr. III is meant to represent DH systems based on large CHP extraction plants
 Demand: 0,0001 TWh/year Solar thermal: 0 0 0 0,0001 0,00

	Capacities		Efficiencies			Heat storage gr. 3
	MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP	
CHP	0,0001	0	0,0001	0,0001		0,0001 GWh
Heat Pump	0,0001	0			0,0001	
Boiler		0,0001		0,0001		Fixed Boiler share 0 Per cent

Condensing: 7407 0,45
 PP2: 0 0,45

CHP extraction plants are modelled as a combination of CHP back pressure and condensing plants
 *) Loss in percent of storage content
 **) Share of district heating demand with solar thermal

Distribution of fuel	Coal Oil Ngas Biomass			
	Variable	Variable	Variable	Variable
(TWh/year)				
DHP	0	0	0	0
CHP2	0	0	0	0
CHP3	0	0	0	0
Boiler2	0	0	0	0
Boiler3	0	0	0	0
PP	6,6	0,047	10,7	1,2
PP2	0	0	0	0

Anexo 3 – Menu Renewable Energy - EnergyPLAN

File Edit Help Loading Time = 00:00:00

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	3225	0	Change PRE	9,04	0	9,04
Change Photo Voltaic	100	0	Change PRE	0,21	0	0,21
Change River Hydro	2022	0	Change PRE_fios de	8,41	0	8,41
Change River Hydro	0	0	Change Hour_solar_prod1	0,00	0	0,00

Hydro Power: Capacity: 2022 MW-e Annual Water supply: 6,5 TWh/year
 Efficiency: 1 Distribution of water: annual_water_supply_2010.txt
 Storage: 3706 GWh Estimated annual production: 6,50 TWh/year
 Pump Capacity: 492 MW-e Storage difference: 0 GWh
 Pump Efficiency: 1

Geothermal Power: Capacity: 0 MW-e Distribution: Hour_wind_1.txt
 Efficiency: 0 Annual production: 0,00 TWh/year

Nuclear Power: Capacity: 0 MW-e Distribution: Hour_wind_1.txt
 Efficiency: 0 Annual production: 0,00 TWh/year

Anexo 4 – Menu Industry - EnergyPLAN

Industry: Fuel consumption and Heat and power production

TWh/year	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Industry	0	2,25	2,25	1,6
Various	0	0	0	0

Industrial CHP (CSHP): pre termico_2010.txt

TWh/year	DH prod	Electricity prod
DH Gr.1:	0	7,332
DH Gr.2:	0	0
DH Gr.3:	0	0
Total	0,00	7,33

Ngas distribution of Industry and Various: const.txt

```

    graph LR
      Fuel[Fuel] --> Industry[Industry]
      Industry --> Demand[Process heat demand]
  
```

Anexo 5 – Menu Regulation - EnergyPLAN

Regulation:

Chose Optimisation Strategy:

1 Balancing heat demands

Electric grid stabilisation requirements:

Minimum grid stabilisation production share	<input type="text" value="0,3"/>
Stabilisation share of CHP2	<input type="text" value="0"/>
Heat Pump Maximum load:	<input type="text" value="0"/>
Stabilisation share of Waste CHP	<input type="text" value="0"/>
Stabilisation share smart charge EV and V2G	<input type="text" value="0"/> Share of charge connection
Stabilisation share transmission line	<input type="text" value="0"/> Share of max capacity
Minimum CHP in gr. 3:	<input type="text" value="0"/> Mw
Minimum PP:	<input type="text" value="0"/> Mw

External Electricity Market Definition

Price distribution	<input type="button" value="Change"/> price_Portugal_2010.txt
Addition factor	<input type="text" value="0"/> EUR/MWh
Multiplication factor	<input type="text" value="1"/>
Resulting average price :	37 EUR/MWh

External Electricity Market response to import/export

Price elasticity	<input type="text" value="0"/> EUR/MWh pr. MW
Basic price level for price elasticity	<input type="text" value="150"/> EUR/MWh

Transmission line capacity

Maximum imp./exp. cap:	<input type="text" value="1600"/> MW
------------------------	--------------------------------------

Critical Excess Electricity Production (CEEP)

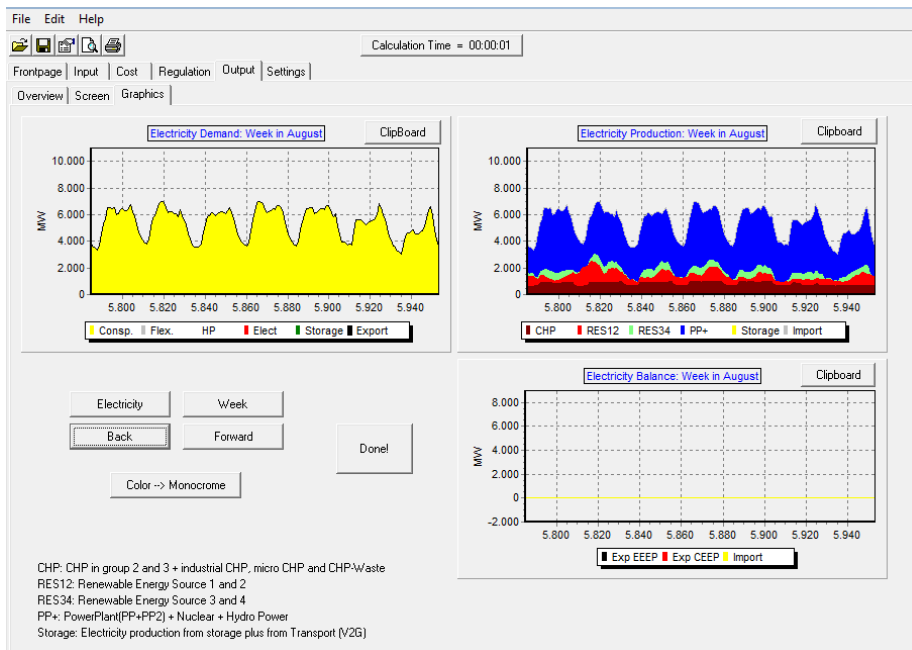
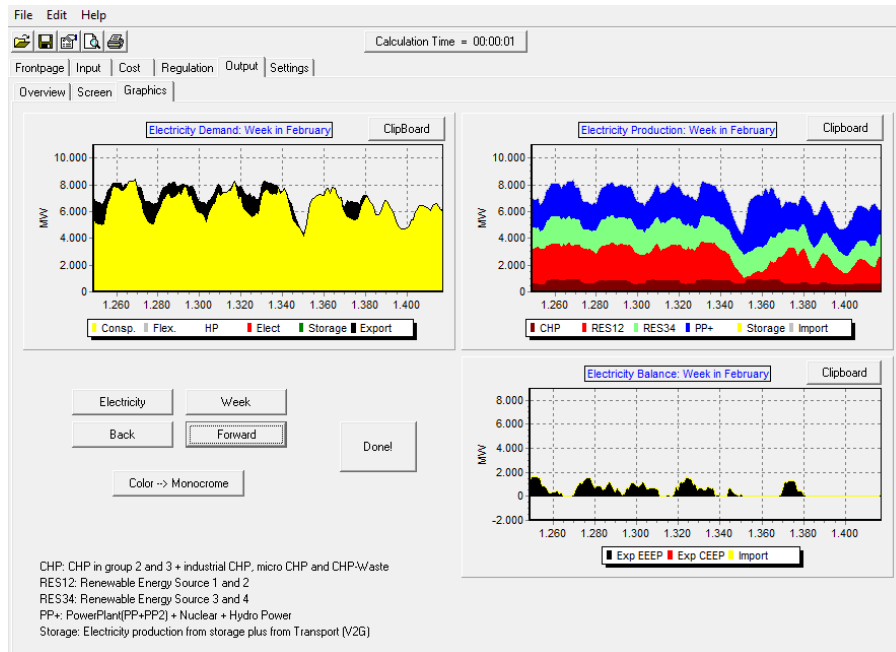
Critical Electricity Excess Production (CEEP) regulation: Write number:

- 1: Reducing RES1 and RES2
- 2: Reducing CHP in gr. 2 by replacing with boiler
- 3: Reducing CHP in gr. 3 by replacing with boiler
- 4: Replacing boiler with electric heating in gr.2 with maximum capacity: Mw
- 5: Replacing boiler with electric heating in gr.3 with maximum capacity: Mw
- 6: Reducing RES3
- 7: Reducing power plant in combination with RES1, RES2, RES3 and RES4

Anexo 6 – Consumo elétrico, produção de eletricidade e balanços elétricos - exemplos

Food income =	0 Million EUR
Waste =	0 Million EUR
Marginal operation costs =	0 Million EUR
Total Electricity exchange =	-128 Million EUR
Import =	0 Million EUR
Export =	-16 Million EUR
Bottleneck =	0 Million EUR
Fixed imp/ex=	-112 Million EUR
Total CO2 emission costs =	177 Million EUR
Total variable costs =	1052 Million EUR
Fixed operation costs =	0 Million EUR
Annual Investment costs =	0 Million EUR
TOTAL ANNUAL COSTS =	1052 Million EUR

	elec. demand	elec.dem cooling	Fixed Exp/Imp	district heating	wind power	PV	River hydro	CSP Power	Hydro power
TOTAL FOR ONE YEAR (TWh/year):									
Annual:	52.30	0.00	-2.60	0.00	9.04	0.21	9.97	0.00	6.50
MONTHLY AVERAGE VALUES (MW):									
January	6606	0	351	0	1310	11	2079	0	1418
February	6581	0	-131	0	1454	14	1697	0	1157
March	6135	0	-54	0	1211	19	1919	0	1240
April	5493	0	-37	0	864	27	1765	0	996
May	5513	0	-94	0	932	33	1266	0	755
June	5564	0	-614	0	761	34	907	0	433
July	5947	0	-780	0	792	39	562	0	407
August	5712	0	-831	0	726	33	344	0	280
September	5776	0	-726	0	537	29	388	0	320
October	5477	0	-847	0	1023	23	478	0	300
November	6085	0	-313	0	1193	17	718	0	695
December	6568	0	517	0	1551	12	1506	0	892
Average	5954	0	-296	0	1029	24	1135	0	740
Maximum	9360	0	1787	0	3225	100	2380	0	2117
Minimum	3624	0	-1738	0	7	0	10	0	0



Anexo 7 – Custo investimento, custos marginais e valores anuais

Potência Instalada (MW)

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	1756	600	1756	0
Gás	3829	5800	5489	0
Fuelóleo	1657	500	0	0
Hídrica-Albufeira	2117	4250	6971	6971
Hídrica-Fio de água	1970	4250	2589	2589
Hídrica - Mini-hídrica	410	500	800	800
Eólica	3225	5300	7350	9970
Fotovoltaica	100	500	1600	4500
Ondas	0	6	275	1000
Biomassa*	222	370	565	565
Cogeração gás natural	660	766	750	0
Cogeração fuelóleo	660	766	750	0
Cogeração biomassa	360	491	750	750
Total	16966	24099	29645	27145

* Biomassa sem cogeração, RSU e biogás

Produção (MWh)

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	6553000	2260000	6553000	0
Gás	10700000	16200000	1530000	0
Fuelóleo	47000	14000	0	0
Hídrica-Albufeira	6500000	13240000	20100000	23780000
Hídrica-Fio de água	8250000	17800000	10840000	10770000
Hídrica - Mini-hídrica	1720000	2090000	3350000	3330000
Eólica	9040000	14860000	21700000	29440000
Fotovoltaica	210000	1070000	3410000	9590000
Ondas	0	50000	2420000	8780000
Biomassa*	1200000	2000000	3100000	3100000
Cogeração gás natural	2866000	3330000	3240000	0
Cogeração fuelóleo	2866000	3330000	3240000	0
Cogeração biomassa	1600000	2180000	3240000	3240000
Total	51552000	78424000	82723000	92030000

* Biomassa sem cogeração, RSU e biogás

Custo Investimento

$$CI = P_t - P_{cv} \times CI_t$$

Onde,

CI = Custo de investimento

P_t = Potência instalada de cada tecnologia de um Cenário

P_{cv} = Potência instalada do Cenário de validação (Cenário 1)

CI_t = Custos de investimento de cada tecnologia

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão		0,00 €	0,00 €	0,00 €
Gás		1.626.551.982,00 €	1.369.901.720,00 €	0,00 €
Fuelóleo		0,00 €	0,00 €	0,00 €
Hídrica-Albufeira		3.077.919.000,00 €	7.004.322.000,00 €	7.004.322.000,00 €
Hídrica-fio de água		3.789.360.000,00 €	1.028.778.000,00 €	1.028.778.000,00 €
Hídrica - mini-hídrica		183.312.000,00 €	794.352.000,00 €	794.352.000,00 €
Eólica		3.762.099.500,00 €	7.478.872.500,00 €	12.229.089.700,00 €
Fotovoltaica		1.854.032.000,00 €	6.952.620.000,00 €	20.394.352.000,00 €
Ondas		30.000.000,00 €	1.375.000.000,00 €	5.000.000.000,00 €
Biomassa		370.000.000,00 €	857.500.000,00 €	857.500.000,00 €
Cogeração gás natural		74.200.000,00 €	63.000.000,00 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo		111.300.000,00 €	94.500.000,00 €	0,00 €
Cogeração biomassa		104.800.000,00 €	312.000.000,00 €	312.000.000,00 €

Custo Operação e Manutenção

$$C_{O\&M} = Prod_t \times C_{O\&Mt}$$

Onde,

$C_{O\&M}$ = Custo Operação e Manutenção

$Prod_t$ = Produção da tecnologia por cenário

$C_{O\&Mt}$ = Custos de Operação e Manutenção de cada tecnologia

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	30.471.450,00 €	10.509.000,00 €	30.471.450,00 €	0,00 €
Gás	37.022.000,00 €	56.052.000,00 €	5.293.800,00 €	0,00 €
Fuelóleo	103.400,00 €	30.800,00 €	0,00 €	0,00 €
Hídrica-Albufeira	54.080.000,00 €	110.156.800,00 €	167.232.000,00 €	197.849.600,00 €
Hídrica-fio de água	31.927.500,00 €	68.886.000,00 €	41.950.800,00 €	41.679.900,00 €
Hídrica - mini-hídrica	7.447.600,00 €	9.049.700,00 €	14.505.500,00 €	14.418.900,00 €
Eólica	152.956.800,00 €	251.431.200,00 €	367.164.000,00 €	498.124.800,00 €
Fotovoltaica	4.855.200,00 €	24.738.400,00 €	78.839.200,00 €	221.720.800,00 €
Ondas	0,00 €	1.500.000,00 €	72.600.000,00 €	263.400.000,00 €
Biomassa	4.800.000,00 €	8.000.000,00 €	12.400.000,00 €	12.400.000,00 €
Cogeração gás natural	12.897.000,00 €	14.985.000,00 €	14.580.000,00 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo	25.794.000,00 €	29.970.000,00 €	29.160.000,00 €	0,00 €
Cogeração biomassa	4.800.000,00 €	6.540.000,00 €	9.720.000,00 €	9.720.000,00 €

Custo combustível

$$CC = Prod_t \times CC_t$$

Onde,

CC = Custo Combustível

$Prod_t$ = Produção da tecnologia por cenário

CC_t = Custos de Combustível inseridos em cada tecnologia

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	153.209.140,00 €	52.838.800,00 €	153.209.140,00 €	0,00 €
Gás	582.401.000,00 €	881.766.000,00 €	83.277.900,00 €	0,00 €
Fuelóleo	5.368.481,00 €	1.599.122,00 €	0,00 €	0,00 €
Biomassa	10.800.000,00 €	18.000.000,00 €	27.900.000,00 €	27.900.000,00 €
Cogeração gás natural	155.996.380,00 €	181.251.900,00 €	176.353.200,00 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo	327.363.118,00 €	380.362.590,00 €	370.082.520,00 €	0,00 €
Cogeração biomassa	14.400.000,00 €	19.620.000,00 €	29.160.000,00 €	29.160.000,00 €

Emissões CO₂

$$E_{CO_2} = Prod_t \times E_{CO_2t} \times CE_{CO_2}$$

Onde,

E_{CO_2} = Custo Emissões CO₂

$Prod_t$ = Produção da tecnologia por cenário

E_{CO_2t} = Emissões CO₂ por tecnologia

CE_{CO_2} = Custo das Emissões CO₂

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	89.880.948,00 €	30.998.160,00 €	89.880.948,00 €	0,00 €
Gás	60.335.160,00 €	91.348.560,00 €	8.627.364,00 €	0,00 €
Fuelóleo	573.024,00 €	170.688,00 €	0,00 €	0,00 €
Biomassa	402.336,00 €	670.560,00 €	1.039.368,00 €	1.039.368,00 €
Cogeração gás natural	12.622.895,76 €	14.666.518,80 €	14.270.126,40 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo	30.356.098,80 €	35.270.694,00 €	34.317.432,00 €	0,00 €
Cogeração biomassa	536.448,00 €	730.910,40 €	1.086.307,20 €	1.086.307,20 €

Custos Marginais

$$C_m = C_{O\&M} + CC + E_{CO_2}$$

Onde,

$C_m =$ Custos marginais

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	273.561.538,00 €	94.345.960,00 €	273.561.538,00 €	0,00 €
Gás	679.758.160,00 €	1.029.166.560,00 €	97.199.064,00 €	0,00 €
Fuelóleo	6.044.905,00 €	1.800.610,00 €	0,00 €	0,00 €
Hídrica-Albufeira	54.080.000,00 €	110.156.800,00 €	167.232.000,00 €	197.849.600,00 €
Hídrica-fio de água	31.927.500,00 €	68.886.000,00 €	41.950.800,00 €	41.679.900,00 €
Hídrica - mini-hídrica	7.447.600,00 €	9.049.700,00 €	14.505.500,00 €	14.418.900,00 €
Eólica	152.956.800,00 €	251.431.200,00 €	367.164.000,00 €	498.124.800,00 €
Fotovoltaica	4.855.200,00 €	24.738.400,00 €	78.839.200,00 €	221.720.800,00 €
Ondas	0,00 €	1.500.000,00 €	72.600.000,00 €	263.400.000,00 €
Biomassa	16.002.336,00 €	26.670.560,00 €	41.339.368,00 €	41.339.368,00 €
Cogeração gás natural	181.516.275,76 €	210.903.418,80 €	205.203.326,40 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo	383.513.216,80 €	445.603.284,00 €	433.559.952,00 €	0,00 €
Cogeração biomassa	19.200.000,00 €	26.160.000,00 €	39.966.307,20 €	39.966.307,20 €
Total	1.810.863.531,56 €	2.300.412.492,80 €	1.833.121.055,60 €	1.318.499.675,20 €
Custo €/MW	35,13 €	29,33 €	22,16 €	14,33 €

Custo médio

$$C_{\text{médio}} = \frac{CI}{F_a} + C_m$$

Onde,

$C_{\text{médio}}$ = Custo médio

F_a = Fator atualização

Tecnologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Carvão	273.561.538,00 €	94.345.960,00 €	273.561.538,00 €	0,00 €
Gás	679.758.160,00 €	1.201.709.971,49 €	242.517.208,64 €	0,00 €
Fuelóleo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Hídrica-Albufeira	54.080.000,00 €	420.593.168,12 €	873.682.131,67 €	904.299.731,67 €
Hídrica-fio de água	31.927.500,00 €	451.077.719,76 €	145.712.499,36 €	145.441.599,36 €
Hídrica - mini-hídrica	7.447.600,00 €	27.538.396,91 €	94.623.186,62 €	94.536.586,62 €
Eólica	152.956.800,00 €	670.152.032,96 €	1.199.560.836,61 €	1.859.219.748,58 €
Fotovoltaica	4.855.200,00 €	228.993.531,22 €	844.795.942,07 €	2.468.527.243,40 €
Ondas	0,00 €	4.509.885,28 €	210.553.075,19 €	765.047.546,13 €
Biomassa	16.002.336,00 €	70.130.621,17 €	142.060.996,24 €	142.060.996,24 €
Cogeração gás natural	181.516.275,76 €	219.618.922,96 €	212.603.282,76 €	0,00 €
Cogeração fuelóleo	383.513.216,80 €	458.676.540,24 €	444.659.886,54 €	0,00 €
Cogeração biomassa	19.200.000,00 €	37.026.681,10 €	72.317.495,20 €	72.317.495,20 €
Total	1.804.818.626,56 €	3.884.373.431,20 €	4.756.648.078,89 €	6.451.450.947,21 €
Custo médio €/MWh	35,01 €	49,53 €	57,50 €	70,10 €