



Nuno Alexandre Soares Domingues

Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**Sistema de Suporte à Decisão no
Sector Eléctrico com Indicadores de
Desempenho:
O Caso Português**

Tese para obtenção do Grau de Doutor em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador Prof. Doutor João Joanaz de Melo, Professor Auxiliar
com agregação, Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa

Coorientador Prof. Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva,
Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia
da Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: Prof. Doutora Maria Paula Baptista da Costa Antunes

Arguentes: Prof. Doutor João José Esteves Santana
Prof. Doutor Luís Miguel de Mendonça Rato

Vogais: Prof. Doutor Rui Jorge Fernandes Ferreira Santos
Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves



Dezembro 2015

**Sistema de Suporte à Decisão no sector eléctrico com Indicadores de
Desempenho: O caso Português**

©Nuno Alexandre Soares Domingues

Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa

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

Dedico este trabalho a todos os que se debruçam e que se debruçarão no estudo dos temas da energia, ambiente, economia e fiscalidade, esperando que a metodologia apresentada clarifique algumas relações, quantifique algumas opiniões e introduza novas dúvidas.

Agradecimentos

Com estas linhas quero agradecer a todos os que contribuíram de forma mais ou menos directa para o desenvolvimento da presente Tese.

Ao Professor Doutor João Joanaz de Melo. Primeiro, pela orientação académica na elaboração do meu plano de estudos na componente ambiental. Segundo, por ter aceitado ser meu orientador e pela escolha de um tema actual, desafiador e interessante. Terceiro, pelas oportunidades que me proporcionou, permitindo-me adquirir novas capacidades.

Ao Professor Doutor Rui Neves da Silva. Primeiro, pela orientação académica na elaboração do meu plano de estudos. Segundo, por ter aceitado ser meu co-orientador e pelos conhecimentos em Decisão. Terceiro, pelas valiosas sugestões, interesse, apoio e dedicação.

Ao Professor Doutor Fernando Melício, coordenador da Secção de Engenharia de Sistemas do ISEL. Primeiro, por todo o apoio, desde sempre, na minha decisão de progressão de estudos na área que eu escolhi. Segundo, pelo apoio em programação que foi fundamental na fase de construção da ferramenta desenvolvida.

Ao Professor Nuno Ribeiro da Silva, presidente da Endesa Portugal, pela disponibilidade em me ouvir e pelo debate na fase inicial.

À ERSE, pela formação que tive a oportunidade de frequentar na ERSEFORMA, pela resposta às dúvidas que ia colocando e pela disseminação de informação.

Ao Professor Rui Pestana, docente do ISEL e Subdirector de Gestão do Sistema na REN, pelo apoio na sua área de trabalho e interesse no meu trabalho.

Ao Professor Doutor João Santana, Professor no IST, pelo apoio, partilha e disponibilidade.

À Doutora Júlia Boucinha, Directora na EDP Distribuição, pelo interesse no meu trabalho.

À APREN, pelo trabalho desenvolvido que me auxiliou por diversas vezes.

Ao Professor Doutor Bruno Pereira, docente no ISEL pela ajuda na área da metamática.

Ao Mestre Manuel Ferreira dos Santos, presidente da Ambiente e Energia, pela troca de ideias.

Ao Tenente Rui Azevedo do Estado Maior da Força Aérea, pela troca de ideias.

À NOVA Doctoral School, pelas formações que tive a oportunidade de frequentar, que também me serão úteis para a minha actividade de docência.

Aos colaboradores do CENSE da FCT-UNL pela partilha de conhecimentos.

Aos funcionários da biblioteca da FCT-UNL, especialmente à Rosário Duarte, pela formação.

A todos os meus amigos de voluntariado, especialmente da LPN e do GEOTA.

To Kai Schlegelmilch, Jacqueline Cottrell, John Hontelez, Catherine Pearce, David Gee, Aldo Ravazzi, Alexander Porsche and Konstantin Kreiser, international experts on energy, tax and environment, for the time allowed to debate and discuss. To several individuals of European Environmental Bureau, Green Budget Europe, European Energy Agency, European Environmental Agency, European Parliament, European Commission and International Energy Agency for the support at different phases.

À minha família e amigos.

Sumário

Os consumidores exercem influência no comportamento do sector eléctrico pela variação da procura de electricidade à rede. A teoria económica e as estatísticas dos últimos anos sugerem que os consumidores reagem aos preços da electricidade, seja através dos usos que fazem da electricidade e na selecção de energias alternativas, seja pela tomada de decisão de investimento em eficiência energética e em autoconsumo. Indirectamente, a procura de electricidade à rede dos consumidores afecta o preço da venda da electricidade através das actualizações da tarifa para o ano seguinte. Apesar disso, raramente as políticas energéticas ou as previsões da procura são informadas com modelos de desempenho económico de procura dinâmica.

Os objectivos da tese são desenvolver conceptualmente um modelo de simulação do sistema eléctrico considerando explicitamente a reacção e decisão dos consumidores face ao preço da electricidade; desenvolver informaticamente um Sistema de Suporte à Decisão (SSD) sobre o modelo de simulação e explorá-lo com o caso estudo do sistema eléctrico português.

O modelo tem uma abordagem de simulação dinâmica. Conceptualmente, o modelo de simulação e o SSD são desenhados para permitir dois modos de aplicação: a) um modo interactivo, equivalente a um jogo entre os vários agentes (Estado como legislador/regulador; sector da produção, transporte e distribuição; e sector do consumo final com enfoque na indústria, famílias e serviços) ou b) um modo parametrizado assumindo comportamentos pré-definidos e tomadas de decisão de certos agentes para ensaiar opções de um utilizador. No âmbito da tese o modelo foi explorado apenas no modo parametrizado para ensaiar opções de políticas públicas no sector energético, em especial sistemas de incentivos, pré-definindo comportamentos dos agentes com tomada de decisão dos produtores e consumidores.

Os cenários testados para o caso de estudo português sugerem que devem existir mais incentivos ao investimento em eficiência energética e menos subsidiação de preço de venda da electricidade: em todos os domínios, a redução do desperdício energético é melhor do que existirem preços artificialmente baixos. É este tipo de opções de política que melhor cumprem objectivos de uso racional de energia, protecção ambiental e redução de custos globais para os consumidores e para os contribuintes. A análise dos cenários sugere também que existe um potencial aliciante de poupança energética no sector do consumo final, que está longe de ser aproveitado. Verifica-se também que a tomada de decisão em autoconsumo reduz os investimentos em eficiência energética, obtendo-se menor redução do desperdício energético. O papel dos consumidores é importante. Um preço claro pode ajudar a consumir, a preservar e a investir.

Palavras-chave

Sistema de Suporte à Decisão, tomada de decisão no consumo, reacção do consumo ao preço, modelos energia-economia-ambiente (E3), eficiência energética, autoconsumo, incentivos, Reforma Fiscal Ambiental e impactes ambientais.

Abstract

Consumers influence the behaviour of the electricity sector by changing their demand. Economic theory and late statistics suggests that consumers react to electricity prices, either through the uses they make of electricity, whether for making decisions on investment in energy efficiency, self-consumption and consumption alternatives; thereby, consumers affect the price through tariff updates. Nevertheless, rarely energy policies and forecasts of demand are informed with economic performance models of dynamic demand.

The objectives of the thesis are to develop a conceptual simulation model of the electrical system explicitly considering the reaction and the decision of consumers to the apparent electricity price; develop a Decision Support System (DSS), based on the conceptual simulation model and employ the model by software and explore it with the case study of Portuguese electrical system.

The model has a dynamic simulation approach. Conceptually, the simulation model and the SSD is designed to allow two application modes: a) an interactive mode, a game between the various agents (State as a legislator / regulator, the production, transport and distribution, and final consumption sector with focus on industry, households and services); or b) a parameterized so assuming predefined behaviours of certain agents to test a user's options. Under the thesis the model was implemented only in the parameterized mode, and exploited for testing policy options in the energy sector, in particular incentive schemes, pre-setting behaviour of the other main players (producers and consumers)

The scenarios tested for the case of Portuguese study suggest that there should be more incentives for energy efficiency and less artificially low prices; It is this kind of politic options that best meet rational use objectives of energy, environmental protection and reduction of overall costs for consumers-taxpayers. The analysis of scenarios also suggests that there is an attractive potential for energy savings in the final consumption sector, which is far from being tapped.

Keywords

Decision Support Systems, consumer decision making, consumer price reaction, Energy-Economy-Environment (E3) models, energy efficiency, incentives, environmental fiscal reform, and environmental pressures

Lista de acrónimos

ADENE	Agência para a Energia
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
AQS	Água Quente Sanitária
BAU	Business As Usual (cenário de evolução mantendo a tendência actual de consumo)
BdP	Banco de Portugal
CUR	Comercializador de Último Recurso
CVEE	Compra e Venda de Energia Eléctrica
DEE	Directiva de Eficiência Energética
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
EEA	Agência Europeia do Ambiente
EEB	European Environmental Bureau
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEE	Fundo de Eficiência Energética
FIT	Feed-in Tariffs
GBE	Green Budget Europe
GEE	Gases de Efeito de Estufa
I&D	Investigação e Desenvolvimento
IEA	International Energy Agency
INE	Instituto Nacional de Estatística
ISP	Imposto sobre Petrolíferos e energéticos
IVA	Imposto Sobre o Valor Acrescentado
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
ONG	Organização não-governamental
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PIB	Produto Interno Bruto
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
REN	Redes Energéticas Nacionais
RFA	Reforma Fiscal Ambiental
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SSD	Sistema de Suporte à Decisão
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
VAB	Valor Acrescentado Bruto

Índice

Agradecimentos	v
Sumário	vii
Abstract	ix
Keywords.....	ix
Lista de acrónimos	xi
Índice.....	xiii
Lista de figuras	xvii
LISTA DE QUADROS	xix
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Objectivos.....	3
1.3 Hipóteses e abordagem	4
1.4 Âmbito.....	4
1.5 Organização da tese	5
2 Revisão da literatura	7
2.1 Sistemas de Suporte à Decisão - Resenha histórica.....	7
2.2 Sistemas de Suporte à Decisão para o sector energético	10
2.2.1 Tipologia dos modelos.....	10
2.2.2 Os modelos tecnológicos	11
2.2.3 Os modelos de equilíbrio geral	12
2.2.4 Os modelos híbridos.....	13
2.3 Ambiente e desenvolvimento sustentável.....	14
2.3.1 Direito do ambiente	14
2.3.2 Perspectiva histórica	17
2.4 Política na interface energia-ambiente.....	19
2.4.1 Revisão geral	19
2.4.2 Exemplos da Reforma Fiscal Ambiental a nível internacional.....	21

2.5	Estudos recentes em modelação energética e em tomada de decisão.....	22
2.6	Identificação de lacunas no estado do conhecimento.....	23
3	Metodologia e modelo conceptual.....	25
3.1	Abordagem metodológica e faseamento do trabalho.....	25
3.2	Características chave do modelo	26
3.3	Agentes.....	27
3.3.1	Caracterização	27
3.3.2	Produtores.....	27
3.3.3	Consumidores.....	28
3.3.4	Estado.....	29
3.4	Descrição geral do modelo.....	30
3.5	Previsão da procura de electricidade à rede.....	35
3.6	Os processos de decisão	38
3.6.1	Decisão do Estado no apoio ao investimento no sector eléctrico	38
3.6.2	Decisão de investimento no sector do consumo	39
3.6.3	Decisão de investimento no sector da produção.....	42
3.7	As pressões ambientais	43
3.8	Escolha e relevância dos indicadores de desempenho.....	45
4	Caso de estudo: sector eléctrico Português.....	47
4.1	Definição do caso de estudo	47
4.2	Implementação do Sistema de Suporte à Decisão.....	47
4.3	Caracterização energética, económica e ambiental de Portugal.....	49
4.4	Potencial de investimento em eficiência energética no consumo	60
4.5	Autoconsumo de electricidade	67
4.6	Custos de produção e entrega de electricidade.....	69
4.7	Tarifas e preços	73
4.8	Ajustes na tarifa por alteração da evolução esperada da procura	75

4.9	Calibração do modelo	81
4.10	Validação do modelo.....	83
5	Exploração do modelo, resultados e discussão	85
5.1	Abordagem.....	85
5.2	Cenários de incentivos no sector eléctrico	85
5.3	Descrição dos cenários.....	86
5.4	Resultados	88
5.4.1	Indicadores chave.....	88
5.4.2	Análise sectorial da indústria	96
5.4.3	Análise sectorial das famílias.....	99
5.4.4	Análise global	103
5.5	Análise de sensibilidade	106
5.5.1	À evolução económica	106
5.5.2	À evolução tecnológica	108
6	Conclusões.....	111
6.1	Considerações sobre o modelo e o SSD desenvolvidos	111
6.2	Síntese de resultados	112
6.3	Desenvolvimentos futuros	113
7	Referências.....	115
Anexo 1.	Electricidade	125
A.1.1.	Evolução do sector eléctrico a nível internacional	125
A.1.2.	Estrutura organizativa do sector eléctrico em Portugal	128
Anexo 2.	Extracto do memorando de entendimento	131
Anexo 3.	Enquadramento energético a nível mundial.....	135
Anexo 4.	Os incentivos na análise tradicional do comportamento dos mercados.....	149
Anexo 5.	A experiência internacional da Reforma Fiscal Ambiental.....	155
Anexo 6.	Conjuntura nacional e internacional	165

Anexo 7.	O sector da electricidade em Portugal.....	167
Anexo 8.	Tarifa.....	173
A.8.1.	Evolução da Estrutura Tarifária.....	173
A.8.2.	Evolução da legislação da produção descentralizada.....	182
Anexo 9.	Diagrama de carga diário e diagrama de duração de carga.....	185
Anexo 10.	SSD user manual.....	189
A.10.1.	Introduction	189
A.10.2.	Equipment.....	189
A.10.3.	What this software helps the user to accomplish	189
A.10.4.	How it is organized.....	189
A.10.5.	Programming reflections	195
Anexo 11.	Quadros de resultados	197

Lista de figuras

FIGURA 3.1- ABORDAGEM METODOLÓGICA E FASEAMENTO DO TRABALHO	25
FIGURA 3.2- AGENTES DO SECTOR ELÉCTRICO E SUA INTERACÇÃO SIMPLIFICADA	27
FIGURA 3.3- GRUPOS DE CONSUMIDORES	29
FIGURA 3.4- REPRESENTAÇÃO GENÉRICA DO MODELO DA PRESENTE TESE	30
FIGURA 3.5-DIAGRAMA DE BLOCOS GERAL DO SISTEMA DE SUPORTE À DECISÃO	31
FIGURA 3.6- DIAGRAMA DO MODELO CONCEPTUAL DA PRESENTE TESE	32
FIGURA 3.7- DISTRIBUIÇÃO DO POTENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO IDENTIFICADO	40
FIGURA 3.8- PERCENTAGEM DE REDUÇÃO DE CONSUMO DE ELECTRICIDADE EM FUNÇÃO DO PERÍODO DE RETORNO.....	41
FIGURA 4.1- NÚCLEO CENTRAL DO SSD IMPLEMENTADO	48
FIGURA 4.2- EVOLUÇÃO DO PIB EM PORTUGAL	49
FIGURA 4.3- VALOR ACRESCENTADO BRUTO TOTAL INDUSTRIAL	50
FIGURA 4.4- CONSUMO ENERGÉTICO POR UNIDADE DE VAB INDUSTRIAL EM PORTUGAL	50
FIGURA 4.5- INTENSIDADE ENERGÉTICA EM ENERGIA PRIMÁRIA DA ECONOMIA	51
FIGURA 4.6-EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE ENERGÉTICA POR SECTOR EM PORTUGAL.....	52
FIGURA 4.7- DIVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA POR SECTOR EM 2013	52
FIGURA 4.8- CONSUMO TOTAL DE ENERGIA FINAL POR TIPO DE FONTE	53
FIGURA 4.9- EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL	54
FIGURA 4.10- EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL POR SECTOR DE ACTIVIDADE	54
FIGURA 4.11- INTENSIDADE ENERGÉTICA EM ELECTRICIDADE DA ECONOMIA EM PORTUGAL	55
FIGURA 4.12- SATISFAÇÃO DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL.....	55
FIGURA 4.13- EVOLUÇÃO DO ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE HIDROELÉCTRICA EM PORTUGAL.....	56
FIGURA 4.14- EVOLUÇÃO DO ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE EÓLICA EM PORTUGAL.....	57
FIGURA 4.15- SALDO IMPORTADOR DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL (GWH).....	57
FIGURA 4.16- SALDO IMPORTADOR DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL (%).....	58
FIGURA 4.17- QUOTA DE ENERGIA PRIMÁRIA NA COMERCIALIZAÇÃO DE ELECTRICIDADE PELA EDPSU EM PORTUGAL EM 2013	58
FIGURA 4.18- QUOTA DE ENERGIA PRIMÁRIA NA COMERCIALIZAÇÃO DE ELECTRICIDADE PELA ENDESA EM PORTUGAL EM 2013	59
FIGURA 4.19- QUOTA DE ENERGIA PRIMÁRIA NA COMERCIALIZAÇÃO DE ELECTRICIDADE PELA GALP EM PORTUGAL EM 2013	59
FIGURA 4.20- EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA ELÉCTRICA INSTALADA EM PORTUGAL	60
FIGURA 4.21- CONSUMO DE ELECTRICIDADE AGREGADO POR UTILIZAÇÃO NAS FAMÍLIAS	61
FIGURA 4.22- CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR ACTIVIDADE NA INDÚSTRIA	62
FIGURA 4.23- CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR ACTIVIDADE NO SECTOR DOS SERVIÇOS	62
FIGURA 4.24- EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES TOTAIS DE GEE EM PORTUGAL.....	72
FIGURA 4.25- EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR (PREÇOS CORRENTES)	73
FIGURA 4.26- EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR (PREÇOS CONSTANTES 2013)	74
FIGURA 4.27- EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS AO CONSUMIDOR DOMÉSTICO EM DIVERSOS PAÍSES (SEM IMPOSTOS).....	74
FIGURA 4.28- EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL EM DIVERSOS PAÍSES (SEM IMPOSTOS).....	75
FIGURA 4.29- ADITIVIDADE DAS TARIFAS DE VENDA DE ELECTRICIDADE A CLIENTES FINAIS.....	76
FIGURA 4.30- ADITIVIDADE DAS TARIFAS DE ACESSO À REDE DE ELECTRICIDADE	77
FIGURA 4.31- PROCURA VERIFICADA E PROCURA CALCULADA DE 2005 A 2013 (PROCESSO DE CALIBRAÇÃO)	83
FIGURA 4.32- PROCURA VERIFICADA E PROCURA CALCULADA DE 1995 A 2004 (PROCESSO DE VALIDAÇÃO)	84
FIGURA 5.1- PROCURA TOTAL DE ELECTRICIDADE À REDE.....	88
FIGURA 5.2- CONSUMO TOTAL ANUAL DE ELECTRICIDADE	90
FIGURA 5.3- INTENSIDADE ENERGÉTICA ELÉCTRICA APARENTE	91
FIGURA 5.4- INTENSIDADE ENERGÉTICA ELÉCTRICA ANUAL CORRIGIDA (INCLUI AUTO-CONSUMO SOLAR)	91
FIGURA 5.5- CUSTO ANUAL TOTAL DA TARIFA PARA O CONSUMO	92

FIGURA 5.6- CUSTO TOTAL ANUAL DA ELECTRICIDADE AOS CONSUMIDORES	93
FIGURA 5.7- CUSTO TOTAL ANUAL DA ELECTRICIDADE.....	94
FIGURA 5.8- CUSTO TOTAL ANUAL DA ELECTRICIDADE AO CIDADÃO	95
FIGURA 5.9- PRESSÃO AMBIENTAL DA ELECTRICIDADE	95
FIGURA 5.10- PROCURA ANUAL DE ELECTRICIDADE À REDE PELA INDÚSTRIA	96
FIGURA 5.11- PREÇO MÉDIO ANUAL DA TARIFA DE ELECTRICIDADE PARA A INDÚSTRIA.....	97
FIGURA 5.12- CUSTO TOTAL ANUAL DA TARIFA PARA A INDÚSTRIA	98
FIGURA 5.13- CUSTO TOTAL ANUAL DA ELECTRICIDADE À INDÚSTRIA	99
FIGURA 5.14- PROCURA ANUAL DE ELECTRICIDADE À REDE PELAS FAMÍLIAS	100
FIGURA 5.15- CONSUMO DE ELECTRICIDADE PELAS FAMÍLIAS.....	100
FIGURA 5.16- PREÇO MÉDIO DA ELECTRICIDADE PARA AS FAMÍLIAS	101
FIGURA 5.17- CUSTO TOTAL DA TARIFA PARA AS FAMÍLIAS	102
FIGURA 5.18- CUSTO TOTAL DA ELECTRICIDADE ÀS FAMÍLIAS	102
FIGURA 5.19- PREÇO MÉDIO DA ELECTRICIDADE PARA O CONSUMO	103
FIGURA 5.20- EFICIÊNCIA ENERGÉTICA SIMPLES DE CONSUMO DE ELECTRICIDADE IMPLEMENTADA	104
FIGURA 5.21- CUSTO TOTAL DA ELECTRICIDADE SEM CUSTOS DE APOIO DO ESTADO.....	105
FIGURA 5.22- EVOLUÇÃO DO CONSUMO (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO ECONÓMICA)	106
FIGURA 5.23- CUSTO DA TARIFA AOS CONSUMIDORES (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO ECONÓMICA).....	107
FIGURA 5.24- CUSTO TOTAL DA ELECTRICIDADE (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO ECONÓMICA)	107
FIGURA 5.25- EVOLUÇÃO DO CONSUMO (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA)	108
FIGURA 5.26- VARIAÇÃO DO CUSTO DA TARIFA AOS CONSUMIDORES (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA)	109
FIGURA 5.27- CUSTO TOTAL DA ELECTRICIDADE (ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA)	109
FIGURA A.7.1- PRINCIPAIS PASSOS NA POLÍTICA ENERGÉTICA DA UE	127
FIGURA A.7.2 ORGANIGRAMA DO SEN.....	129
FIGURA A.7.3- CONSUMO DE ENERGIA COMERCIALIZADA A NÍVEL MUNCIAL, 2007-2035 (QUADRILHÕES BTU)	135
FIGURA A.7.4- CONSUMO DE ENERGIA COMERCIALIZADA, A NÍVEL MUNDIAL, POR TIPO DE COMBUSTÍVEL 1990-2035 (QUADRILHÕES DE BTU)	136
FIGURA A.7.5- PRODUÇÃO MUNDIAL DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS, 1990-2035 (MILHÕES DE BARRIS POR DIA).....	137
FIGURA A.7.6- VARIAÇÃO LÍQUIDA DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO MUNDO, POR REGIÃO, 2007-2035 (TRILHÕES DE PÉS CÚBICOS)	138
FIGURA A.7.7- O CONSUMO DE CARVÃO NO MUNDO, POR REGIÃO, 1990-2035 (QUADRILHÕES DE BTU)	140
FIGURA A.7.8- GERAÇÃO MUNDIAL DE ELECTRICIDADE, POR COMBUSTÍVEL, 2007-2035 (TRILHÕES DE KWH).....	140
FIGURA A.7.9- GERAÇÃO MUNDIAL DE ELECTRICIDADE RENOVÁVEL, POR FONTE DE ENERGIA, EXCLUINDO EÓLICA E HÍDRICA, 2007-2035 (BILHÕES DE KWH).....	141
FIGURA A.7.10- UTILIZAÇÃO DA ENERGIA MUNDIAL NO SECTOR INDUSTRIAL, 2007-2035 (QUADRILHÕES DE BTU)	143
FIGURA A.7.11- UTILIZAÇÃO DA ENERGIA MUNDIAL NO SECTOR DOS TRANSPORTES, 2005-2035 (QUADRILHÕES DE BTU).144	
FIGURA A.7.12- EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO RELACIONADAS COM A ENERGIA A NÍVEL MUNDIAL, 2007-2035 (BILHÕES DE TONELADAS)	147
FIGURA A.7.13- IMPACTES DAS EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO NOS QUATRO FACTORES KAYA, 1990-2035, A NÍVEL MUNDIAL (ÍNDICE: 2007 = 1,0)	148
FIGURA A.7.14- CURVA DE OFERTA DE VENDA.....	149
FIGURA A.7.15- CURVA DE OFERTA DE COMPRA	150
FIGURA A.7.16- FECHO DE MERCADO	151
FIGURA A.7.17- EFEITO NO MERCADO DE UMA PENALIZAÇÃO.....	152
FIGURA A.7.18- EFEITO NO MERCADO DE UM BENEFÍCIO.....	153
FIGURA A.7.19- DIAGRAMAS DE CARGA PARA DIFERENTES SECTORES DE CONSUMO	185
FIGURA A.7.20-DIAGRAMAS DE CARGA PARA DIVERSOS CONJUNTOS DE CONSUMIDORES.	185
FIGURA A.7.21- DIAGRAMA DE CARGA GENÉRICO NA PRESENTE TESE	186
FIGURA A.7.22- CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA GENÉRICA	188

LISTA DE QUADROS

QUADRO 2.1- EXEMPLOS DE MODELOS PARA O SECTOR ENERGÉTICO.....	10
QUADRO 2.2- FORMAS DE FIXAÇÃO DE TARIFAS	20
QUADRO 3.1- SEQUÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO DE ENERGIA.....	28
QUADRO 3.2- LISTA DAS VARIÁVEIS ENVOLVIDAS NO DIAGRAMA DO MODELO CONCEPTUAL	33
QUADRO 3.3- MEDIDAS REGULAMENTARES E MECANISMOS DE MERCADO RELEVANTES DISPONÍVEIS PARA O SECTOR DE ENERGIA.....	38
QUADRO 3.4- MEDIDAS VOLUNTÁRIAS RELEVANTES DISPONÍVEIS PARA O SECTOR DE ENERGIA.....	38
QUADRO 3.5- INDICADORES DE DESEMPENHO	45
QUADRO 4.1- POTENCIAIS DE POUPANÇA DE ENERGIA MÉDIA ANUAL POR HABITAÇÃO NAS FAMÍLIAS (PRIMEIRA HABITAÇÃO) EM PORTUGAL PARA 2010	63
QUADRO 4.2- POTENCIAIS DE POUPANÇA ANUAL DE ENERGIA EM IPSS EM PORTUGAL PARA 2010.....	63
QUADRO 4.3- POTENCIAIS DE POUPANÇA ANUAL DE ENERGIA EM ESCOLAS EM PORTUGAL PARA 2010.....	63
QUADRO 4.4- POTENCIAIS DE POUPANÇA DE ENERGIA NA INDÚSTRIA EM PORTUGAL PARA 2010	63
QUADRO 4.5- EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS PARA O POTENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO IDENTIFICADO PARA CADA SECTOR	64
QUADRO 4.6- MEDIDAS DO PNAEE PARA AS FAMÍLIAS E SERVIÇOS	65
QUADRO 4.7- EXEMPLO DE RESULTADOS DA APLICAÇÃO DE VEV NA INDÚSTRIA	66
QUADRO 4.8- CUSTO DE CAPITAL (<i>OVERNIGHT</i>) PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS	69
QUADRO 4.9- CUSTO FIXO DE O&M PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS	69
QUADRO 4.10- CUSTO VARIÁVEL DE O&M PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS	70
QUADRO 4.11- FACTORES DE EMISSÃO PARA CADA POLUENTE, POR UNIDADE DE ELECTRICIDADE PRODUZIDA, EM PORTUGAL EM 2010	72
QUADRO 4.12- PROCURA DE ELECTRICIDADE, PIB E PREÇO MÉDIO DE 1995 A 2004	81
QUADRO 4.13- PROCURA DE ELECTRICIDADE, PIB E PREÇO MÉDIO DE 2005 A 2013	81
QUADRO 4.14- PROCURA VERIFICADA E PROCURA CALCULADA PARA O PERÍODO DE 2005 A 2013	82
QUADRO 4.15- PROCURA VERIFICADA E PROCURA CALCULADA PARA O PERÍODO DE 1995 A 2004	83
QUADRO 5.1- CENÁRIOS SIMULADOS.....	85
QUADRO A.7.1- DADOS HISTÓRICOS DA PRODUÇÃO POR CENTRAL E DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE	171
QUADRO A.7.2- DADOS HISTÓRICOS DA PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA E DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE	172
QUADRO A.7.3- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT	177
QUADRO A.7.4- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT	178
QUADRO A.7.5- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE	179
QUADRO A.7.6- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)	179
QUADRO A.7.7- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA E >2,3 kVA)	180
QUADRO A.7.8- TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)	180
QUADRO A.7.9- CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL EM 2010	181
QUADRO A.7.10- PROCURA TOTAL DE ELECTRICIDADE À REDE	197
QUADRO A.7.11- CONSUMO TOTAL DE ELECTRICIDADE	197
QUADRO A.7.12- PROCURA DE ELECTRICIDADE À REDE POR SECTOR DE CONSUMO	198
QUADRO A.7.13- CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR SECTOR DE CONSUMO	199
QUADRO A.7.14- INTENSIDADE ENERGÉTICA EM ELECTRICIDADE	200
QUADRO A.7.15- INTENSIDADE ENERGÉTICA EM ELECTRICIDADE CORRIGIDA.....	200
QUADRO A.7.16- EFICIÊNCIA ENERGÉTICA IMPLEMENTADAS POR SECTOR DE CONSUMO	201
QUADRO A.7.17- APOIO DO ESTADO AOS INVESTIMENTOS POR SECTOR DE CONSUMO	202
QUADRO A.7.18- PREÇO MÉDIO VERIFICADO POR SECTOR DE CONSUMO	203
QUADRO A.7.19- CUSTO DA TARIFA POR SECTOR DE CONSUMO.....	204
QUADRO A.7.20- CUSTO TOTAL AO CONSUMIDOR POR SECTOR DE CONSUMO	205
QUADRO A.7.21- CUSTO DE COMBUSTÍVEL NA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE	206

QUADRO A.7.22- CUSTO DE O&M VARIÁVEL NA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	207
QUADRO A.7.23- PRESSÃO AMBIENTAL NA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	208
QUADRO A.7.24- CUSTO TOTAL VARIÁVEL DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	209
QUADRO A.7.25- CUSTO TOTAL DE PRODUÇÃO E ENTREGA DE ELECTRICIDADE.....	210
QUADRO A.7.26- CUSTO TOTAL DA ELECTRICIDADE SEM CUSTOS DE APOIO.....	210
QUADRO A.7.27- CUSTO TOTAL AO CONTRIBUINTE	210

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O Acto Único europeu, aprovado em 1986 e com entrada em vigor em 1 de Janeiro de 1987, surge como a primeira revogação dos tratados fundadores das Comunidades Europeias com o objectivo de relançar a integração europeia e concluir a realização do mercado interno. Altera as regras de funcionamento das instituições europeias e alarga as competências comunitárias, nomeadamente no âmbito da investigação e desenvolvimento, do ambiente e da política externa comum (UE, 2015). Após data, durante duas décadas, a ligação entre energia e ambiente foi mais ténue. O Tratado de Lisboa (inicialmente conhecido como o Tratado Reformador), assinado em 13 de dezembro de 2007 pelos Estados-membros da União Europeia, coloca a energia no centro da actividade europeia. O Tratado foi assinado após a publicação, pela Comissão Europeia em 08 de Março de 2006, da publicação do Livro Verde: estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura. Com esta publicação, a Comissão “deseja tornar realidade uma verdadeira política energética europeia face aos numerosos desafios em termos de aprovisionamento e de efeitos sobre o crescimento e o ambiente na Europa” (UE, 2006). Os Estados dos diversos Países podem orientar o comportamento dos seus agentes para um consumo mais sustentável através de diversas medidas de política: instrumentos fiscais, instrumentos de mercado, ajustes de preço, incentivos (sob a forma de penalizações e de benefícios), apoio ao desenvolvimento das tecnologias energéticas (em especial as dedicadas à eficiência energética, às de energias renováveis e às de baixo impacte ambiental).

Existe informação disponível suficiente para se compreender o impacte ambiental e económico do consumo energético: quais as suas causas, quais os seus efeitos e algumas alterações de comportamentos. Por exemplo, existe informação sobre quais as vantagens de cariz energético associadas à redução da energia primária na produção e consumo de electricidade (UNEP, 2008); qual o aumento das vantagens competitivas com a redução do grau de vulnerabilidade das empresas a flutuações dos preços energéticos nos mercados internacionais (Eurostat, 2009). Estão também identificadas as medidas de poupança de energia com baixos investimentos ou apenas por mudanças de hábitos (EEA, 2013).

Existe também informação sobre como mitigar as alterações climáticas e reduzir as emissões e poluentes, sobre as alternativas para contrariar a tendência de consumo actual e sobre como os Países poderiam alcançar um desenvolvimento mais sustentável (IPCC, 2006, 2014a, 2014b).

Apesar da quantidade de informação disponível, a implementação de medidas sem necessidade de investimento de capital é ainda residual: a mudança consciente de hábitos de consumo de energia e o investimento em eficiência energética não são expressivos, o que conduz a um fraco aproveitamento do potencial de poupança de energia nos diversos sectores (Brazão, 2012; ECN, 2012; Grilo, 2012).

Em diversos Países, o sector da energia (especialmente o da electricidade) tem vindo a sofrer alterações com o objectivo de passar de um sistema verticalmente integrado e regulado para

um mercado livre e concorrencial. Em Portugal o sector da energia é ainda caracterizado por uma oferta residualmente concorrencial, comportando-se como um oligopólio de empresas com elevado índice de poder de mercado (ERSE, 2014b; Freire, 2004), e uma procura sem poder de decisão, sendo os consumidores assumidos como agentes sem expressão na definição do cálculo e valor do preço de venda da energia (ERSE, 2014a). Em maio de 2014, a EDP Comercial manteve a sua posição como o principal operador no mercado livre em número de clientes (cerca de 86% do total de clientes) e em consumos (cerca de 46% dos fornecimentos no Mercado Livre) (ERSE, 2014b).

Existem ainda falhas a nível mundial que não permitem que os mercados funcionem de forma competitiva e eficiente. Estas falhas estão essencialmente relacionadas com os direitos de propriedade sobre os recursos naturais e com as externalidades sociais (EEA, 2014).

O enfoque na preocupação ambiental resultou, desde há algum tempo, em reformas da legislação e na utilização de instrumentos de mercado (*Market Based Instruments - MBI*) com três objectivos: descarbonizar a economia, promover a eficiência energética no consumo e aumentar a quota das energias renováveis na produção (EEA, 2012). No entanto, salvo raras excepções (por exemplo, na Suécia e na Dinamarca), os instrumentos de mercado não estão a ser eficientes na Europa. O facto de ainda existir energia artificialmente barata (cujo preço de venda não reflete o seu custo), desperdício (uma eficiência energética baixa em diversos sectores) e fraca regulação do sector eléctrico (não sendo totalmente independente do Estado) é indicado como a causa da inexistência de instrumentos adequados ou como a causa da ineficácia dos instrumentos escolhidos (GBE, 2009). Mas outro factor enunciado de insucesso dos instrumentos fiscais adoptados está na sua génese: na maioria dos Países europeus os instrumentos fiscais são muitas vezes concebidos sob pressão (para aumentar a receita fiscal ou por motivos eleitorais), atendendo apenas ao contexto nacional (introduzindo desigualdades entre Países vizinhos) (OECD, 2015), sem analisar a interacção com outros sectores externos ao sector eléctrico (de forma a contabilizar as externalidades) (Abreu, 2007; Cabral, 2012) e com tendência para depreciar a protecção ambiental (Bosquet, 2000; OECD, 2015). Assiste-se assim a uma redução dos eco-impostos, à ineficácia do comércio de emissões e a muitos Países fazerem compromissos de curto prazo na regulação energética e ambiental (Bosquet, 2000).

Embora existam exemplos de medidas de protecção ambiental, adaptados aos diversos Países, que produzem receitas fiscais (COM, 2015; EEA, 2014) e do papel dos impostos na evolução tecnológica (COM, 2010b), o desenvolvimento sustentável tem vindo a ser assumido como economicamente caro e um obstáculo a uma recuperação rápida da economia (EEB, 2014).

Carece, então, uma avaliação da eficiência das medidas de política disponíveis aplicáveis ao sector eléctrico e revela-se essencial a existência de Sistemas de Suporte à Decisão (SSD) que as quantifiquem, permitindo avaliar os seus efeitos, para guiar os agentes do sector eléctrico nas suas tomadas de decisão. Com isso, será possível verificar se é possível mudar para um novo paradigma de redução do desemprego, recuperação da economia e aumento da

qualidade de vida, atingindo metas ambientais (EEA, 2012). Por outro lado, também será possível verificar se será preferível manter o paradigma actual por ausência de melhores medidas de política alternativas a implementar.

A avaliação das medidas de política a aplicar envolve a complexa tarefa de analisar a combinação de instrumentos e quantificar os esperados benefícios fiscais, económicos, ambientais e sociais. O impacto das políticas existentes e das políticas propostas é essencial para avaliar a eficácia e eficiência de cada instrumento na realização dos seus objectivos declarados. Antever estes impactes é útil para antecipar a aceitação das medidas, para identificar potenciais grupos sensíveis, para quantificar os ganhos e as perdas, para implementar possíveis medidas de compensação, para planear o faseamento da implementação e para afinar as medidas.

Estão assim reunidas as condições para aplicar os SSD a matérias complexas que envolvem diversas especialidades, como é o caso do problema da presente tese. Há a oportunidade de corrigir as lacunas no estado do conhecimento, nomeadamente introduzir o comportamento dos consumidores (reação aos preços e tomada de decisão de investimento em eficiência energética e em autoconsumo) e o papel do Estado como regulador (ter a possibilidade de testar medidas de política e quantificar os seus efeitos no sector eléctrico).

É opinião do autor que é imprescindível que os agentes sejam informados dos impactes das suas decisões. O fornecimento de indicadores de desempenho pelo SSD tem a finalidade de quantificar as decisões, permitindo ao utilizador definir e comparar estratégias.

A actualidade do tema, a complexidade das relações, o conhecimento interdisciplinar, a construção de uma ferramenta e um grupo de utilizadores muito heterogéneo constituem um forte conjunto de motivações para a escolha e desenvolvimento do tema da presente tese.

1.2 Objectivos

A presente tese estuda as relações de médio prazo entre a procura de energia eléctrica e um conjunto de variáveis potencialmente explicativas. Esta tese faz a sua aplicação ao sector eléctrico de Portugal Continental e tem quatro objectivos fundamentais:

- Modelar o comportamento do sector eléctrico tendo em conta a reação dos consumidores ao preço da electricidade;
- Modelar a tomada de decisão dos consumidores em investimentos em eficiência energética e em autoconsumo;
- Construir um Sistema de Suporte à Decisão (SSD) para ajudar os agentes económicos, sociais e políticos na análise e tomada de decisão no sector eléctrico;
- Explorar o SSD na análise do caso de estudo do sector eléctrico português.

1.3 Hipóteses e abordagem

Utilizando um modelo dinâmico aplicado ao sector eléctrico, a presente tese explora duas hipóteses:

- Os consumidores reagem ao preço da electricidade sob duas formas: alterando os hábitos de consumo e/ou investindo em medidas de eficiência energética e em autoconsumo. Assim, o preço de electricidade influencia o comportamento do mercado de electricidade através da procura pelos consumidores. Posto isto, os consumidores não podem ser assumidos como *price-taker* sem elasticidade. Se os consumidores forem modelados como agentes com influência no comportamento do mercado (e, por inerência, na definição da procura e valor do preço da electricidade), é possível modelar a reacção do consumo aos preços actuais de energia, aos preços esperados de energia e às decisões de investimento em eficiência energética e autoconsumo;
- Um SSD pode processar uma grande quantidade de informações e produzir resultados que apoiam à tomada de decisão. Se um SSD for utilizado como uma ferramenta para avaliar as estratégias aplicáveis ao sector eléctrico, será possível comparar medidas de política através da análise de um conjunto de indicadores de desempenho.

1.4 Âmbito

A tese que se apresenta centra-se no sector eléctrico nas áreas de conhecimento electrotécnica, ambiental e económica e está integrada no ramo de Decisão e Controlo do Programa Doutoral em Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

Ao longo do desenvolvimento da tese surgiram algumas perguntas transversais, sendo de destacar as seguintes:

- Quem são os agentes principais e qual a relação entre eles?
- Qual é a influência dos preços de energia no comportamento dos agentes de mercado?
- Qual é a influência da fiscalidade e dos incentivos no comportamento dos agentes de mercado?
- Qual o conjunto de indicadores de desempenho a fornecer aos diversos agentes do sector eléctrico para apoiar a sua tomada de decisão?
- Que ferramenta pode replicar o sector eléctrico e produzir o anterior conjunto de indicadores?
- Quais são os sectores económicos e agentes em que é mais eficaz orientar o consumo de electricidade?

Estas perguntas serviram de guia para a investigação e auxiliaram na elaboração do modelo conceptual. O modelo conceptual desenvolvido representa o sector eléctrico, com foco no comportamento dos agentes consumidores. O SSD construído com base neste modelo apresenta indicadores em diversas componentes: energética, económica, ambiental e social.

Os agentes consumidores analisam o sinal de preço da tarifa de electricidade, os preços futuros da energia, os investimentos, as poupanças, os incentivos, as energias de substituição

e a tecnologia disponível para tomarem as decisões de consumo de electricidade e de investimento. Está no âmbito desta tese a análise do comportamento de todos os agentes.

O Estado como legislador lida com grandes volumes de informação e, geralmente, tem tempo limitado para tomar decisões. Contudo, deve ser capaz de tomar as decisões que conduzam aos objectivos definidos, minimizando os efeitos negativos e gerindo objectivos conflitantes e interesses próprios. Torna-se assim importante existir ferramentas que possam ser usadas pelos agentes para testar e aprender (replicar o sector eléctrico no seu todo, simular cenários e observar os indicadores de desempenho para verificar a sua aplicabilidade e o seu efeito). Isto permite não só declinar medidas que não atinjam os objectivos ou que tenham efeitos prejudiciais, mas também preparar a divulgação das medidas a introduzir, antever prejuízos, identificar grupos de risco e definir etapas de implementação. Está no âmbito da presente tese permitir ao Estado como legislador testar as suas medidas, ano a ano ou para um período definido, enquanto o SSD simula a reacção dos restantes agentes a essas medidas.

As tarifas de venda de electricidade são definidas de acordo com um consumo esperado e são ajustadas no ano seguinte se o consumo verificado for diferente do consumo esperado. Está no âmbito da presente tese a actualização da tarifa ao sector de consumo que altere o seu consumo esperado, de acordo com a diferença para o consumo verificado.

As opções de política energética (por exemplo, no investimento em centrais em large escala, em produção descentralizada, em implementar medidas de eficiência ou subsidiação da tarifa) têm consequências na evolução do PIB. Esta análise está fora do âmbito da presente tese.

A mais recente legislação relativa ao autoconsumo e produção distribuída é o Decreto-Lei nº 153/2014 e introduz alterações significativas nestes meios de produção de electricidade. Está no âmbito da presente tese o estudo da influência da produção descentralizada de electricidade para o autoconsumo sem venda do excedente da produção à rede.

Está fora do âmbito da presente tese determinar a estratégia óptima para um determinado objectivo. Contudo, está no âmbito da presente tese a disponibilização de diversos indicadores de desempenho, que quantificam as diversas medidas a testar, permitindo ao utilizador escolher a medida que mais se adequa aos seus objectivos.

1.5 Organização da tese

Este trabalho encontra-se organizado em seis capítulos. No Capítulo 1 é efectuada a introdução, com um enquadramento ao tema da tese, uma definição de objectivos e seu âmbito, a hipótese de trabalho e a abordagem ao problema. No Capítulo 2 é efectuada a revisão do estado da arte, dos SSD relevantes e das suas aplicações, da evolução do conceito desenvolvimento ambiental e legislação aplicável e dos instrumentos disponíveis aos agentes. Também, é apresentada uma resenha de estudos anteriores e identificação das potencialidades de desenvolvimento desses estudos. No Capítulo 3 é efectuada a descrição do procedimento metodológico. Também, é efectuada a descrição do modelo genérico conceptual desenvolvido e a caracterização dos agentes envolvidos, com as suas principais relações e influências. Por fim, é efectuada a identificação das entradas e a definição dos indicadores de

desempenho do modelo. No Capítulo 4 é apresentado o caso de estudo, como prova de conceito do modelo desenvolvido. É ainda apresentado a calibração e a validação do modelo. No Capítulo 5 é efectuado o caso de estudo, onde são apresentados, analisados e discutidos os resultados obtidos para os cenários que foram considerados relevantes. No Capítulo 6 é efectuado o resumo dos principais resultados, conclusões e recomendações para a aplicação de políticas energéticas, com base nos cenários apresentados.

2 Revisão da literatura

2.1 Sistemas de Suporte à Decisão - Resenha histórica

Os Sistemas de Suporte à Decisão (SSD) têm diversas aplicações e diferentes modos de utilização. Podem ser utilizados como um processo de modelação interactiva de sistemas complexos, utilizados em estudos de incerteza, na identificação de uma decisão factível e na identificação de decisões alternativas.

O sistema de controlo automatizado *Semi-Automatic Ground Environment* (SAGE) para monitorização e interceptação de aeronaves inimigas utilizado pelo Comando de Defesa Aeroespacial Norte-americano (NORAD), a partir de final dos anos 50 até os anos 80, foi provavelmente o primeiro SSD informatizado.

No final dos anos 60 alguns investigadores começaram a estudar o uso de modelos quantitativos computadorizados de suporte à decisão (Ferguson & Jones, 1969; Holt & Huber, 1969; Morton, 1967; Raymond, 1966; Turban, 1967).

A evolução dos sistemas mais robustos (como o Sistema 360-S/360 IBM em 7 de Abril de 1964) desenvolveu o Sistema de Gestão de Informação para empresas de grande dimensão, fornecendo relatórios periódicos com dados estruturados e transacções contabilísticas de processos. Esta interface entre o sistema e o gestor serviu para apoiar a tomada de decisão.

O conceito de SSD tornou-se uma área de pesquisa na década de 70, com a publicação de artigos sobre SSD e planeamento estratégico (Sprague, 1979). O termo SSD foi usado pela primeira vez assumindo que o sistema de gestão de informação deve ser semi-estruturado ou não estruturado (Gory, 1971). Foram identificados quatro critérios para os sistemas de apoio às decisões de gestão (Little, 1970):

- Robustez;
- Simplicidade em controlar;
- Simplicidade em entender;
- Completude (com detalhes interligados e fundamentais).

O Sistema de Informação de Gestão foi descrito como uma interacção entre homem e máquina que fornece informações para apoio operacional, gestão e tomada de decisão numa organização (Davis, 1974).

Em meados da década de 80 os SSD foram divididos em duas áreas:

- Orientados para modelos: análise com base numa teoria ou num modelo, com uma interface que simplifica o uso do modelo;
- Orientados para dados: modelos intuitivos que dependem de dados históricos, envolvendo cálculos simples (tais como médias, totais e as distribuições estatísticas) e armazenamento de grandes quantidades de dados em formatos que facilitam a tomada de decisão.

Diferentes autores propuseram outra classificação:

- Usando o critério de relação de utilizador (Haettenschwiler, 1999) define-se sistema passivo (que ajuda o processo de tomada de decisão, mas não oferece sugestões ou soluções explícitas), sistema activo (pode dar sugestões ou soluções para o problema) e sistema cooperativo (aceita modificar, adicionar ou ajustes das sugestões, validando-os até que uma solução consolidada seja gerada);
- Usando o critério de auxílio a decisão (Power, 2002) classifica-se como orientado para a comunicação (por mais de uma pessoa trabalhando em uma tarefa compartilhada), orientado para os dados (gere, recupera e manipula informações não estruturadas numa variedade de formatos de armazenamento), orientado para documentos (com foco na gestão de documentos não estruturados: oral, escrita e vídeo), orientado para conhecimento (resolução de problemas através do conhecimento armazenado como fatos, regras, procedimentos ou estruturas similares), orientado para modelos (usando dados limitados e variáveis fornecidas pelo utilizador e fazer a análise estatística, financeira, optimização ou modelo de simulação) e orientado para negociação (possivelmente colaborativa, envolvendo compromissos entre diferentes vantagens e desvantagens, usando o conhecimento armazenado);
- Usando o critério de tamanho (Power, 1997) classifica-se como *Enterprise* (ligado a um grande armazém de dados e muitos servidores e acesso) e, como *Desktop* (pequeno sistema de um utilizador num PC).

Os componentes do SSD são (Marakas, 1999):

- O sistema de gestão de dados: onde ocorrem diversas actividades relacionadas com a recuperação, armazenamento e organização de dados relevantes para uma determinada decisão;
- O sistema de gestão de modelo: actividades de recuperação de desempenho, armazenamento e organização dos modelos que suporte analítico do SSD;
- O motor do conhecimento: onde desenvolve actividades relacionadas com o reconhecimento do problema e a apresentação de soluções, que reúne resultados capazes de ajudar na tomada de decisão;
- A interface do utilizador: é o canal de comunicação através do qual o utilizador tem acesso e pode manipular todo o sistema;
- O utilizador: o elemento mais importante, pois todo o sistema foi concebido para estar sob manipulação e controlo do utilizador.

Existem vários tipos de modelos utilizados pelos SSD, sendo os seguintes os mais comuns:

- **Árvore de decisão:** a representação de um problema de decisão que exhibe o conjunto de valores alternativos para cada decisão e variável probabilidade como ramos que saem de cada nó. A árvore de decisão é simples de entender e ilustra um monte de detalhes por caminhos possíveis ou cenários como seqüências de ramos da esquerda para a direita;
- **Diagrama de influência ou diagrama de circuito fechado:** também chamado de diagrama de decisão ou de uma rede de decisão, uma representação simples de um problema de decisão, que oferece uma maneira intuitiva de identificar e apresentar os elementos essenciais, incluindo as decisões, incertezas, objectivos e como eles se influenciam mutuamente. O diagrama de influência dá uma visão conceitual de alto nível sobre o qual o analista pode construir um modelo quantitativo detalhado. O diagrama de influência foi desenvolvido pela primeira vez em meados de 1970, no seio da comunidade de análise de decisão com uma linguagem intuitiva que é fácil de entender;
- **Análise de sensibilidade:** alterar o valor de uma única variável, para observar as mudanças que isto provoca em outras variáveis, estimando o valor de algumas variáveis-chave;
- **Análise da procura:** procura por conjuntos de valores-alvo (meta) para uma variável invés de focar em como as variáveis influenciam e reagem. Então muda repetidamente outras variáveis até atingir o valor alvo;
- **Análise de optimização:** uma análise da procura com objectivos mais complexos, procurando encontrar o valor ideal para uma ou mais variáveis-alvo, limitado por restrições;
- **Análise de risco e incerteza:** por exemplo, a Simulação de Monte Carlo.

Geralmente, os modelos podem-se focar em:

- **Previsão:** construir projecções para o futuro;
- **Análise estrutural:** estabelecer políticas induzidas por mudanças;
- **Equilíbrio:** efectuar o balanço económico de políticas de medida.

Inicialmente os modelos eram aplicados por áreas de especialização e para resolver problemas concretos. Por exemplo, a utilização de um diagrama de Influências para identificação dos riscos políticos num projecto internacional (Ashley, 1987), a utilização de lógica Fuzzy para fazer a avaliação de riscos por meio de análise linguística (Kangari, 1989), a atribuição de custo de risco em projecto de construção através de uma abordagem dos conjuntos Fuzzy (Peak, 1993), a utilização de um sistema de decisão multi critério para a selecção de alternativas de projectos de risco (Moselhi, 1993) e a utilização de diagramas causa/efeito para identificação do risco (S. Dey, 1997). Noutro âmbito, a utilização de análise de sensibilidade determinística para estimativa de custo (Yeo, 1991), a utilização de simulação de Monte Carlo para a mesma estimativa baseada em formas de distribuição (De Vany, 1997) e a utilização de redes neuronais para o desenvolvimento de um modelo de execução orçamentária (Abernethy, 1999). Ainda noutro âmbito, a utilização de um sistema de decisão multi critério subjectivo para tomada de decisão com base em quanto o preço do produto está acima do seu custo de produção e distribuição (Dozzi, 1996).

2.2 Sistemas de Suporte à Decisão para o sector energético

2.2.1 Tipologia dos modelos

O Quadro 2.1 apresenta alguns exemplos de SSD mais utilizados na área de estudos.

Quadro 2.1- Exemplos de modelos para o sector energético

Fonte: (Barros, 2014; Blarke, 2015; Boucinha, 1991; Branquinho, 2014; Carmona, 2006; D. Connolly, 2010; Fortes, 2014; Ghersi, 2006; Jaccard, Murphy, & Rivers, 2004; Jaccard, Nyboer, Bataille, & Sadownik, 2003)

Modelo	Tipo de ferramenta						
	Simulação	Cenário	Equilíbrio	Top-Down	Bottom-Up	Optimização	
						Operação	Investimento
AEOLIUS	Sim	-	-	-	Sim	-	-
COMPOSE	-	-	-	-	Sim	Sim	Sim
E4cast	-	Sim	Sim	-	Sim	-	Sim
EMCAS	Sim	Sim	-	-	Sim	-	Sim
EMINENT	-	Sim	-	-	Sim	-	-
EMPS	-	-	-	-	Sim	Sim	-
EnergyPLAN	Sim	-	Sim	-	Sim	Sim	-
EPLAN	Sim	Sim	-	Parcial	Sim	Sim	Sim
EnergyPRO	Sim	Sim	-	-	-	Sim	Sim
ENPEP-Balance	-	Sim	Sim	Sim	-	-	-
GAMS	Sim	-	Sim	Sim	-	Sim	-
GTMax	Sim	-	-	-	-	Sim	-
H2RES	Sim	Sim	-	-	Sim	Sim	-
HOMER	Sim	-	-	-	Sim	Sim	Sim
HYDROGEMS	-	Sim	-	-	-	-	-
IKARUS	-	Sim	-	-	Sim	-	Sim
INFORSE	-	Sim	-	-	-	-	-
Invert	Sim	Sim	-	-	Sim	-	Sim
LEAP	Sim	Sim	-	-	Sim	-	-
MARKAL/Times	-	Sim	Sim	Parcial	Sim	-	Sim
Mesap PiaNet	-	Sim	-	-	Sim	-	-
MiniCAM	Sim	Sim	Parcial	Sim	Sim	-	-
NEMS	-	Sim	Sim	-	-	-	-
ORCED	Sim	Sim	Sim	-	Sim	Sim	Sim
PERSEUS	-	Sim	Sim	-	Sim	-	Sim
PRIMES	-	-	Sim	-	-	-	-
ProdRisk	Sim	-	-	-	Sim	Sim	Sim
RAMSES	Sim	-	-	-	Sim	Sim	-
RETScreen	-	Sim	-	-	Sim	-	Sim
STREAM	Sim	-	-	-	-	-	-
TRSYS16	Sim	Sim	-	-	Sim	Sim	Sim
UniSyD3.0	-	Sim	Sim	-	Sim	-	-
WASP	Sim	-	-	-	-	-	Sim
WILMAR	Sim	-	-	-	-	Sim	-

A simplicidade e flexibilidade dos modelos permitiram o aparecimento de diversos SSD, com grande variedade de ferramentas disponíveis. Há certamente mais SSD, mas estes são os mais conhecidos pela sua utilização, fiabilidade e disponibilidade. O melhor SSD será essencialmente definido pelo problema a modelar.

Uma ferramenta de simulação é normalmente utilizada para análise de curto prazo (com valores horários ao longo de um ano). Uma ferramenta de construção de cenários é tipicamente utilizada para análises de médio e longo prazo (um período de 20-50 anos, por exemplo). Numa ferramenta de procura de equilíbrio é assumido que agentes são price-taker e que há um equilíbrio óptimo. Uma ferramenta top-down é macroeconómica. Uma ferramenta de bottom-up identifica e analisa tecnologias específicas. Uma ferramenta de optimização de operação indica o melhor ponto de funcionamento de um determinado sistema de energia. Uma ferramenta de optimização de investimento indica a melhor opção de investimento num sistema de energia.

A incerteza dos resultados obtidos pelos modelos vem da incerteza inerente das condições futuras e das características intrínsecas do modelo utilizado.

2.2.2 Os modelos tecnológicos

Estes modelos apresentam uma abordagem bottom-up de engenharia, contendo uma descrição detalhada da tecnologia e do potencial técnico. As tecnologias de produção são descritas em detalhe e utilizando dados desagregados, permitindo que se identifique um conjunto de opções técnicas (existentes e emergentes). Existem diversas abordagens na análise do consumo de energia.

A previsão da procura de energia é independente do comportamento e das restrições do mercado. Estes modelos assumem que os agentes avaliam directamente os custos das opções tecnológicas e que reagem a incentivos ao investimento e a subsidiação de preços. São bons para identificar oportunidades de investimento custo-eficaz (no regrets actions).

A desvantagem identificada é a interação entre o sector de energia e os outros sectores económicos é: primeiro, não são analisados os efeitos económicos da escolha tecnológica (Jaccard et al., 2003); segundo, não são consideradas as dimensões de escala da produção (Rutherford & Böhringer, 2006); terceiro, não são consideradas as escolhas subjectivas do consumidor mas apenas que as tecnologias são perfeitamente substituíveis com base em custos e níveis de emissão (Gherzi, 2006), quarto, o risco de transição para uma nova tecnologia tem um maior risco porque o período de retorno vai aumentar, a diversidade de tecnologias no consumo é pequena e os consumidores estão, de modo geral, menos informados (Sutherland, 1991). Assim, além de subestimar os custos, estes modelos sobreestimam a vontade dos consumidores em substituição de tecnologias, existindo o risco do potencial de melhoria da eficiência ser sobrestimado (Capros, 1995; Rivers & Jaccard, 2005).

Neste tipo de modelos destaca-se o TIMES_PT, um modelo linear de optimização do ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) da Agência Internacional de Energia. O modelo considera a oferta e a procura e divide-se em sete sectores: oferta de energia primária;

produção de eletricidade; consumo na indústria; consumo residencial; consumo dos serviços; consumo na agricultura e consumo dos transportes. Existe informação sobre o modelo (Goldstein, 2005) e existem estudos de aplicação com elevada desagregação (Simões, 2007). O modelo MARKAL, desenvolvido também pelo programa ETSAP, é um modelo genérico para representar a evolução desagregada de um sistema de energia ao longo de um longo período (normalmente de 40 a 50 anos). Existe informação sobre o modelo (Loulou, 2004) e existem estudos de aplicação com elevada desagregação (Celestino, 2014).

O AEOLIUS é uma ferramenta de simulação de despacho económico que apresenta a vantagem de ser robusto na análise do impacto das intermitências da energia eólica (Rosen, Tietze-Stöckinger, & Rentz, 2007) e da energia solar no sector eléctrico (Pfluger, 2014).

O EPLAN (SIEMENS, 2015) é uma ferramenta de optimização da distribuição de carga com as restrições de garantia, metas ambientais e mudanças de medidas de política (essencialmente energias renováveis na produção e o aumento da eficiência energética no consumo).

O COMPOSE (Blarke, 2015) avalia a viabilidade, na perspectiva económica e energética, de uma opção de energia definida pelo utilizador, estando também focado na cogeração.

O E4Cast (E4cast, 2015a) é um modelo de previsão de energia eólica em tempo real para qualquer local na Europa. Apesar de estar focado na energia eólica, o modelo também faz previsões de produção fotovoltaica (E4cast, 2015b).

O EMPS está focado na energia hídrica, mas também existem estudos sobre a liberalização do mercado eléctrico (Flataboe, 2005).

O ProdRisk é um modelo de optimização e de simulação de sistemas hidrotérmicos (SINTEF, 2015).

2.2.3 Os modelos de equilíbrio geral

Estes modelos apresentam uma abordagem top-down com uma visão global e altamente agregada da economia, incluindo diferentes setores, mercados e suas interações. Não representam explicitamente as tecnologias disponíveis no mercado, sendo usualmente um tratamento rudimentar (Rutherford & Böhringer, 2006). Assumem que a mudança tecnológica é baseada em taxas de tendências (geralmente exógenas) e não desagregam as tecnologias disponíveis por níveis de eficiência. Assim, não identificam oportunidades de investimento custo-eficaz (no regrets actions) e subestimam o potencial de melhoria da eficiência das actividades do consumo.

Os dados de entrada do modelo (como por exemplo a procura de energia e as quotas de cada tipo de consumidor) são baseados no comportamento do mercado e através de índices económicos agregados (como por exemplo o PIB e o rendimento) e reacções comportamentais (como por exemplo elasticidades ao preço e variáveis conjecturais) (Bataille, Jaccard, Nyboer, & Rivers, 2006).

Assume tendências históricas sem descontinuidades, desprezando variáveis disruptivas. O sector de energia é simplificado: inclui uma elasticidade de substituição constante, representando as preferências dos consumidores e as funções matemáticas da produção. As

possibilidades de substituição técnica são identificadas apenas por essa elasticidade (Capros, 1995; Rutherford & Böhringer, 2006).

Existem diversas abordagens na análise do consumo de energia.

Os modelos de equilíbrio geral neo-clássicos eram apenas utilizados para análise de medidas de política do tipo normativo, uma vez que formulam um equilíbrio de mercado orientado para o preço. Os modelos de equilíbrios gerais keynesianos permitem condições de desequilíbrio e funcionam como uma ferramenta descritiva de projecções de curto e médio prazo (Capros, 1995; Löschel, 2002; Rutherford & Böhringer, 2006).

O mais comum é a utilização de modelos de equilíbrio geral que combinam pressupostos comportamentais (como a racionalidade dos agentes económicos) com a análise das condições de equilíbrio (S. Silva, Soares, & Afonso, 2010).

O GAMS (GAMS, 2015) é um modelo de alto nível para a programação matemática e optimização. Consiste num compilador e um robusto conjunto de optimizadores matemáticos, permitindo soluções à medida para aplicações complexos, de larga escala e que podem ser adaptadas a novas situações.

2.2.4 Os modelos híbridos

Devido às suas características próprias, cada uma das abordagens de modelagem têm pontos fortes e limitações específicas. Porque os modelos top-down representam a mudança tecnológica de forma abstracta, esta abordagem só ajuda os decisores políticos a avaliar os instrumentos de política em toda a economia, sendo ineficaz para avaliar o papel da tecnologia (Gherzi, 2006). Além disso, as elasticidades de substituição entre produtos energéticos e os parâmetros de eficiência energética são geralmente fixados através de dados históricos, com nenhuma garantia de que eles permanecerão válidos no futuro, ignorando desenvolvimento de novas tecnologias (Grubb, Kohler, & Anderson, 2002). Por esta razão os modelos top-down concluem que os esforços de melhoria e de afastamento de um cenário de tendência são caros (Gherzi, 2006; Jaccard et al., 2003; Rivers & Jaccard, 2006). Pelo contrário, devido ao seu detalhe tecnológico, os modelos bottom-up permitem definir políticas orientadas para a tecnologia. No entanto, os modelos bottom-up indicam que a mudança para um sistema energético sustentável pode ser alcançado a um custo menor que o real porque não reflectem o comportamento micro-económico dos agentes e a interacção macro-económica (Metz, 2001). Assim, a utilização separada dos modelos bottom-up e de top-down não trata adequadamente todas as questões. Neste contexto, alguns estudos defendem a necessidade de uma estrutura híbrida integrada que combinar suas forças, construindo um instrumento que é tecnológica explícita, comportamentalmente realista e económica global, ligando fornecimento e consumo de energia para a evolução da estrutura da economia e produção total (Gherzi, 2006). A necessidade de desenvolver um modelo híbrido já tinha sido identificada recentemente por autores nacionais. Após comprovar que a utilização do modelo bottom-up TIMES_PT e modelo top-down GEM-E3_PT separadamente revelou que os mesmos determinam diferentes opções. Contudo, a plataforma HYBTEP construída através de ligação dos modelos TIMES_PT e GEM-

E3_PT foi utilizada para opções de mitigação das alterações climáticas sem alternativas de investimento pelos consumidores, mas apenas combinando escolhas tecnológicas com respostas macroeconómicas sectorialmente desagregadas (P. Silva, 2014). Pela impossibilidade de modelar, com o TIMES_PT, a evolução a longo prazo de sistemas de energia com altas penetrações de fontes de energias renováveis, foi desenvolvida, a partir do modelo MiniCAM, uma nova metodologia com resolução temporal para desenvolver planos de investimentos (Pina, 2012). Pela necessidade de combinar a abordagem top-down com a bottom-up para testar comportamentos empíricos foi desenvolvido o modelo híbrido CIMS, simulando os impostos de carbono, os desincentivos aos veículos a gasolina e desincentivos aos veículos só com condutor para mostrar como diferentes instrumentos de política pode motivar a mudança tecnológica (Horne, Jaccard, & Tiedemann, 2005) ou para possível definir as medidas de política necessárias para se obter uma quota de mercado mínima para veículos com emissões reduzidas (Jaccard et al., 2004).

2.3 Ambiente e desenvolvimento sustentável

2.3.1 Direito do ambiente

O planeta é um sistema de auto-regulação complexo com limites de regeneração em diversos campos: a destruição da camada de ozono, a acidificação dos oceanos, a perda de biodiversidade, a ocupação do solo, a disponibilidade de água doce, a poluição do ar, a poluição química e a poluição biológica, por exemplo.

Em Portugal, o Direito do Ambiente encontra raízes profundas no tempo, ainda que, evidentemente, sob um ponto de vista bem diverso do actual. Por exemplo: na Constituição de 1822, atribuíam-se o dever das câmaras municipais plantarem árvores nos terrenos baldios e nos terrenos camarários. Mais recentemente foi definida a Lei de Bases do Ambiente: a Lei n.º 11/87, de 7 de Abril. A nível europeu, no tratado de Roma que cria a Comunidade Económica Europeia em 1957, já há indícios de preocupações ambientais, como por exemplo no art.º 2.º (a Europa deve caminhar para um «desenvolvimento harmonioso das actividades económicas») e no art.º 36 (cada estado membro «deve manter proteções à saúde pública, aos animais e aos vegetais») (COM, 2008).

A evolução tecnológica e o preço da energia são factores de redução do consumo de energia. Contudo, o progresso, as necessidades de conforto, a mobilidade, a era digital, entre outros, têm conduzido a um aumento do consumo de energia. A facilidade de transportar e distribuir a electricidade, a sua adaptabilidade aos equipamentos e o facto de não ser poluente no local de consumo, tem contribuído para um aumento do número de máquinas e equipamentos eléctricos.

O nosso consumo em energia e em recursos materiais introduz desequilíbrios neste sistema de auto-regulação do planeta: há um conjunto cada vez mais maior de poluentes e há o aumento da ocupação do solo. Esta pressão ambiental para satisfazer as nossas necessidades e desperdícios está a ultrapassar as suas capacidades naturais de regeneração (ou bio-capacidade). Em 2011, para satisfazer o consumo por habitante no mundo eram necessários

1,4 planetas Terra (GFN, 2012). Assim, torna-se cada vez mais importante definir qual a fonte de energia primária utilizada para produzir electricidade.

Numa perspectiva geral, existem diversos conceitos importantes inerentes ao Direito do Ambiente (Antunes, Santos, Martinho, & Lobo, 2003):

- O princípio do poluidor-pagador exige que os custos das pressões ambientais sejam alocados para aqueles que os causam. Isto implica que o poluidor deve incorporar os custos de externalidades, reflectindo-os no custo de bens e serviços. A primeira grande referência para o PPP apareceu 1972 em directrizes da OCDE relativos a aspectos económicos internacionais de políticas ambientais. A partir de um princípio de internalização parcial dos custos ambientais (apenas poluição), foi tendendo a aproximar-se de um princípio de internalização plena dos impactes ambientais (como os que utilizam recursos escassos), ou causar impactes sociais (saúde e desemprego, por exemplo) (OECD, 1992).
- O princípio da precaução afirma que, quando há incerteza sobre os impactes ambientais deve ser dado o benefício da dúvida para o ambiente e agir para reduzir os riscos Potenciais antes mesmo que houvesse evidência confiável do dano, tendo em conta os custos prováveis de acção e não acção (EEA, 2001). O princípio da precaução apareceu pela primeira vez na Alemanha, e foi reconhecido na Carta Mundial para a Natureza, adoptada pela Assembleia Geral da ONU em 1982. Desde então, o princípio da precaução foi introduzido rapidamente na agenda política, incluindo o Protocolo de Montreal sobre substâncias que destroem a camada de Ozono (1987), na 3^a Conferência do Mar do Norte (1990), na Declaração do Rio sobre ambiente e desenvolvimento (1992), a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre alterações climáticas (1992), o Protocolo de Cartagena sobre biossegurança (2000) e a Convenção de Estocolmo sobre poluentes orgânicos persistentes (2001).
- O princípio da precaução afirma que é preferível adoptar medidas para evitar ou reduzir substancialmente a ocorrência de danos ambientais do que procurar mitigar os danos, ou resolver problemas depois que eles ocorreram. A invocação deste princípio decorre do facto de que, em geral, a mitigação ou reparação de danos ambientais é mais caro e difícil, do ponto de vista técnico, do que a adopção de estratégias de prevenção da poluição.
- O princípio da redução na fonte, que está estreitamente relacionado com o princípio da precaução, afirma que a poluição deve ser reduzida, tanto a montante quanto possível na produção da cadeia causal dos impactes ambientais.
- O princípio da integração requer que os objectivos ambientais devem ser plenamente integrados noutras áreas, especialmente nas áreas económica e social, em termos de definição e implementação de políticas, legislação e financiamento. Na Declaração do Rio os Países signatários comprometeram-se a integrar considerações ambientais nas suas políticas. Na 19^a Sessão Especial da Assembleia-geral das Nações Unidas, que decorreu em Joanesburgo, em 2002, conhecida como Cimeira da Terra II (Rio +5) na qual os

Países signatários prestaram especial atenção à integração ambiental, social e económica como a solução para um programa de acção.

- O princípio da participação requer que todas as partes interessadas afectadas têm o direito de informação e de estarem envolvidas na formulação e implementação das decisões sobre os recursos naturais. A plena participação das partes interessadas contribui para decisões mais credíveis e facilmente aceites.
- O multiplicador Keynesiano, introduzido por Richard Kahn em 1930, defendendo que o aumento da despesa pública irá gerar um aumento do emprego e da prosperidade, independentemente da forma de gastos.
- A Natura 2000 é uma grande rede europeia de zonas naturais protegidas estabelecidas ao abrigo da Directiva Habitats 1992. O objectivo da rede é garantir a sobrevivência a longo prazo das espécies e habitats mais valiosos e ameaçados da Europa. É composto de Zonas Especiais de Conservação (ZEC) designados pelos Estados-Membros ao abrigo da Directiva Habitats, e também incorpora Zonas de Protecção Especial (ZPE), que são designados no âmbito da Directiva Pássaro 1979. Natura 2000 não é um sistema de rígidas reservas naturais, onde todas as actividades humanas são excluídas. A criação desta rede de áreas protegidas também cumpre uma obrigação comunitária no âmbito da Convenção das Nações Unidas sobre Biodiversidade. A rede Natura 2000 aplica-se às aves, aos habitats e ao ambiente marinho.
- O Paradoxo Verde (Hans-WernerSinn, 2012) descreve o facto de que uma introdução gradual de políticas verdes exerce uma maior pressão sobre os preços futuros do que sobre os actuais, levando a antecipar extracção de recursos, acelerando os problemas ambientais.
- A tirania do senso comum é manter o pensamento de que as coisas têm vindo a ser feitas de uma maneira e não podem ser feitas de outra maneira, porque essa é a forma como elas são feitas.

O conceito de desenvolvimento sustentável é actualmente definido como o desenvolvimento que procura satisfazer as necessidades da geração actual, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades. Para a União Europeia, o desenvolvimento sustentável engloba três componentes – económica, social e ambiental – que é necessário equilibrar ao equacioná-lo ao nível político.

Para quantificar o estado do desenvolvimento sustentável e dar resposta à necessidade de avaliar o progresso do país em matéria de sustentabilidade, foi definido o Sistema de Indicadores de Desenvolvimento Sustentável (SIDS) pela Agência Portuguesa do Ambiente. Os indicadores de desenvolvimento sustentável constituem um instrumento fundamental no contexto da avaliação do desempenho da sustentabilidade ao nível dos Países, das regiões, das comunidades locais, das actividades económicas, das organizações públicas e privadas, de políticas, missões, projetos, actividades, produtos e serviços (APA, 2010).

2.3.2 Perspectiva histórica

Em 1972, o Clube de Roma (criado em 1968 por um grupo de especialistas, economistas, cientistas, políticos e representantes associativos) publicou o relatório “Os limites do crescimento” (Donella H. Meadows, 1972). Este relatório apresenta as previsões da evolução da população humana com base na exploração dos recursos naturais para o ano 2100, tendo em conta a continuação do crescimento económico durante o século XXI, antecipando uma forte diminuição da população devido à pressão ambiental.

Em 16 de Junho de 1972, em Estocolmo, inicia-se a primeira Cimeira da Terra: a Conferência sobre o Ambiente Humano das Nações Unidas. É apresentada pela primeira vez uma preocupação ambiental a nível mundial. No seguimento deste Cimeira, a proteção ambiental passou a fazer parte da política europeia. Em outubro de 1972, em Paris, definiu-se uma política ambiental a ser realizada através de Programa Acção Comunitária em Matéria de Ambiente (PACMAS) e em 22 de novembro de 1973, o Conselho aprova o I Programa Acção Ambiente da União Europeia, a ser implementado entre 1973 e 1977. Este programa era essencialmente de carácter curativo relativamente aos impactes ambientais já existentes. O II Programa Acção Ambiente da União Europeia, desenvolvido entre 1977 e 1981 simplesmente deu continuidade ao programa anterior.

Em 1980, A União Internacional para a Conservação da Natureza publicou o relatório "A Estratégia Global para a conservação" (FAO, 1980). Neste relatório é definido pela primeira vez o conceito de desenvolvimento sustentável de uma sociedade: «aquela que é capaz de gerir os seus recursos naturais de tal forma que sejam tão duradouras quanto possível.»

Entre os anos de 1983 e 1987 foi lançado o III Programa Acção Ambiente da União Europeia, apresentando estratégias que se dividiam em três modalidades: estratégia global, prevenção e integração de outras políticas na questão ambiental.

Em 1987, a Comissão Mundial sobre Ambiente e Desenvolvimento, publicou o Relatório “*Our Common Future*” (UN, 1987). Neste relatório, conhecido com relatório Brundtland, foi pela primeira vez formalizado o conceito de desenvolvimento sustentável e apresenta uma visão crítica do modelo de desenvolvimento adoptado pelos Países Industrializados e reproduzido pelos Países em desenvolvimento. O relatório aponta para a incompatibilidade entre desenvolvimento sustentável e os padrões de produção e consumo vigentes.

De 3 a 14 de Junho de 1992, realizou-se no Rio de Janeiro a segunda "Cimeira da Terra" ou ECO-92: Conferência das Nações Unidas sobre o Ambiente e Desenvolvimento. Delineia-se a Agenda 21 com base no Relatório Brundtland “*Our Common Future*” e são aprovadas a Convenção sobre Alterações Climáticas, Convenção sobre Diversidade Biológica (Declaração do Rio) e a Declaração de Princípios sobre Florestas.

Em 1994 surge o V Programa Acção Ambiente da União Europeia: Rumo a um desenvolvimento sustentável. Este programa inicia uma acção comunitária horizontal que leva em conta todos os sectores, tais como: indústria, energia, turismo, transportes e agricultura.

Em 1997, em Quioto, realizou-se a 3^a COP das Convenções sobre as Alterações Climáticas onde se estabeleceu o Protocolo de Quioto que procurava um acordo internacional sobre a emissão de gases poluentes.

Em 8 de Setembro de 2000, na sede das Nações Unidas, a Assembleia Geral da Cimeira de líderes mundiais aprovou a Declaração do Milénio, adotada pelos 191 estados membros, sendo definidos os objetivos de Desenvolvimento do Milénio (ODM).

De 26 a 4 de Setembro de 2002, em Joanesburgo, realizou-se a Conferência Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável (Rio +10) onde o desenvolvimento sustentável se centralizou na agenda internacional: na acção para combater a pobreza e para promover a protecção do ambiente.

Em 2007, em Bali, realizou-se a Conferência Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas com foco principal na elaboração de um programa após o Protocolo de Quioto, em que foram definidas metas ambientais mais ambiciosas. Os representantes de 180 Países reuniram-se com o objectivo de definir o quadro de protecção do clima no período pós-2012. O Parlamento Europeu apelou a um acordo de redução de 50% nas emissões de gases com efeito de estufa até 2050, com forte oposição dos EUA. Foi necessário mais um dia além do previsto para chegar a conclusões concretas, tendo sido aprovado um roteiro de discussões para o clima até 2009.

Em 2009, em Copenhaga, realizou-se a Conferência das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas. Esta foi a 15^a conferência realizada pela UNCCC (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima), sendo antecedida por um congresso científico organizado pela Universidade de Copenhaga intitulado Climate Change: Global Risks, Challenges and Decisions, realizado em Março de 2009. Cento e noventa e duas nações foram representadas na conferência, tornando-a na maior conferência da ONU sobre mudanças climáticas. Esta conferência ficou marcada por um caso de ética denominado «Climate Gate», onde se manipularam dados para provar o aquecimento global, tendo afectado a credibilidade pública da comunidade científica.

Actualmente, a UE tem algumas das normas ambientais mais exigentes do mundo, que foram sendo desenvolvidas ao longo de décadas. As suas prioridades principais são proteger as espécies e habitats ameaçados e utilizar os recursos naturais de forma mais eficiente, contribuindo, simultaneamente, para a promoção da inovação e do empreendedorismo (EuropeanCommission, 2010).

Apesar disso, as organizações de protecção do ambiente nacionais e internacionais tem-se debatido com sucesso diminuto para defender o ambiente de acordo com a legislação existente. Há vários processos judiciais por deterioração ambiental (nas áreas da energia, da construção, das actividades intensivas, entre outros) que são perdidos nas instâncias judiciais, mesmo com fundamento legal. (LPN, 2010)

2.4 Política na interface energia-ambiente

2.4.1 Revisão geral

A União Europeia (UE) é uma zona de tributação alta, havendo pouca liberdade para subir impostos. Em 2010 a carga tributária total (a soma dos impostos e contribuições para a segurança social) nos 27 Estados-Membros (UE-27) foi de 39,3% na média ponderada do PIB, mais de um terço acima dos níveis registados nos Estados Unidos e Japão e também elevado em comparação com os principais membros da OCDE não-europeus (só a Nova Zelândia tem uma taxa de imposto que excede os 34,5% do PIB). Em alguns Estados-Membros, o processo de consolidação baseou-se principalmente em reduzir as despesas públicas primárias, enquanto noutros Estados-Membros, o foco foi aumentar os impostos. A elevada tributação média geral não é um sinal de que cada Estado-Membro apresenta um elevado rácio dos impostos: a taxa de imposto geral vai desde 49,1%, na Dinamarca, até apenas 28,6%, na Roménia. Como regra geral, as taxas de impostos em relação ao PIB tende a ser significativamente maior na UE-15 do que nos 12 novos Estados-Membros. (COM, 2010c).

Embora se reconheça que os indivíduos e as sociedades são guiados por vários objectivos, é usual os decisores procurarem centrar a sua análise sobre o conceito de eficiência económica, para a definição de metas e o desenho de instrumentos baseados em mercado (*MBI- Market Based Instruments*). Estes instrumentos utilizam a fiscalidade e o ajuste dos custos ou preços, podendo ser de dois tipos:

- A reforma fiscal simples, apenas com foco no consumo e no impacte ambiental;
- A Reforma Fiscal Ambiental (RFA), deslocando a carga fiscal do trabalho e do capital (bens económicos) para a poluição e sobre-exploração de recursos (danos ambientais).

A RFA inclui os seguintes instrumentos:

- Impostos pelo uso dos recursos naturais;
- Reforma de subsídios para melhorar a oferta e qualidade dos serviços básicos;
- Penalizações ou benefícios ambientais baseados nas externalidades das actividades.

Um duplo dividendo pode surgir quando a RFA substitui impostos ineficientes ao correcto funcionamento dos mercados (Goulder, 1994), os efeitos sobre os impostos nos recursos podem ser neutralizados quando são compensados por menores contribuições para a segurança social ou outros custos do empregador (Parry, 1995) e aplicadas na protecção social (Bento, 1999). Para ser bem-sucedida e para garantir uma combinação coerente de preços ou instrumentos fiscais, um processo de reforma deve ser integrado noutros processos nacionais em curso (EEA, 2012).

Em Portugal, desde 1999 que há possibilidade legal de escolher o fornecedor de energia e o esquema da tarifa. A tarifa de venda de energia, definida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), é baseada num sistema de aditividade. A entidade reguladora tem um papel fundamental na regulamentação das actividades do sector eléctrico, que pode ser baseada em duas formas de fixação de tarifas: baseado em custo ou em preço. O Quadro 2.2 apresenta um resumo de ambas.

Quadro 2.2- Formas de fixação de tarifas

Tipo de regulação			
	Descrição	Desvantagens	Balanço
Baseada no custo	<p>Determinação de uma taxa de retorno sobre os activos. Os proveitos permitidos dependem dos custos aceites pelo regulador.</p> <p>Na regulação baseada em custos, os proveitos permitidos pagam os custos operacionais, além de um retorno sobre o capital investido. Variações nos custos têm influência directa nos preços. Um aumento da produtividade e aumento da procura levam a reduções de preços.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se a procura cresce menos do que o previsto, a receita fiscal obtida é menor do que o previsto e pode não ser suficiente para manter o nível de retorno esperado • Se os preços das variáveis exógenas aumentarem muito num determinado período, as empresas podem ter necessidades imprevistas de liquidez (que podem pôr em risco a estabilidade financeira da empresa a curto prazo se a transferência de custos para o consumidor não for simultânea) • Há uma redução do nível de risco para a empresa, uma vez que, além de garantir o retorno de capital, permite recuperar todos os custos operacionais aceites pelo regulador. 	<p>Vantagens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Os accionistas recebem de acordo com o investimento • Lucros excessivos não são permitidos • Qualquer redução de custos é para o consumidor • O risco corporativo é mínimo, uma vez que qualquer aumento nos custos é para o consumidor. <p>Desvantagens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A regulação baseia-se num custo do capital menor do que o real, por isso a empresa tem um incentivo para sobredimensionar o factor capital • Não leva a uma eficiência da produção (não há incentivo para reduzir os custos) e a uma eficiência de mercado.
Baseada no preço	<p>Determinação do preço máximo (<i>price cap</i>) para incentivar a minimização dos custos. O preço é uma função de indicadores de produtividade (exógenos às empresas) e de ganhos de eficiência.</p> <p>O regulador permite um certo nível de proveitos, que irão diminuir anualmente em termos reais, como resultado do aumento de eficiência nas operações.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • As tarifas cobrem os custos globais para o período regulatório, permitindo reduzir o risco das empresas • Os consumidores enfrentam menos riscos porque o preço está definido para todo o período de regulação • Os fornecedores têm incentivos para reduzir custos e capitais, o que leva a um aumento do risco para a continuidade de serviço e qualidade de electricidade • Os fornecedores enfrentam riscos relacionados com alterações nas variáveis exógenas • O regulador estabelece metas e incentivos, deixando os produtores desenvolver a sua actividade "livremente", a fim de obter uma estrutura de custos mais eficiente e, conseqüentemente, maiores margens operacionais. 	<p>Vantagens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Requer menor quantidade de informação, o que minimiza a importância da assimetria de informação que existe entre o regulador e as empresas • Os ganhos de fornecedores são compartilhados com os consumidores, portanto, mais fácil de controlar por parte dos consumidores <p>Desvantagens:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Há uma tendência para definir preços acima do custo marginal que pode levar a preços mais altos • Os resultados não são garantidos <i>a priori</i>, uma vez que a incerteza de preços afecta a rentabilidade.

2.4.2 Exemplos da Reforma Fiscal Ambiental a nível internacional

Existiram alguns Países pioneiros na implementação da Reforma Fiscal Ambiental.

A Eslovénia optou simplesmente por uma reforma do sistema fiscal em 1997, introduzindo um imposto de energia indexado a taxa de carbono.

A opção da RFA foi escolhida pela Suécia, Dinamarca, Holanda, Reino Unido, Finlândia e Alemanha, sendo de destacar as seguintes medidas:

- Suécia (1990, 2001) e Finlândia (1997, 1998) aprovam impostos energia-ambiente introduzidos como parte da política de impostos ao trabalho mais baixos;
- Dinamarca (1992, 1995, 1998) e Reino Unido (1999) substituem as contribuições sociais dos empregadores por impostos de CO₂ e alterações climáticas;
- Holanda (1996, 1998) e Alemanha (1998, 2003) implementaram uma abordagem mista, com divisão de receitas fiscais entre empregadores e empregados.

O Anexo Anexo 5 apresenta detalhes sobre a RFA em Países chave.

Portugal foi o primeiro País a introduzir o sistema *Feed-in-Tariff* (em 1988), seguido da Estónia (em 1998), Alemanha (em 1990), Dinamarca (em 1992), Espanha e Irlanda (em 1994), Itália (em 1999) e França (em 2001).

A Holanda foi o primeiro País a introduzir o sistema de quotas (em 1998), que durou quase 4 anos, sendo alterado para uma política de isenção de taxas. Seguiu-se a Holanda (de 1998 a 2001), Dinamarca (em 2000), Reino Unido (em 2002) e Suécia (em 2003).

Os subsídios ou isenções fiscais alteram o preço visível, criando um custo escondido e podem inadvertidamente causar comportamentos prejudiciais ao ambiente. Estes subsídios são chamados de ambientalmente perversos. Por exemplo, preços subsidiados para a indústria podem colocar em perigo a decisão de investimento em eficiência energética e a aplicação de medidas de poupança. A remoção de subsídios prejudiciais ao ambiente permite aumentar a competitividade de tecnologias amigas do ambiente, reduzir a despesa e também criar novos postos de trabalho.

A avaliação das medidas a aplicar envolve a complexa tarefa de analisar a combinação de instrumentos e quantificar os benefícios esperados fiscais, ambientais e sociais. Os impactes das políticas existentes e das políticas propostas é essencial para avaliar a eficácia e eficiência de cada instrumento na realização dos seus objectivos declarados, para antecipar a sua aceitação, para identificar Potenciais grupos sensíveis, para quantificar os ganhos e perdas para implementar possíveis medidas de compensação e para ajudar na possibilidade de se ter de redesenhar a reforma (EEA, 2000; EREC, 2010; Schmidt-Faber, 2003).

A fixação das taxas de tributação e a decisão de aumentar os impostos são da responsabilidade dos Estados nacionais e não da responsabilidade da Comissão Europeia. (EuropeanCommission, 2010).

2.5 Estudos recentes em modelação energética e em tomada de decisão

A análise deste tema tem sido efectuada maioritariamente num sector do consumo isolado.

A indústria é o sector que teve foco em muitos estudos, possivelmente devido a ser neste sector que os investimentos são mais rentáveis e devido a ser neste sector que se consome mais electricidade. São diversas as publicações sobre utilização de energia e eficiência energética na Indústria (ADENE, 2010a, 2010c; APICER, 2012; RECET, 2007), apresentando medidas, nomeadamente a realização de auditorias energéticas e informação sobre quais as tecnologias para melhorar a eficiência energética (usualmente divididas em tecnologias de processo e tecnologias energéticas). Existem publicações que podem complementar este estudo fazendo uma descrição dos investimentos em eficiência energética no sector Industrial (Friedmann, 2005; Heffner, 2010), fazendo uma análise de publicações referentes à eficiência energética na indústria e uma compilação das medidas usualmente apresentadas (Mosko, 2010), relativamente a aplicação das medidas e utilizando casos reais para explicar a motivação dos agentes da indústria em adoptar melhorias de eficiência energética (Bru, 2011), apresentando as barreiras aos agentes da indústria que tencionam investir em medidas de eficiência energética, descrevendo a sua importância relativa em diferentes contextos e apresentando propostas para enfraquecer essas barreiras (Sorrell, 2011), fazendo a avaliação do grau de investimento em eficiência energética na indústria, no panorama Nacional, caracterização dos consumos energéticos da indústria para cada tipo de indústria, caracterização e identificação da tipologia de medidas que são ou não implementadas, consoante os principais indicadores energéticos e financeiros e avaliação de políticas de promoção à eficiência energética para Indústrias Energeticamente Intensivas e Pequenas e Médias Indústrias (Brazão, 2012), assumindo que o modelo da empresa é um aspecto fundamental para suportar a tomada de decisão (Campos, 2010) e comparando diversas opções estratégicas entre Países (AEP, 2015).

Alguns estudos estão focados no sector dos serviços e utilização de edifícios. Existem estudos sobre o impacto ambiental em postos de transformação dos edifícios, com foco principal no isolamento da aparelhagem de corte e protecção da Média Tensão e a implementação de energias renováveis nos edifícios (Freitas, 2008), assumindo que a componente térmica é a mais importante na eficiência energética de um edifício e fazendo a avaliação do comportamento térmico de um edifício antigo, em condições de utilização de inverno e de verão (Cúmano, 2009) ou apresentando a avaliação de propostas passivas e activas de melhoria da eficiência energética em edifícios de habitação (Ganhão, 2011). Existem estudos que avaliam o acesso à informação com o consumo (Branquinho, 2014). Tendo em conta que as poupanças são difíceis de contabilizar (pois variáveis como a temperatura, ocupação, e outras necessidades variam constantemente, tornando por vezes a poupança invisível nos equipamentos de medição de electricidade inteligentes ou na factura), outros estudos definem os termos padrão e sugerem melhores práticas para quantificar os resultados da gestão de procura e nos investimentos em eficiência energética e em projectos de energia renovável (IPMVP, 2015).

As famílias têm tido menos foco nestes estudos. Existem estudos que caracterizam e propõem alterações de consumo doméstico sob a vertente de medidas de política (Almeida, 2011), que sugerem a introdução de um sistema de rotulagem, evidenciam a necessidade de se aferir as condições actuais do parque habitacional e as múltiplas variáveis que afectam o consumo de energia para ser efectuada a identificação das fontes de energia utilizada e das medidas conducentes a eficiência energética de forma custo-eficaz (Grilo, 2012).

Alguns estudos estão focados no sector público, fazendo a apresentação dos resultados obtidos provenientes de auditorias energéticas realizadas a edifícios públicos (Cruz, 2008), identificando a necessidade de melhoria da eficiência energética em hospitais (EPTA, 2007) ou em instituições militares (Costa, 2010; UNAPRGF, 2015) e fazendo a análise da produção renovável descentralizada (Serra, 2010).

Após comprovar que a utilização do modelo bottom-up TIMES_PT e modelo top-down GEM-E3_PT separadamente determinam diferentes opções, foi desenvolvida a plataforma HYBTEP, embora tenham explorado para obter opções de mitigação das alterações climáticas sem alternativas de investimento pelos consumidores, mas apenas combinando escolhas tecnológicas com respostas macroeconómicas sectorialmente desagregadas (P. Silva, 2014).

Houve autores que focaram o estudo no planeamento energético com elevada resolução espacial e temporal para a procura e produção, analisando o factor de capacidade existente em cada uma das regiões e estimando os níveis de produção (Celestino, 2014).

Existem estudos sobre a avaliação sobre os impactos da incerteza do clima: nas decisões de política energética (P. Silva, 2014) e na perda de solo (P. Lopes, 2005).

Existem autores que desenvolvem modelos com elevada complexidade matemática para a previsão da procura de electricidade (Carmona, 2006).

Relativamente a modelos de tomada de decisão, destaca-se o MacBeth (Bana, 2015). Este modelo utiliza uma abordagem interativa que requer apenas julgamentos qualitativos para ajudar um decisor a avaliar a atractividade relativa das opções. Esta abordagem aplica inicialmente e de forma interativa, um protocolo de perguntas onde os elementos são comparados dois a dois, solicitando apenas um julgamento qualitativo e verificando-se a sua consistência. Contudo, este modelo não tem casos de estudo para o sector energético.

2.6 Identificação de lacunas no estado do conhecimento

A investigação energética tradicional focou-se essencialmente em modelos tecnológicos, económicos ou ambientais de forma isolada. Mais recentemente, os modelos já fazem a ligação dessas áreas e são usualmente designados por modelos E3 (energy-economy-environment models). Muitos destes modelos produzem soluções muito razoáveis com tempos de simulação aceitáveis. Contudo, continuam a ser uma representação simples de um problema complexo. Apesar de todos os tipos de modelos conterem simplificações e abstracções, faltam ainda modelos E3 que incorporem a influência do consumidor, nomeadamente a reacção ao preço de electricidade (efeito de esmagamento) e as decisões de investimento em medidas de eficiência energética e em autoconsumo.

Os modelos existentes são usualmente adaptados a uma experiência concreta (um país, por exemplo). Contudo, os modelos também devem ser enquadrados no contexto de debate político mais amplo. Assim, é importante que exista um SSD, isto é, uma ferramenta que permita ao decisor legislativo testar as medidas disponíveis e obter indicadores de desempenho, obtendo-se assim um sistema de aprendizagem e de estratégia de implementação das medidas de política.

O desenvolvimento de um modelo que incorpore o comportamento dos consumidores e a construção de um SSD darão suporte à teoria económica, à literatura que demonstra a necessidade de novos estudos e à explicação dos dados históricos recentes do consumo.

3 Metodologia e modelo conceptual

3.1 Abordagem metodológica e faseamento do trabalho

A Figura 3.1 apresenta de forma resumida o processo metodológico e suas fases.

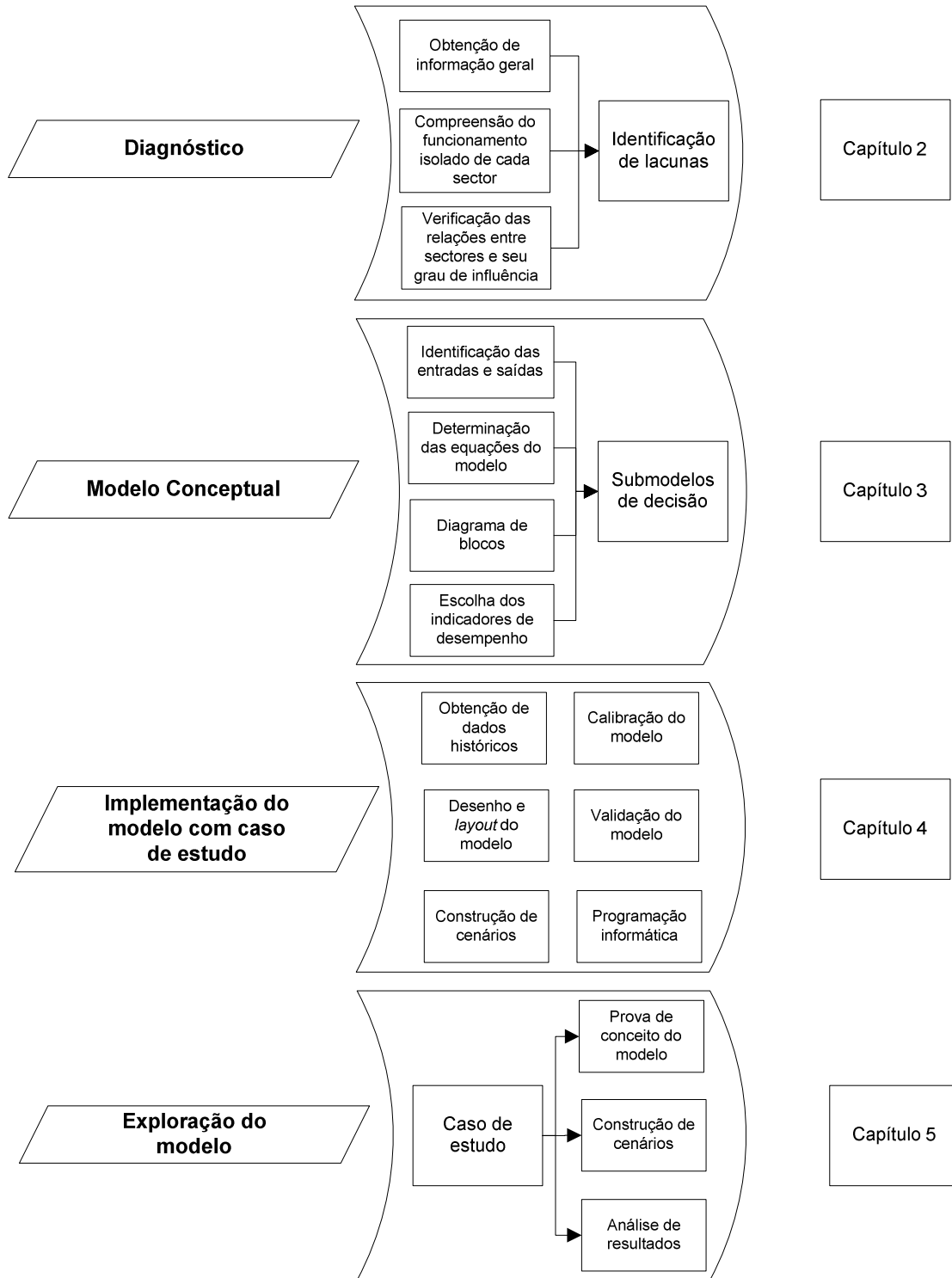


Figura 3.1- Abordagem metodológica e faseamento do trabalho

Na fase de diagnóstico procurou-se compreender cada sector envolvido, recorrendo-se a artigos científicos e a artigos de opinião. Houve então uma fase de elaboração de um modelo conceptual genérico. O caso de estudo consistiu na implementação do modelo e sua aplicação ao sector eléctrico Português, servindo de prova de conceito. Em paralelo com as fases anteriores, existiu a fase de disseminação na comunidade científica, instituições públicas e sociedade civil.

3.2 Características chave do modelo

Na construção do modelo foi dedicada especial atenção às lacunas existentes em estudos anteriores, identificadas no capítulo 2.6.

No modelo é modelada a procura de electricidade, o preço da electricidade, a evolução do parque consumidor, a evolução do parque produtor e as decisões dos principais agentes. O PIB e os preços dos combustíveis fósseis são dados externos.

O modelo dá especial destaque ao papel do consumidor: é assumido que o consumidor tem influência no comportamento do sector eléctrico através da procura de electricidade à rede, da reacção ao preço da electricidade e através da tomada de decisão em investimentos em eficiência energética e autoconsumo.

O modelo teórico conceptual estudado e o SSD desenvolvido permitem uma análise do sector eléctrico na componente tecnológica, ambiental, económica e social, apresentando dados quantitativos (indicadores de desempenho) do impacte das medidas de política energética. O SSD necessita de diversos dados de entrada (que podem ser encontrados em relatórios ou que são obtidos pelas saídas de outros modelos), apresenta um interface claro com o utilizador e apresenta indicadores de desempenho. O SSD desenvolvido replica um sector eléctrico multifacetado, quantificando o efeito das medidas e permitindo, assim, elaborar comparações e sustentar preferências.

É um modelo com uma abordagem dinâmica que serviu de base para a construção de uma ferramenta: um Sistema de Suporte à Decisão (SSD). O objectivo principal da utilização do SSD é efectuar simulação e não optimização. O SSD pode ser utilizado como um jogo ou como um simulador.

3.3 Agentes

3.3.1 Caracterização

Um factor importante para se caracterizar um sector é o conjunto dos diferentes agentes: quem são e como eles interagem. Na presente tese os agentes foram divididos como exemplificado na Figura 3.2.

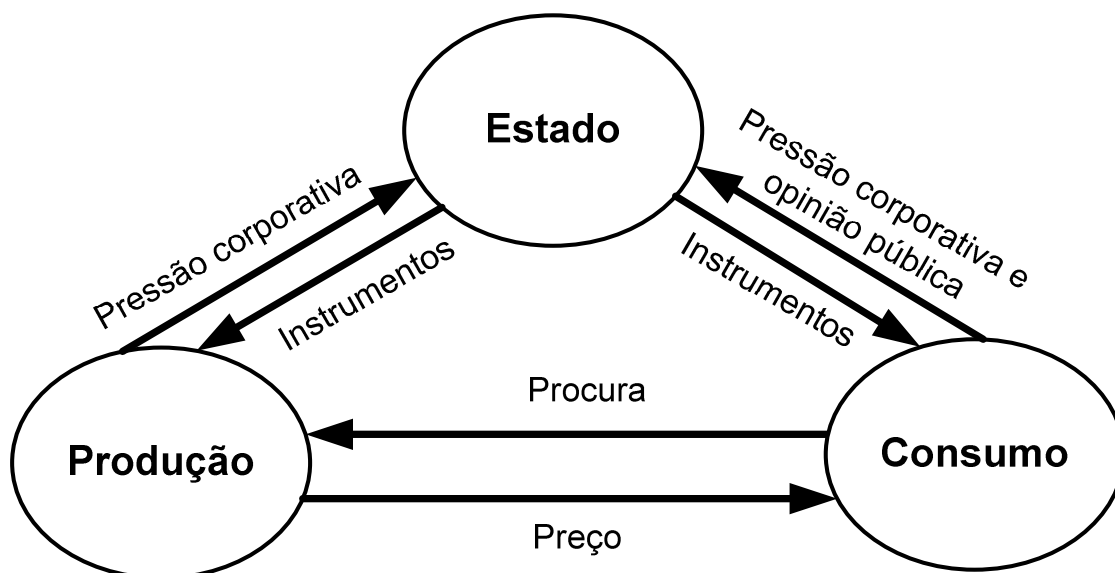


Figura 3.2- Agentes do sector eléctrico e sua interacção simplificada

É assumido pelo autor que os agentes da sociedade civil, ONGs, meios de comunicação, academia e investigadores funcionam como grupos de pressão sobre um ou mais dos agentes aqui considerados, influenciando o modelo de modo indirecto e não sendo expressamente modelados.

3.3.2 Produtores

O produtor é o agente proprietário da central eléctrica que esta disponível para vender a sua electricidade.

A decisão de investir em novas centrais ou em reforço de potência nas centrais existentes é baseada no investimento, no seu período de retorno e no custo de oportunidade de capital. O investimento necessário depende das tecnologias e o período de retorno do investimento depende da previsão da procura de electricidade à rede, da regulação e dos incentivos existentes e planeados.

A produção de electricidade nacional consiste em diversas tecnologias, a que estão associados custos e impactes diferentes.

A energia primária pode ser utilizada directamente ou sofrer uma transformação de energia primária em energia útil com uma (ou diversas) etapa(s) intermédia(s). O Quadro 3.1 ilustra as diferentes fontes disponíveis de energia primária, a possível energia final e a energia útil para

usos diferentes. Cada transformação de uma forma de energia para outra diferente tem um rendimento.

Ao analisar a utilização da energia final, há três relações a ter em conta:

- Substituição: se o aumento do preço de uma energia leva a um aumento na procura de outra energia. Por exemplo, a relação entre a electricidade e o gás natural;
- Independência: se o aumento do preço de uma energia não afecta a procura de outra energia. Por exemplo, a inexistência de influência da variação do preço de petróleo no consumo da energia geotérmica;
- Correlação: se o aumento no preço de uma energia leva a um aumento do preço de um serviço. Por exemplo, a influência do preço de petróleo no custo de vida em geral (como o transporte público e fornecimento de alimentos).

Quadro 3.1- Sequência de transformação de energia

Energia Primária		Energia Final		Energia Útil
Petróleo bruto	Tecnologias de produção transporte distribuição =>	Electricidade	Tecnologias de utilização =>	Climatização
Carvão		GPL		Calor de processo
Gás natural		Gasolina		Frio de processo
Nuclear		Diesel		Iluminação
Biomassa		Carvão		Força motriz
Solar		Gás Natural		Comunicações e audiovisuais
Eólica		Biomassa		Electrónica
Hídrica				Cozinha
Geotérmica				Armazenamento e sistemas de frio
Ondas e marés				Outros

3.3.3 Consumidores

Os consumidores estão divididos em cinco grupos, conforme representado na Figura 3.3. As famílias representam o sector doméstico.

É assumido pelo autor que o Estado enquanto consumidor tem um comportamento semelhante aos serviços.

É assumido pelo autor que os consumidores reagem ao preço e tomam decisões em investimentos em eficiência energética e autoconsumo. A reacção dos consumidores ao preço traduz o seu comportamento face à energia desperdiçada e ao ajuste das suas necessidades e nível de conforto. As decisões em investimentos em eficiência energética são equacionadas de acordo com o preço da tarifa de electricidade, os preços futuros de venda da electricidade e

das opções tecnológicas disponíveis (caracterizadas por investimento necessário e poupança no consumo de electricidade). É assumido pelo autor que a indústria e os serviços são fortemente dependentes do nível de actividade económica (representado pelo produto interno bruto, PIB).

No conjunto de outros consumidores encontram-se por exemplo o sector dos transportes e o sector da agricultura.

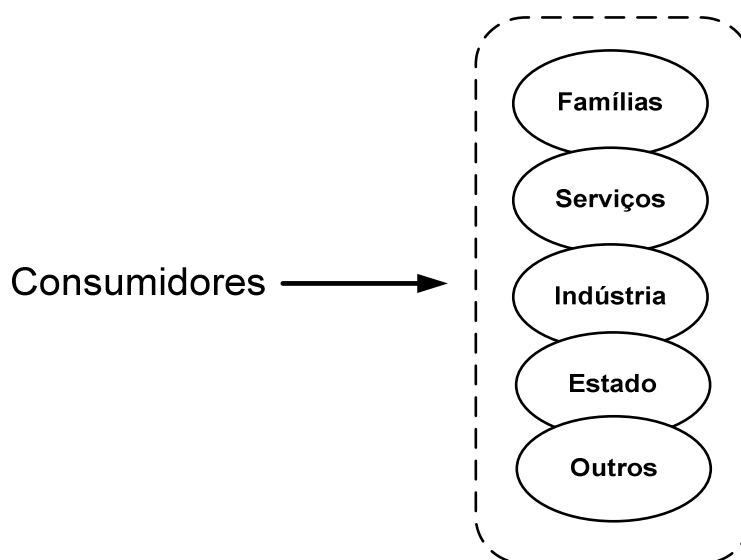


Figura 3.3- Grupos de consumidores

3.3.4 Estado

Além de ser um consumidor, o Estado tem mais três funções importantes:

- Definir um quadro regulamentar nacional no contexto europeu;
- Estabelecer o Orçamento de Estado que define os incentivos, os instrumentos de mercado e as medidas complementares;
- A «validação» da estrutura tarifária.

A primeira função é baseada em abordagens de comando e controlo (regulamentos, proibições, normas ou exigências), em que o Estado define metas e desenha mecanismos para conduzir os agentes nas suas actividades. As abordagens de comando e controlo podem impor padrões baseados em tecnologia (definindo quais as tecnologias a serem utilizadas) ou em desempenho (definindo os limites de impacto para cada tecnologia). Em ambos os casos as variáveis de controlo devem ser mensuráveis. Apesar disso, as abordagens de comando e controlo baseados em desempenho tendem a ser privilegiadas, uma vez que não especificam a escolha da tecnologia, tornando-as mais eficazes e facilmente adaptadas para mudanças de I&D e da conjuntura.

O mecanismo de incentivo (benefícios ou penalizações) afecta o custo das opções tecnológicas disponíveis e influencia os preços, alterando o investimento necessário e o período de retorno do capital.

3.4 Descrição geral do modelo

O sector eléctrico é composto por um complexo conjunto de indivíduos e grupos, que se influenciam e que possuem interesses próprios. Um SSD é uma ferramenta útil para melhor compreender o sector eléctrico e testar cenários.

Tendo por base que o preço de venda da electricidade influencia as escolhas dos consumidores, pretende-se testar instrumentos económicos que podem promover simultaneamente a redução dos consumos de electricidade, os impactes ambientais e os custos para os consumidores. Pretende-se também testar os efeitos da subsidiação do preço da tarifa.

O presente SSD é baseado em modelos. O presente SSD pretende ser simples de utilizar, mas também pretende ser completo.

O modelo desenvolvido pode ser genericamente representado pela Figura 3.4:

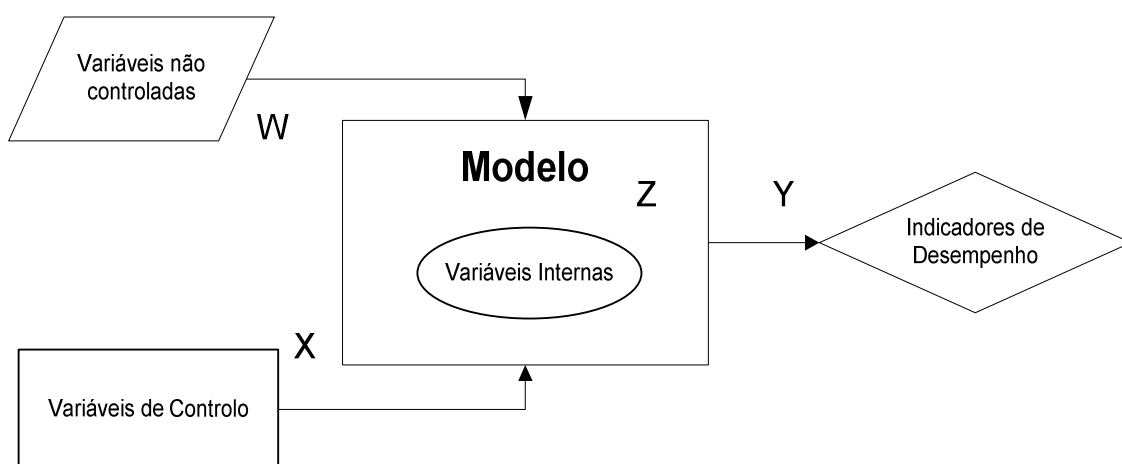


Figura 3.4- Representação genérica do modelo da presente tese

Como entradas, o modelo tem as variáveis de controlo (X) e as variáveis não controladas (W). No núcleo do modelo, existem as variáveis internas (Z), que traduzem as características do sistema. Na saída são apresentados os indicadores de desempenho (Y) que servirão de suporte à decisão do utilizador.

É assumido pelo autor que existe a figura do utilizador que será quem utiliza o SSD para testar medidas. O utilizador pode assumir o papel de um agente único (sendo os restantes agentes parametrizados no modelo) ou pode assumir o papel de diversos agentes em simultâneo.

O SSD desenvolvido possui o diagrama de blocos representado na Figura 3.5.

As saídas geradas pelo Sistema de Suporte à Decisão são custos, preços, incentivos, dados técnicos de produção e práticas de consumo. Dessas saídas há indicadores de desempenho e variáveis internas que alimentam o mecanismo de retroacção. Há dois tipos de retroacção: uma escondida (inacessível ao utilizador) e uma visível (que o utilizador pode alterar ou validar).

O utilizador tem ao seu dispor a decisão de introduzir as medidas que pretende testar.

O SSD desenvolvido na presente tese tem interesse científico mas também tem interesse prático e social.

O utilizador pode ser um dos agentes enunciados no subcapítulo 3.3. ou outros, tais como:

- Grupos da sociedade civil e grupos ambientais;
- Académicos;
- Especialistas do sector da electricidade, energia, ambiente e economia;
- Agentes que gostariam de entender como as reformas fiscais podem ser usados para estimular o uso mais racional da energia e mais sustentável dos recursos;
- Representantes da indústria e dos serviços;
- Outros agentes sociais e políticos;
- Agências de comunicação.

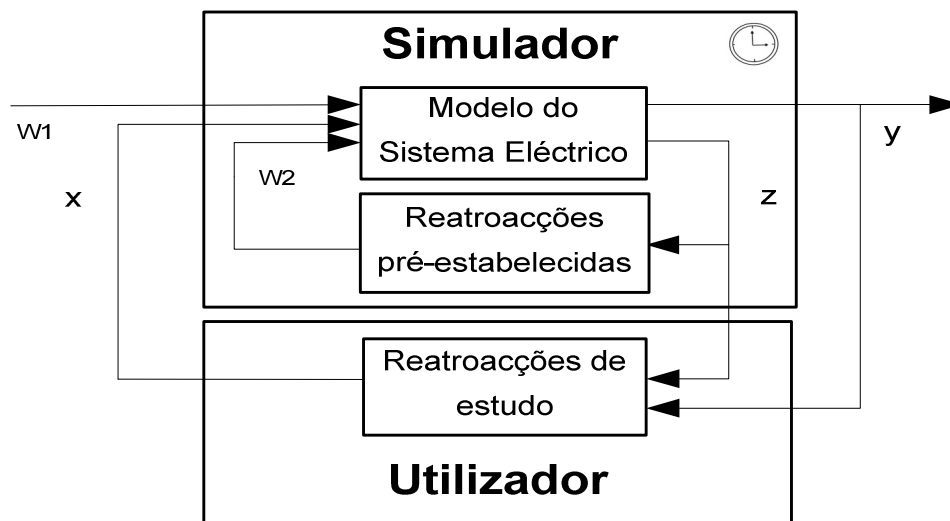


Figura 3.5-Diagrama de blocos geral do Sistema de Suporte à Decisão

As relações entre os agentes pretendem interpretar a forma como eles actuam em conjunto: como se influenciam e como são influenciados. As relações são entre as áreas da energia, economia e ambiente. Algumas relações são imediatas, mas há outras que produzem efeito na situação temporal seguinte (evidenciando os atrasos entre a decisão e o seu efeito).

Com esta tarefa de suporte à decisão não se pretende encontrar a melhor solução: não se procura a melhor medida de política para um determinado objectivo. A principal contribuição para o suporte à decisão é o desenvolvimento do modelo, a construção do SSD e as reflexões sobre os resultados obtidos. Assim, é importante clarificar que o utilizador tem a tarefa determinante de fazer a análise de resultados dos diversos cenários e escolher a solução que melhor se adapta aos seus objectivos.

A Figura 3.6 ilustra o diagrama de modelo. As caixas do diagrama de modelo representam as tarefas. As setas de ligação entre as caixas representam as dependências entre as tarefas e sua direcionalidade. O diagrama do modelo proposto pretende ser o mais preciso e completo possível, embora seja uma simplificação de uma realidade complexa com destaque para as tarefas de tomada de decisão dos agentes. No entanto, foram levados em consideração três critérios: o realismo, a precisão e a generalidade. As variáveis envolvidas no diagrama da Figura 3.6 estão listadas no Quadro 3.2.

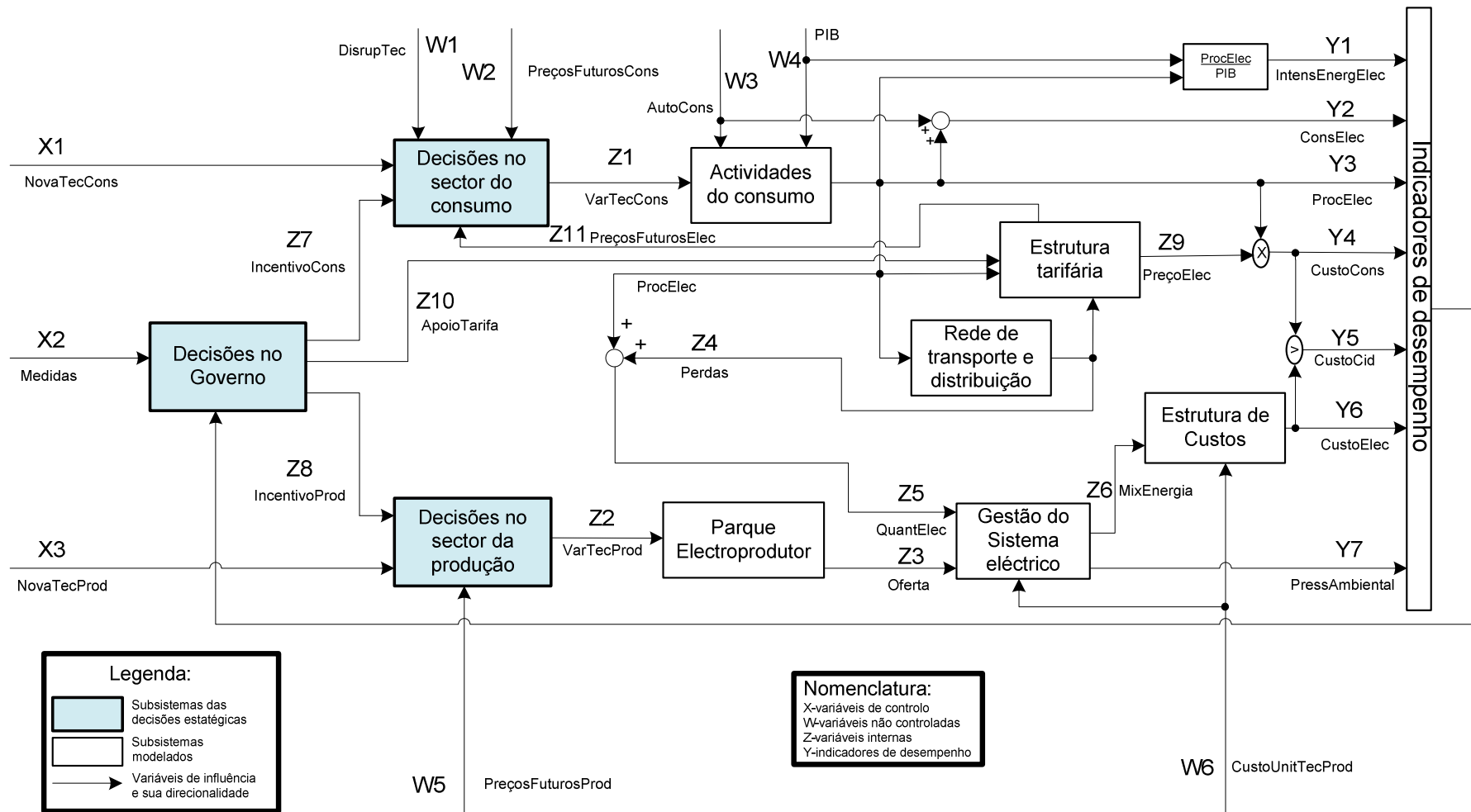


Figura 3.6- Diagrama do modelo conceptual da presente tese

Quadro 3.2- Lista das variáveis envolvidas no diagrama do modelo conceptual

Variável		Descrição
X1	NovaTecCons	Novas tecnologias disponíveis para o sector do consumo
X2	Medidas	Filosofia e critérios políticos
X3	NovaTecProd	Novas tecnologias disponíveis para o sector da produção
W1	DisrupTec	Disrupção tecnológica
W2	AutoCons	Produção descentralizada de electricidade
W3	PreçosFuturoCons	Previsão de preços futuros, para o consumidor, das diversas formas de energia de substituição (da electricidade)
W4	PIB	Produto interno bruto
W5	PreçosFuturoProd	Previsão de preços futuros, para o produtor, das diversas formas de energia primária
W6	CustoUnitTecProd	Custo unitário, por tecnologia, das centrais disponíveis
Z1	VarTecCons	Variação das tecnologias no sector do consumo
Z2	VarTecProd	Variação das tecnologias no sector da produção
Z3	Oferta	Quantidade de electricidade disponível para produção
Z4	Perdas	Autoconsumo e perdas do sector eléctrico
Z5	QuantElec	Quantidade de electricidade produzida
Z6	MixEnergia	Quota de energias primárias para produção de electricidade
Z7	IncentivoCons	Incentivos do Estado ao sector do consumo
Z8	IncentivoProd	Incentivos do Estado ao sector da produção
Z9	PreçoElec	Preço da electricidade ao consumidor definido pelas tarifas (no sistema regulado) ou pelo mercado (no regime livre)
Z10	ApoioTarifa	Incentivos do Estado ao preço de venda de electricidade
Z11	PreçosFuturosElec	Preços futuros da electricidade para o período em análise
Y1	IntensEnerg	Intensidade energética do <i>PIB</i>
Y2	ConsElec	Consumo total de electricidade
Y3	ProcElec	Procura de electricidade à rede
Y4	CustoCons	Custo da electricidade ao consumidor, de acordo com o preço da electricidade ao consumidor definido pelas tarifas (no sistema regulado) ou pelo mercado (no regime livre)
Y5	CustoCid	Custo da electricidade ao cidadão
Y6	CustoElec	Custo total de produção, transporte e distribuição da electricidade
Y7	PressAmbienta	Emissões, ocupação do solo e outros impactes ambientais da produção, transporte e distribuição de electricidade.

As principais relações entre as variáveis do modelo e suas dependências temporais são:

$$VarTecCons_t = f_1(Incen\ tivoCons_{t-1}, VarTecCons_{t-1}, Pre\ c\ osFuturoCons)$$

$$VarTecProd_t = f_2(Incen\ tivoProd_{t-1}, VarTecProd_{t-1}, Pre\ c\ osFuturoProd)$$

$$Oferta_t = f_3(VarTecProd_t)$$

$$Perdas_t = f_4(ProcElec_t)$$

$$QuantElec_t = f_5(ProcElec_t, Perdas_t)$$

$$MixEnergia_t = f_6(Oferta_t, QuantElec_t)$$

$$ProcElec_t = f_7(Pre\ c\ oElec_t, Pre\ c\ oFuturoCons_t, VarTecCons_t, IntensEnerg_t, PIB_t, Incen\ tivoCons_{t-1})$$

$$Custo_t = f_8(Quant_t, MixEnergia_t, TecProd_t, Incen\ tivoProd_{t-1}, Incen\ tivoCons_{t-1})$$

$$Pre\ c\ oElec_t = f_9(QuantElec_t, Incen\ tivoProd_{t-1}, Incen\ tivoCons_{t-1})$$

$$IntensEnerg_t = f_{10}(PIB_t, Incen\ tivoCons_{t-1})$$

$$PressAmbiental_t = f_{11}(VarTecProd_t, MixEnergia_t)$$

A utilização da ferramenta construída na presente tese apresenta uma abordagem de simulação e não de otimização. O objectivo primordial do Sistema de Suporte à Decisão (SSD) desenvolvido na presente tese é quantificar diversas medidas de política, embora também seja possível utilizá-la para encontrar o melhor conjunto de medidas para se alcançar um determinado objectivo.

Esta ferramenta é um trabalho em curso. Os algoritmos em concreto, as variáveis de entrada e os indicadores de desempenho podem ser afinados em função do caso de estudo e da informação disponível.

3.5 Previsão da procura de electricidade à rede

A previsão da procura de electricidade é uma tarefa cada vez mais exigente: os consumidores começaram a reagir aos preços (pelo efeito de esmagamento originado pela actualização da tarifa, pela crise económica e pela diminuição do poder de compra), ponderaram investimentos em melhoria da eficiência energética e há alterações significativas dos padrões de consumo (na forma do seu diagrama de carga e nos seus valores de electricidade consumida). A previsão da procura de electricidade pode ser um problema de curto prazo (prever consumos diários ou semanais) ou de médio e longo prazo (prever consumos mensais ou anuais), existindo partes interessadas e métodos diferentes para cada um dos problemas. A previsão de curto prazo da procura de electricidade é importante para o gestor de sistema, na resposta às flutuações de consumo, planeamento de ações diárias, despacho económico e previsão de preços de energia elétrica em ambientes de mercado, por exemplo. A previsão de médio e longo prazo da procura de electricidade é importante para o Estado e para a área de planeamento, na orientação estratégica do sector eléctrico: decisão de alteração do parque electroprodutor, no reforço da rede, na calendarização da manutenção, nos processos de armazenamento de energias primárias e para a segurança de abastecimento, por exemplo.

Na previsão de curto prazo da procura de electricidade admite-se uma estabilidade das variáveis de influência gerais e foca-se o estudo nas situações em que a procura pode variar significativamente de período para período, dada a sua periodicidade infra-anual (Rosinha, 2014). Por isso, são necessárias amostras de dimensão significativa que permitam captar a tendência da evolução, os fenómenos sazonais e as variáveis de influência pontuais (como, por exemplo, condições climáticas extraordinárias, alteração disruptiva das tecnologias de consumo, renovação significativa do parque electroprodutor ou um acontecimento social expressivo). As metodologias empregues na previsão de curto prazo da procura de electricidade podem ser modelos não-causais e modelos de redes neuronais.

Na previsão de médio e longo prazo, a abordagem é, normalmente, mais estrutural e o foco é obter modelos causais para a evolução do consumo. Procura-se, assim, encontrar relações entre as variáveis em vez de se obterem valores absolutos para uma determinada data, como na previsão de curto prazo. As metodologias empregues na previsão de médio e longo prazo da procura de electricidade podem ser modelos técnico-económicos e modelos econométricos (Carmona, 2006).

Os modelos técnico-económicos aplicados ao sector energético de um determinado país ou região começam num ano base, a partir do qual se constroem cenários de evolução e se faz análise de sensibilidades. Estes modelos tendem a ser bastante detalhados pelo que exigem uma significativa quantidade e qualidade da informação para serem uma representação fiel. Têm sido particularmente úteis na avaliação ex-ante da aplicação de medidas de política ambiental e de promoção da eficiência energética. (Fortes, 2014) Os modelos econométricos baseiam-se em funções económicas e nas observações históricas de diversas variáveis, procurando-se relações entre elas. Os modelos econométricos aplicados à compreensão da evolução da procura de electricidade e à sua previsão assentam em pressupostos económicos:

a sua correlação positiva com os indicadores de desenvolvimento económico, a sua correlação negativa com os preços da electricidade e a sua dependência fontes de energia alternativas, por exemplo (Al-Faris, 2002; Butf, 2001; Ghosh, 2002; Lin, 2003; Tahsin Bakirtas, 2000). Os modelos econométricos incorporam os efeitos de calendário e temperatura com os elementos explicativos da função de procura e têm tido aplicação na previsão a curto prazo (I Moghram, 1989; Papalexopoulos, 1990; Robert Engle, 1989).

Na presente tese é efectuada a previsão de médio e longo prazo da procura esperada de electricidade utilizando-se um modelo econométrico e utiliza-se a abordagem de modelos técnico-económicos para criar cenários de decisão.

Dentro do método econométrico aplicado à procura de electricidade a médio e longo prazo pode-se optar por abordagens mais ou menos desagregadas. Abordagens mais agregadas consideram a procura como um todo e a estudar variáveis que possam influenciar a procura global (Al-Faris, 2002; Lin, 2003; Robert Engle, 1989; Tahsin Bakirtas, 2000). Abordagens mais desagregadas optam analisar detalhadamente cada subsector económico para tentar modelar seus padrões e necessidades de consumo distintos (Boucinha, 1991; Carmona, 2006; Koli Fatai, 2003; Martins, 2006). Na presente tese é efectuada a abordagem desagregada por 3 sectores: famílias, indústria e serviços.

É assumido pelo autor que a evolução do consumo é influenciada pela intensidade energética, pelo nível da actividade económica (descrito pelo indicador PIB), pelo preço de venda da tarifa de electricidade, pelos investimentos em eficiência energética (descritos no capítulo 3.6.1 e no capítulo 3.6.2) e pelos investimentos em autoconsumo (descritos no capítulo 4.5). Assim, é assumido que a evolução do consumo é descrita pela seguinte equação:

$$ProcElec_t = IntensEnerg_{t-1} PIB_t - \delta PreçoElec_t - EficQuantCons_t - Autocons_t \quad \text{Eq. (3.1)}$$

em que

- $ProcElec_t$ é a previsão da procura de electricidade
- $IntensEnerg$ é a intensidade energética em electricidade
- PIB é o Produto Interno Bruto
- $PreçoElec$ é o preço da electricidade
- δ é a elasticidade do consumo ao preço P
- $EficQuantCons$ é a quantidade de redução do consumo pelo investimento efectuado em medidas de eficiência energética
- $Autocons_t$ é a quantidade de electricidade da produção descentralizada.

É assumido pelo autor que a intensidade energética é alterada de ano para ano de acordo com a evolução natural da tecnologia existente no período em análise, de acordo com a reacção do

consumo face ao preço (i.e., com o ajuste das necessidades e nível de conforto) e de acordo com as medidas de eficiência energética aplicadas nos períodos anteriores. Para o ano t , a intensidade energética é dada por:

$$IntEnerg_t = \frac{ProcElec_t}{PIB_t} \quad \text{Eq. (3.2)}$$

A parcela da elasticidade do consumo considera a influência das decisões dos consumidores em variar o seu consumo sem necessidade de investimento de capital (por alteração de comportamentos, por alteração da definição das suas necessidades ou por alteração dos seus padrões de conforto, por exemplo). É nesta parcela que é analisado o efeito de esmagamento da procura por aumento do preço e o efeito do aumento do desperdício energético por diminuição do preço.

É assumido que o preço de venda da electricidade depende da evolução das tarifas e que está relacionado com o parque tecnológico de produção e os incentivos do Estado. É também assumido que a tarifa de venda da electricidade é definida para um valor de consumo esperado e depois ajustada de acordo com o desvio do consumo verificado tal como exposto no subcapítulo 4.8.

A quantidade de electricidade produzida $QuantElec_t$ é a necessária para satisfazer a procura de electricidade à rede, $ProcElec_t$ e suportar as perdas da rede, $Perdas_t$, sendo dada por:

$$QuantElec_t = ProcElec_t + Perdas_t \quad \text{Eq. (3.3)}$$

Esta quantidade de electricidade produzida, $QuantElec_t$, é obtida por despacho, pela gestão do sector eléctrico, das centrais disponíveis. Estas centrais são de diversas tecnologias e possuem diversos valores de capacidade instalada, sendo modeladas por diferentes curvas de custo. O despacho tem como objectivo minimizar o custo total de produção de electricidade considerando as restrições: os limites técnicos de operação (como por exemplo tempo mínimo de arranque, tempo mínimo de paragem e regime de variação de carga) de cada central que devem ser tidos em conta e os mecanismos que privilegiam algumas formas de energia (como por exemplo *feed-in tariff*), por exemplo. É assumido que os factores de emissão são consequência das decisões de despacho, não sendo uma parcela da função objectivo nem componentes das restrições.

Assim, para cada ano, a procura é satisfeita por distribuição da produção pelas tecnologias disponíveis, dada por:

$$QuantElec_t = \sum_i \alpha_{t_i} VarTecProd_{t_i}$$

em que $\alpha_{t_i} \in [0,1]$ é um factor que representa a quota de produção atribuída à tecnologia i .

3.6 Os processos de decisão

3.6.1 Decisão do Estado no apoio ao investimento no sector eléctrico

Existem diversas medidas de política da teoria económica que influenciam o comportamento do sector da energia e das reacções dos agentes. As medidas relevantes disponíveis para o sector de energia estão ilustradas no Quadro 3.3 e no Quadro 3.4. As medidas podem ser regulamentares (definidas por legislação) ou voluntárias (iniciativas promovidas pelos agentes).

Quadro 3.3- Medidas regulamentares e mecanismos de mercado relevantes disponíveis para o sector de energia

Incidência	Directas		Indirectas
	Preço	Quantidade	
Capital	Transferência directa de fundos (e.g. rede de gás natural)	Entrega por concurso	Plano Energético Nacional
	Incentivos fiscais (Créditos e bónus)	Transferência directa de fundos (e.g. veículos eléctricos)	Taxas de juros bonificadas Directivas EU
Produção	<i>Feed-in Tariffs</i> (FIT) na produção em regime especial (PRE)	Bónus ambiental	Restrições de acesso aos mercados
	Bónus ambiental	Certificados verdes (TGC) Rendas (e.g. das centrais eólicas aos municípios)	
Consumo	Quotas de consumo	Tarifas ao consumo	Impostos ao consumo
	Subsidio ao consumo (défice da electricidade e do gás natural)	Procura verde (central de compras do Estado)	Isonções fiscais

Quadro 3.4- Medidas voluntárias relevantes disponíveis para o sector de energia

Incidência	Directas		Indirectas
	Preço	Quantidade	
Capital	Programas de accionistas		Financiamento de tecnologias embrionárias
			I&D (e.g. PV na central da Amareleja)
Produção	Tarifas verdes	Contractos bilaterais de quantidade	Interligações com outros mercados de electricidade
Consumo		Contractos bilaterais na segurança de abastecimento	

O foco das medidas pode incidir no capital, no lado da produção ou no lado do consumo. O capital pode ser próprio, quando pertence à entidade investidora, ou alheio, quando esta se financia junto de um terceiro. No último caso existe, quase sempre, um custo implícito: os juros

a pagar pelo financiamento. Na presente tese, o capital é definido como o recurso financeiro total necessário ao investimento.

A sua acção pode ser directa (no preço ou na quantidade) ou indirecta (através de impostos e incentivos, por exemplo). Existem algumas diferenças entre ambas as medidas, sendo de realçar as seguintes:

- As variações de preços de energia final também têm um impacte sobre os custos de produção e sobre os preços das matérias-primas;
- Um aumento do preço da energia não gera mais receita fiscal para o Estado, não podendo por isso ser utilizado para compensar agentes vulneráveis ou auxiliar sectores estratégicos;
- Psicologicamente, o efeito dos impostos para os consumidores é mais forte do que das variações de preços.

Na presente tese, é adoptada a seguinte definição de subsídios: um subsídio é uma medida que mantém os preços para os consumidores abaixo dos níveis de mercado, ou para os produtores acima dos níveis de mercado ou que reduz os custos para os consumidores e produtores (EIA, 2010).

Os incentivos podem ser benefícios ou penalizações. O Anexo Anexo 4 apresenta com mais detalhe como os incentivos influenciam o comportamento do mercado, através da análise de equilíbrio parcial.

3.6.2 Decisão de investimento no sector do consumo

É assumido pelo autor que o preço actual e os preços futuros de venda de energia (da electricidade e das energias de substituição), os incentivos (disponibilizados pelo Estado) e as poupanças económicas (obtidas pelos consumos evitados por investimento em medidas de eficiência energética) são as variáveis a analisar para a decisão do montante do investimento a aplicar para implementar medidas de eficiência energética. É também assumido pelo autor que esta decisão é baseada no período de retorno do investimento investido.

Assim, são definidos quatro conceitos:

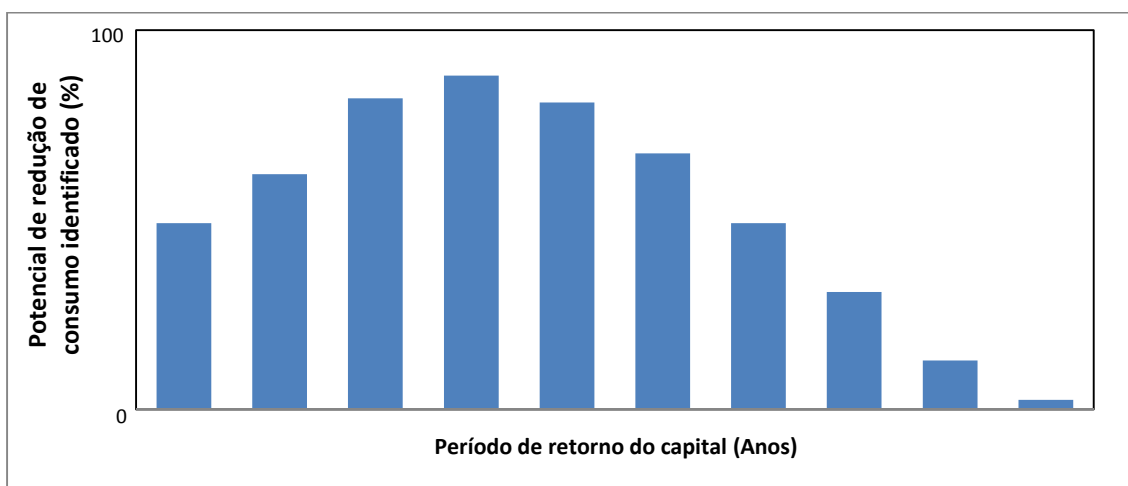
- Potencial de redução do consumo existente, *PoupExist* ;
- Potencial de redução do consumo identificado, *PouplIdentif* ;
- Potencial de redução do consumo implementado, *PoupImp* ;
- Potencial de redução do consumo sobranete, *PoupSobr* .

Considera-se que o potencial de redução do consumo existente, *PoupExist* , é o máximo potencial de redução do consumo de electricidade possível, de acordo com as características tecnológicas existentes no consumo e de acordo com as novas tecnologias disponíveis. Considera-se que o potencial de redução do consumo identificado, *PouplIdentif* , é a fracção De *PoupExist* que é conhecido pelos consumidores e que será equacionado para ser implementado. Considera-se que o potencial de redução do consumo implementado,

$Pouplmp$, é a parte do $Poupldentif$ que os consumidores concretizam através de investimento em medidas de eficiência energética. Considera-se que o potencial de redução do consumo sobranete é dado por:

$$PoupSobr = Poupldentif - Pouplmp .$$

O potencial de redução do consumo identificado é a agregação de diversos potenciais de redução do consumo isolados que se obtém pelas diversas medidas possíveis. Cada uma dessas medidas possui diferentes períodos de retorno do investimento e necessita de diferentes quantidades de investimento. É assumido pelo autor que o $Poupldentif$ tem uma distribuição semelhante ao ilustrado na Figura 3.7.



Adaptado (ADENE, 2010a, 2010b, 2010c)

Figura 3.7- Distribuição do potencial de redução do consumo identificado

O período de retorno é calculado, para cada medida, pela razão entre o que se investe e o ganho económico, conforme a equação seguinte:

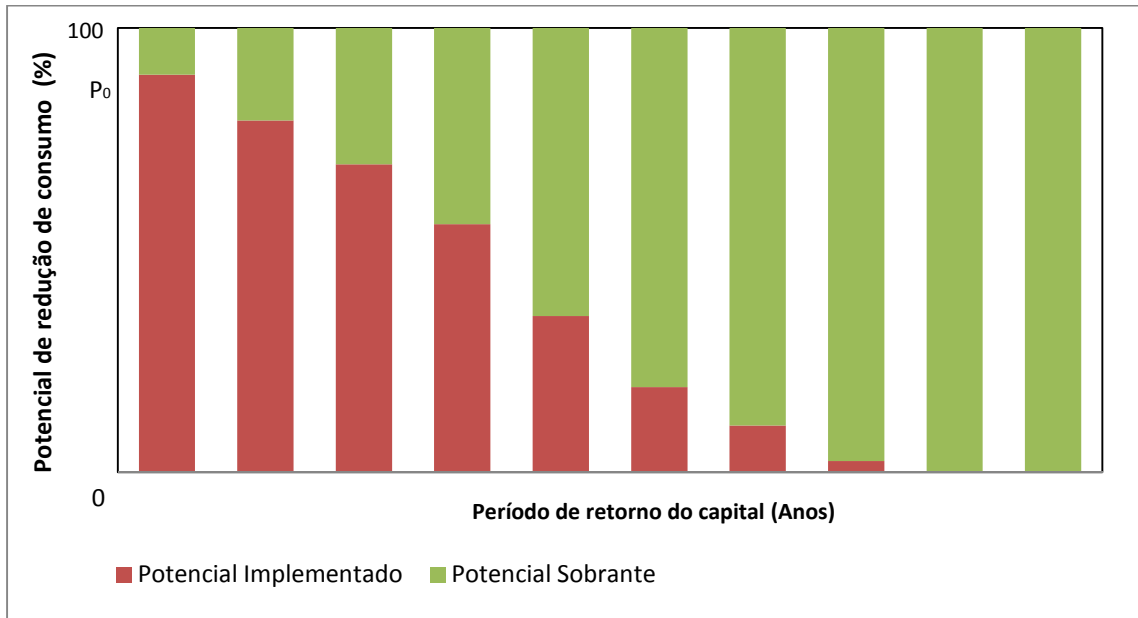
$$\begin{aligned} \text{Período de retorno} &= \frac{\text{Investimento}}{\text{Ganho económico}} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \text{Período de retorno} &= \frac{\text{Investimento} - \text{IncentivoCons}}{\text{Poupanças económicas de electricidade}} \end{aligned} \quad \text{Eq. (3.4)}$$

Em que

$$\text{IncentivoCons} = \text{BenefíciosCons} - \text{PenalizaçõesCons} \quad \text{Eq. (3.5)}$$

É assumido pelo autor que existe um período de retorno do investimento acima do qual nenhum consumidor investe em medidas de eficiência energética, que é designado por

PeriodoMax. É também assumido pelo autor que abaixo desse *PeriodoMax* os consumidores investem de forma parcial, implementando apenas uma parte do potencial de poupança identificado, tendo uma forma como ilustrado na Figura 3.8 e de acordo com a Eq. (3.6). O valor máximo em cada ano, 100%, é o potencial de eficiência energética identificado para esse ano.



Adaptado (Brazão, 2012; Grilo, 2012)

Figura 3.8- Percentagem de redução de consumo de electricidade em função do período de retorno

É assumido pelo autor que a decisão de investimento em redução do consumo, para cada período de retorno do investimento i , é descrita na forma seguinte:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ouplmp_i} = P_0 P_{oupldentif_i} e^{-\frac{1 - \frac{PeriodoMax}{PeriodoMax - i}}{PeriodoMax - i}}, 1 \leq i < PeriodoMax \\ P_{ouplmp_i} = 0, i > PeriodoMax \end{array} \right. \quad \text{Eq. (3.6)}$$

As poupanças económicas são calculadas por:

$$Poupanças\ económicas\ de\ electricidade = ConsumoElectricidadeEvitada \cdot PreçoElec$$

Considera-se que o potencial de redução do consumo sobrante de um determinado ano transita para o ano seguinte e é adicionado ao potencial de poupança identificado desse ano. O potencial de redução do consumo sobrante que transita do ano anterior é reavaliado de acordo com os novos valores de preços, de custos e de incentivos, podendo-se obter um período de retorno do investimento diferente.

3.6.3 Decisão de investimento no sector da produção

O custo de produção pode ser assumido como uma soma de um termo fixo e um variável.

$$C_{prod} = C_v + C_f$$

O custo variável de produção é principalmente devido ao preço variável do combustível e de operação e manutenção variáveis (Domingues, 2005) (Santana, 2006) (Domingues, 2008):

$$C_v = aQ^2 + bQ + c$$

O custo fixo de produção é a soma da amortização do capital, dos custos de operação e manutenção fixos, dos salários e de outros custos não técnicos e pode ser representado por:

$$C_F = \sum_i C_{F_i}$$

em que C_{F_i} são os diversos custo fixos.

Os custos por tecnologia das centrais disponíveis dependem de diversos factores externos ao modelo, como por exemplo dos mercados de energia primária, das energias de substituição e da investigação tecnológica.

O sector da produção é essencialmente capital intensivo (Capex). Assim, a decisão de investimento na produção baseia-se na análise do custo fixo. De uma forma simples, a parcela do custo fixo para cada ano i pode ser representado por (Santana, 2006):

$$C_{F_i} = \frac{Inv_i - I_{res_i}}{n} + (Inv_i - i \frac{Inv_i - I_{res_i}}{n}) a \quad , \quad 0 < i < n$$

em que

- Inv_i é a parte do investimento inicial a ser pago no ano i
- I_{res_i} é o valor residual no ano i
- n é o período de amortização
- a é a taxa de juro

O Estado utiliza incentivos (benefícios ou penalizações) para influenciar os custos fixos ou os custos variáveis do sector da produção.

De acordo com a procura e o parque de produção (a tecnologia, a capacidade instalada, os diversos custos de produção por tecnologia e a legislação) define-se o mix de electricidade que leva a um custo total de produção de electricidade, $CustoElec_t$.

O apoio do Estado ao sector da produção no ano i , designado por $IncentivoProd_i$, que incide no investimento inicial Inv_i , altera a parcela de custo fixo para o ano i para:

$$C_{F_i} = \frac{Inv_i + IncentivoProd_i - I_{res_i}}{n} + (Inv_i + IncentivoProd_i - j \frac{Inv_i - I_{res_i}}{n}) a, \quad 0 < j < n$$

em que

$$IncentivoProd_i = BeneficioProd_i - PenalizaçãoProd_i$$

3.7 As pressões ambientais

A produção de electricidade implica, necessariamente, a exploração de recursos naturais e a transformação de energias primárias, com a conseqüente emissão de poluentes atmosféricos e a produção de resíduos no meio ambiente.

Os factores de emissão de gases de efeito de estufa (GEE), por unidade de energia produzida, dependem dos combustíveis utilizados e da eficiência de produção e transmissão. O aumento da concentração de GEE na atmosfera tem sido apontado como uma das principais causas das alterações no clima, tendo impactes directos negativos sobre os ecossistemas terrestres, nos diversos sectores socio-económicos mundiais, na saúde pública e na qualidade de vida das pessoas em geral. Os principais gases de efeito de estufa identificados são os seguintes (IPCC, 2006):

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorcarbonetos (HFC)
- Perfluorcarbonetos (PFC)
- Hexafluoreto de enxofre (SF₆)
- Trifluoreto de azoto (NF₃)
- Pentafluoride enxofre trifluorometil (SF₅CF₃)
- Éteres halogenados
- Outros halocarbonetos

Os Poluentes Orgânicos Persistentes (POP) são compostos tóxicos altamente estáveis e persistentes no ambiente, resistindo à degradação química, fotolítica e biológica. Têm a capacidade de se bio-acumular em organismos vivos e de serem transportados a longas distâncias pela água, vento ou pelos próprios animais. Actuam negativamente sobretudo como disruptor dos sistemas reprodutivo, imunitário e endócrino, sendo também apontados como carcinogénicos. Um dos POP associado ao sector eléctrico é o Policlorobifenilo (PCB), utilizado em condensadores, transformadores e em líquidos refrigeradores.

A queima de combustíveis fósseis é uma das fontes de emissão de óxidos nitrosos (NO_x), que é o principal gás responsável pelas chuvas ácidas. São ainda libertadas partículas que,

juntamente com o dióxido de enxofre (SO₂), podem provocar problemas respiratórios. Nas centrais eléctricas em Portugal os factores de emissão de SO₂, NO_x e partículas existem mas são limitadas graças às tecnologias de redução (dessulfurização, desnitrificação e despoeiramento) nelas implementadas.

Certas emissões são estequiométricas (dependentes apenas da composição química do combustível), sendo os seus factores de emissão constantes seja qual for a tecnologia de combustão, como é o caso do CO₂ e SO_x. Outras emissões resultam da combustão incompleta e variam com a tecnologia, como é o caso de poluentes como NO_x, CO e partículas.

Na fase de uso, o gás natural revela uma combustão mais limpa nos indicadores de emissões de GEE e gases poluentes da atmosfera. Já nas fases de produção, transporte e distribuição, o gás natural revela pior desempenho que os produtos petrolíferos, devido principalmente às emissões fugitivas. Considerando todo o ciclo de vida (produção, transporte e combustão), o gás natural apresenta um desempenho marginalmente pior que o gasóleo e gasolina nestes indicadores (J. Lopes, 2014).

Ao longo dos anos a emissão de CO_{2e}, proveniente do consumo das energias primárias, foi o indicador de pressão ambiental mais utilizado. Contudo, esta metodologia não representa a globalidade dos reais impactes desse consumo, sendo necessário incorporar outros indicadores que caracterizam todas as fases: extracção de matérias-primas, construção e tecnologia usada na unidade de produção, condições de operacionalidade e ocupação do solo. O indicador emissão de CO_{2e} é aceitável para as tecnologias de produção não renovável, como as centrais termoeléctricas a gás natural ou carvão, cujos impactes maiores são na queima de combustível. Contudo, na produção por fontes de energia renovável, os grandes impactes são na construção da própria infra-estrutura e na ocupação do solo (Higino, 2014). A ocupação do solo pode levar a desequilíbrios ambientais por interferir nos habitats. Assim, foi assumido que a ocupação do solo é uma pressão ambiental a incluir.

Na sector da produção há preocupações ambientais nas centrais existentes e, especialmente, nos novos projectos (EDP, 2014c; Endesa, 2014). Contudo, estão identificadas oportunidades de melhoria do desempenho ambiental por iniciativa dos operadores das centrais e por influência do Estado na produção e no consumo (GEOTA, 2013).

A cada tipo de capacidade instalada de central está associado um factor de poluição γ_{t_i} , sendo as emissões totais dadas por:

$$Emissões_t = \sum_i \gamma_{t_i} \cdot Quant\ Elec_{t_i} \quad Eq. (3.7)$$

3.8 Escolha e relevância dos indicadores de desempenho

Foram assumidos os indicadores de desempenho, apresentados no Quadro 3.5. Os indicadores estão divididos em 4 domínios.

O indicador Pressão ambiental inclui GEE, outros poluentes do ar e da água, ocupação do solo e perda da biodiversidade.

Quadro 3.5- Indicadores de desempenho

Domínio	Indicador de desempenho	Definição	Relevância
Energia	Procura total de electricidade à rede	A quantidade de electricidade solicitada pelos consumidores à rede.	Permite avaliar a eficácia das medidas simuladas na dependência energética e na redução do desperdício de energia.
	Consumo total de electricidade	A soma da procura total de electricidade à rede com o autoconsumo.	
Eficiência	Intensidade energética eléctrica	Razão entre o valor global da electricidade consumida e o produto interno bruto.	Permite avaliar a eficiência energética eléctrica associada à economia.
Socio-económico	Custo facturado na tarifa ao consumidor	A quantidade monetária despendida pelos consumidores para receberem a electricidade da rede.	Permite avaliar a contribuição económica dos consumidores, cobrada pela tarifa.
	Custo total ao consumidor	A soma do custo facturado ao consumidor com os investimentos próprios em eficiência energética e autoconsumo.	Permite avaliar o peso da electricidade no orçamento familiar e nos custos da indústria e serviços.
	Custo total da electricidade	O montante total necessário para entregar a electricidade aos consumidores.	Permite avaliar a eficiência do sistema de produção, transporte e distribuição de electricidade.
	Custo total ao cidadão	O valor máximo entre o custo facturado ao consumidor e o custo total da electricidade.	Permite avaliar o custo real da electricidade e apurar os subsídios escondidos.
Ambiente	Pressão ambiental	Inclui todos os impactes do ciclo de vida da energia.	Permite avaliar o impacte ambiental do sector eléctrico.

4 Caso de estudo: sector eléctrico Português

4.1 Definição do caso de estudo

O caso de estudo é o sector eléctrico Português com foco no papel do consumidor e no papel do Estado legislador.

Na análise, foi considerado um período temporal de 10 anos. Para além dos dados não permitirem previsões de longo prazo (a série temporal histórica disponível da procura de electricidade à rede é de 19 anos), estudos com maior período temporal não são relevantes porque os consumidores não demonstram interesse nesses investimentos (ADENE, 2010b; AEP, 2015; APREN, 2011; Boucinha, 1991; Brazão, 2012; Grilo, 2012) e não é do interesse do legislador (porque o Governo em Portugal não se mantém em funções tanto tempo).

Durante a simulação do modelo, vários agentes interagem: os consumidores (divididos em famílias, indústria e serviços), um sector de produção (com várias tecnologias) e o Estado (como regulador e na implementação de medidas de política).

4.2 Implementação do Sistema de Suporte à Decisão

No processo de implementação do modelo para o caso de estudo escolhido foi dado relevo à previsão da procura de electricidade à rede. Pretendeu-se compreender o mecanismo da série temporal histórica para descrever o seu comportamento. Evitaram-se modelos capazes de descrever os processos de geração de uma variedade de séries temporais mas sem levar em conta as relações de causa-efeito que geraram as séries. Assim, para a previsão da procura foi utilizado a regressão linear múltipla (Barros, 2014). Procurou-se encontrar uma função que definisse a relação da procura com as variáveis explicativas PIB (por ser um pressuposto dos modelos convencionais) e preço (por ser este que exerce influência no comportamento dos consumidores). A equação obtida deve representar o fenómeno real, não sendo suficiente ser fiel apenas matematicamente: foram rejeitadas as equações que, embora se aproximem dos valores históricos, não expliquem satisfatoriamente o fenómeno em estudo.

Para cada tipo de consumidor, as medidas de eficiência são compostas por diversos pares de valores: a percentagem da poupança e o de investimento necessário. É considerada a reacção dos consumidores à variação do preço e a tomada de decisão em investimentos em eficiência energética e autoconsumo. Pretende-se assim combinar a análise macroeconómica top-down com a análise tecnológica bottom-up.

Foi considerado que a tecnologia disponível para produção de electricidade e os limites de produção por tecnologia e o mix energético são dinâmicos. Esta opção traz a vantagem de permitir de uma forma simples considerar outras características para as centrais, como o tempo de vida útil, o estado fora de serviço (devido a falha, manutenção ou outras), o estado entrada em serviço, o reforço na capacidade instalada e o início de operação de novas centrais, por exemplo.

A Figura 4.1 apresenta o núcleo central do SSD implementado.

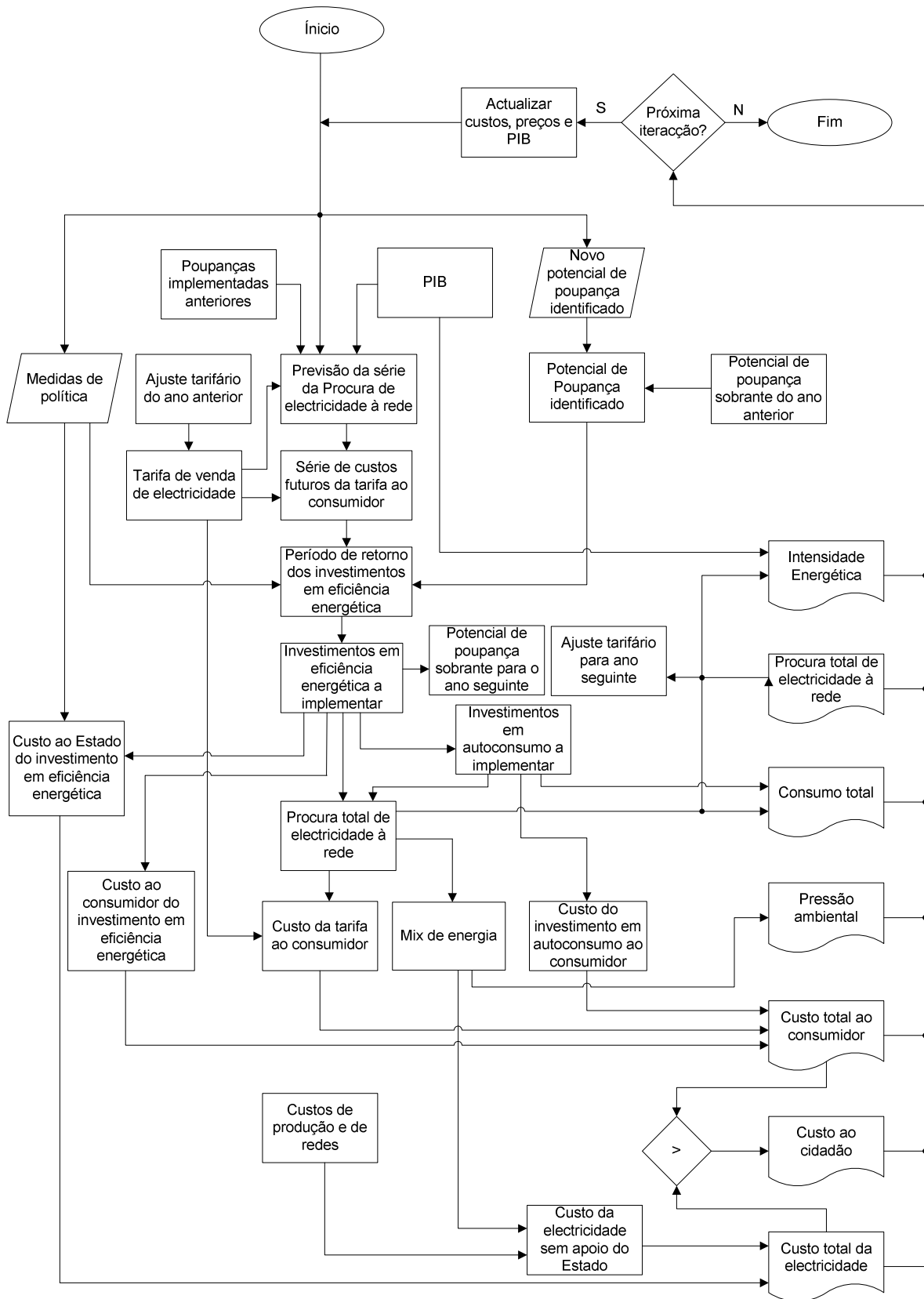


Figura 4.1- Núcleo central do SSD implementado

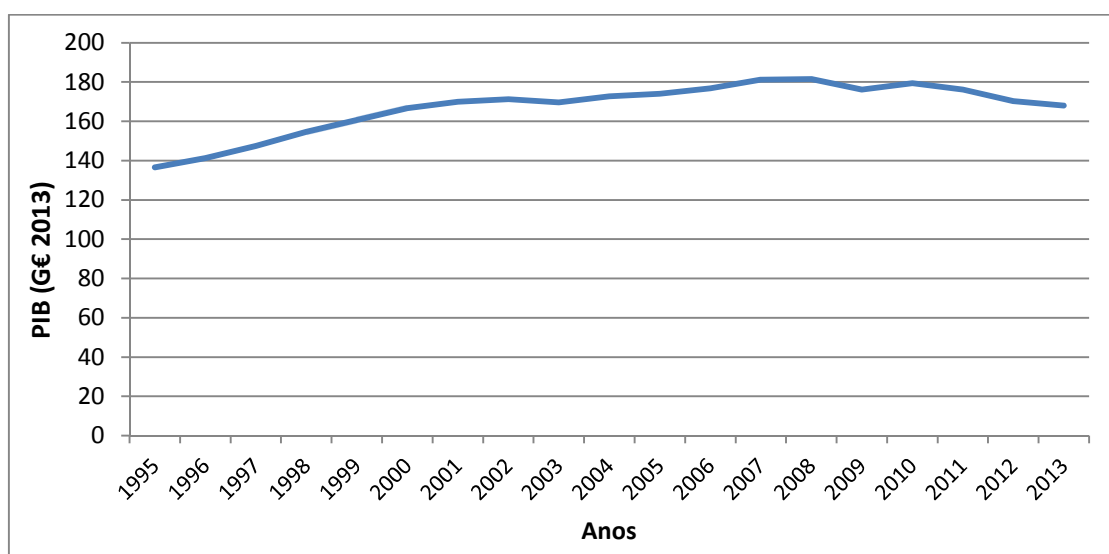
Por simplificação do estudo, para evitar perda de foco no tema e para melhorar a implementação, admitiram-se diversas simplificações:

- As variações do regime hidrológico e do vento foram substituídas por um índice de produtividade unitário. Foi assumido que a capacidade instalada do parque electroprodutor se mantém ao longo de todo o período em análise;
- A diminuição do consumo provoca a alteração do custo médio de referência, logo na recuperação dos custos incorridos pelos produtores, tendo sido utilizadas as fórmulas de cálculo da tarifa e as fórmulas de ajuste face ao consumo esperado definidas pela ERSE (ERSE, 2015b);
- Além das correlações por uma função matemática perfeitamente determinada, a representação de uma série temporal pode incluir um componente estocástico (técnica de Monte Carlo). Esta técnica seria apropriada para estudos de sensibilidade à variabilidade de fenómenos climáticos (que está fora do âmbito da presente tese).

No sentido de tornar os resultados do modelo mais rigorosos, a modelação de cada uma destas componentes poderá ser desagregada, ou o modelo central ligado a outros modelos (por exemplo, macroeconómicos, tecnológicos e climáticos).

4.3 Caracterização energética, económica e ambiental de Portugal

A Figura 4.2 ilustra a evolução anual do Produto Interno Bruto (PIB) real em Portugal. O PIB representa a soma (em valores monetários) de todos os bens e serviços finais produzidos durante um determinado período. Para o PIB, consideram-se apenas bens e serviços finais, excluindo do cálculo todos os bens de consumo de intermediário, de modo a evitar a dupla contagem. O PIB é um dos indicadores mais utilizados na macroeconomia com o objectivo de quantificar a actividade económica de uma região.

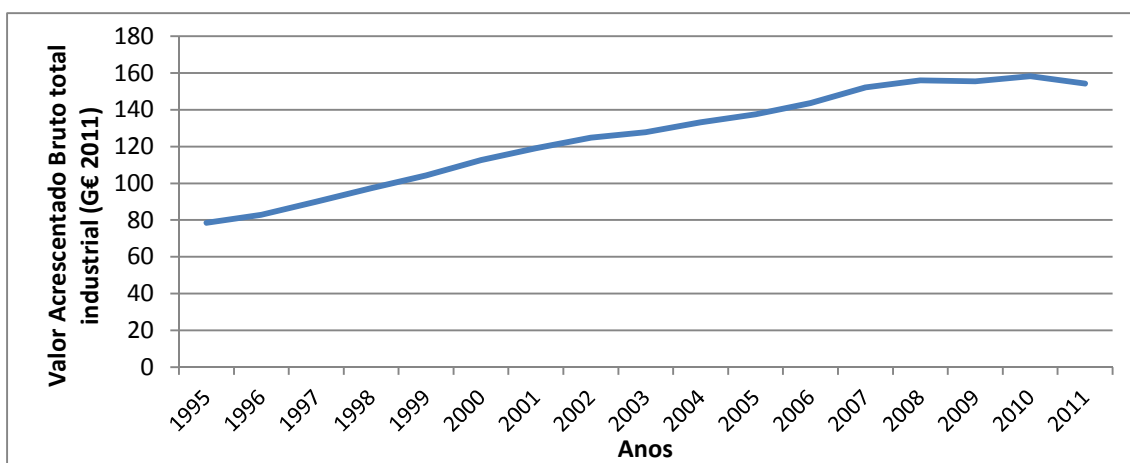


Fonte: (BdP, 2014)

Figura 4.2- Evolução do PIB em Portugal

O PIB real da Figura 4.2 é calculado a preços constantes, para o ano base 2013. Por observação da Figura 4.2 verifica-se que até 2008 o PIB cresceu e desde 2009 tem vindo a diminuir.

A Figura 4.3 ilustra a evolução do Valor Acrescentado Bruto (VAB) total Industrial. O VAB é constituído pelo valor acrescentado por cada unidade produtiva, obtido pela diferença entre o valor das vendas e o valor das compras efectuadas para realizar a produção. Para se obter o PIB, ao total do VAB por ramos de actividade somam-se os impostos e subtraem-se os subsídios sobre os produtos.

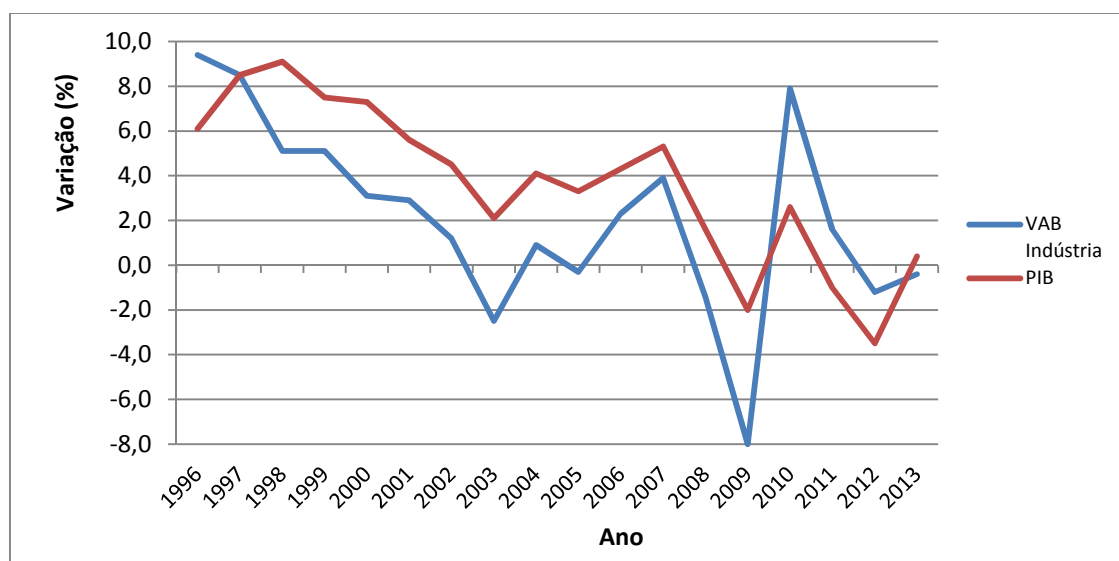


Fonte: (INE, 2014)

Figura 4.3- Valor acrescentado bruto total Industrial

Por observação da Figura 4.3 verifica-se que até 2010 o VAB da indústria cresceu e de 2010 a 2011 esteve a diminuir.

A Figura 4.4 ilustra a variação do PIB e a variação do VAB Industrial em Portugal.

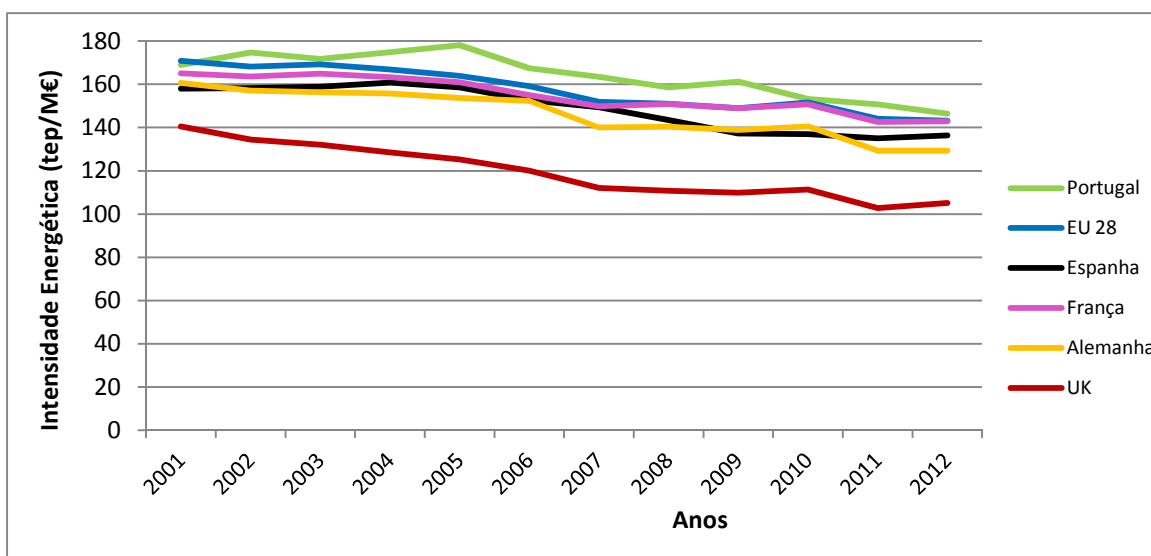


Fonte: (Pordata, 2014)

Figura 4.4- Consumo energético por unidade de VAB Industrial em Portugal

Por observação da Figura 4.4 verifica-se que a forma da variação do PIB e a forma da variação do VAB são semelhantes, excepto para os anos de 1996 e 1997. Neste período, o peso da indústria na economia caiu (havendo até uma diminuição de 20% dos empregos industriais), justificado pelo outsourcing: a indústria deixou de desempenhar algumas funções de natureza terciária, passando a recorrer ao mercado (ou seja, a empresas de serviços).

A Figura 4.5. ilustra a intensidade energética, em energia primária, da economia em Portugal e nos principais países concorrentes. A intensidade energética é a razão do consumo de energia pelo PIB e é um indicador da eficiência de um país.



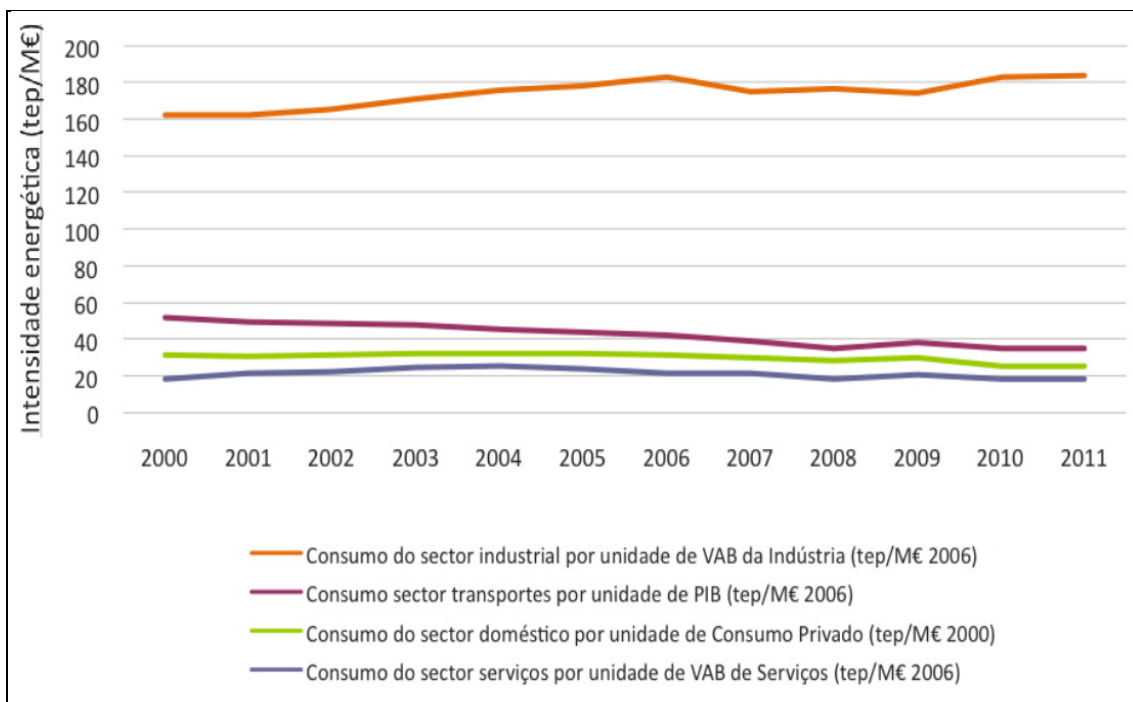
Fonte: (EuroStat, 2014)

Figura 4.5- Intensidade energética em energia primária da economia

Por observação da Figura 4.5 verifica-se que, em Portugal, a intensidade energética aumentou até 2005 e que depois tem vindo a diminuir (excepto de 2008 para 2009). Por observação da Figura 4.5 verifica-se também que há uma tendência generalizada de diminuição da intensidade energética nos restantes países em todo o período. A intensidade energética em Portugal é sempre superior à dos países aqui apresentados.

A Figura 4.6 ilustra a evolução da intensidade energética por sector em Portugal.

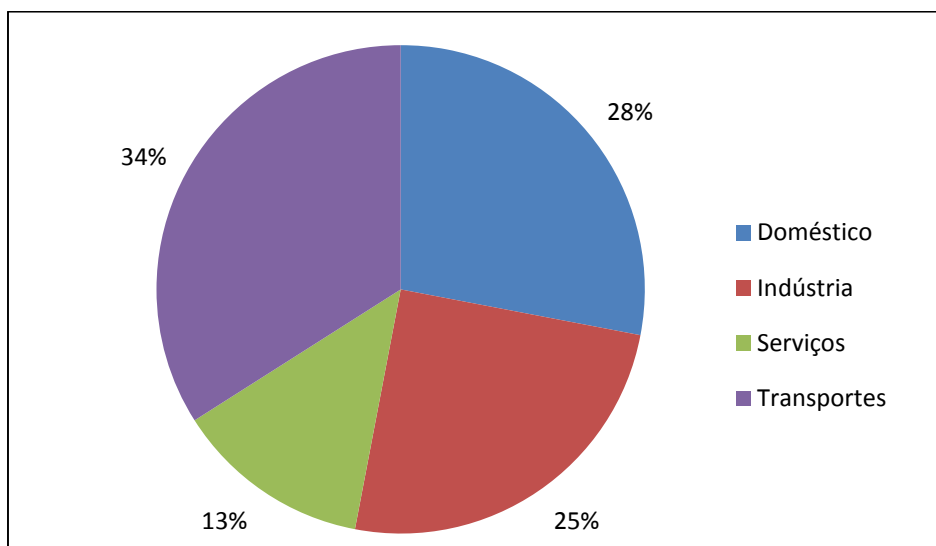
Por observação da Figura 4.6 verifica-se que a intensidade energética na indústria aumentou até 2006, teve uma descida moderada até 2009 e depois voltou a crescer. A intensidade energética do sector dos transportes e das famílias tem descido ao longo do período. A intensidade energética dos serviços aumentou até 2004, desceu até 2006 e depois manteve-se praticamente constante.



Fonte: (DGEG, 2011a)

Figura 4.6-Evolução da intensidade energética por sector em Portugal

A Figura 4.7 ilustra a divisão do consumo de energia por sector em 2013.

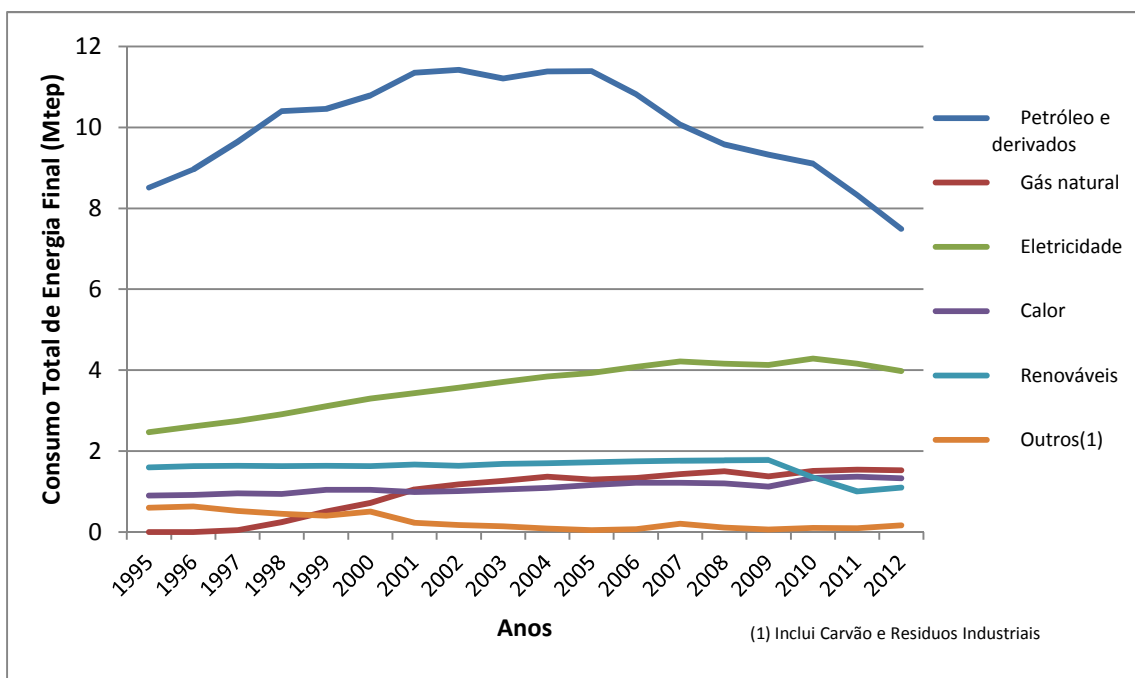


Fonte: (DGEG, 2014)

Figura 4.7- Divisão do consumo de energia por sector em 2013

Por observação da Figura 4.7 verifica-se que, em 2014, o maior consumo de energia é no sector dos transportes e o menor consumo de energia é nos serviços. O consumo de energia nas famílias e na indústria é semelhante. Esta divisão do consumo de energia tem sido semelhante em anos anteriores a 2014.

Apenas parte desta energia é electricidade. A Figura 4.8 ilustra o consumo total de energia final por tipo de fonte.



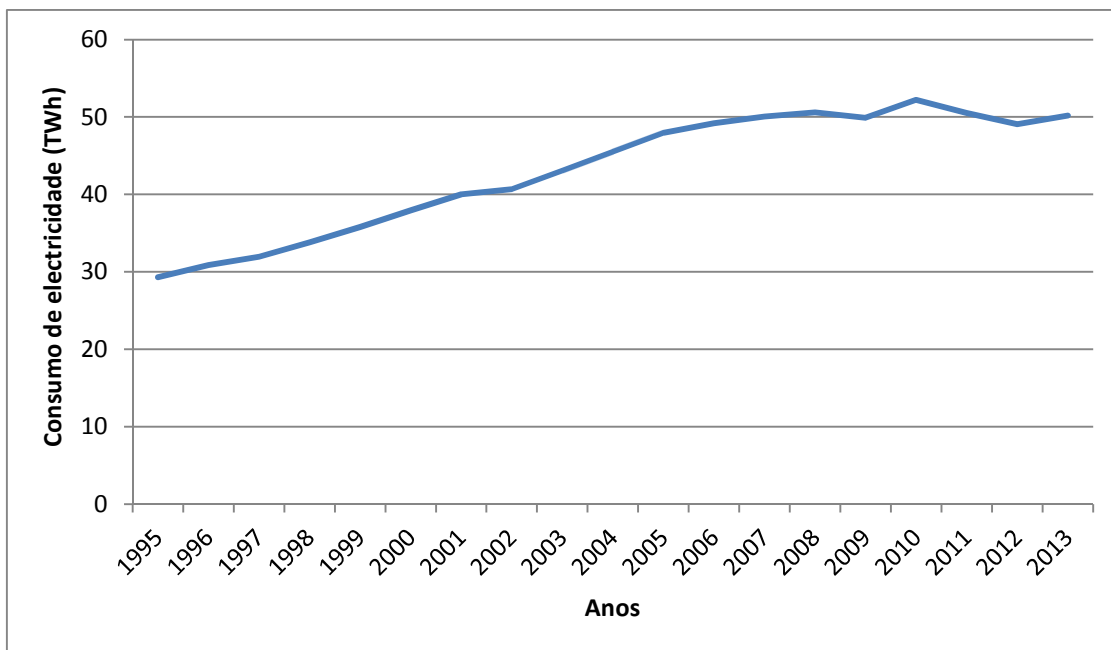
Fonte: (DGEG, 2014)

Figura 4.8- Consumo total de energia final por tipo de fonte

Por observação da Figura 4.8 verifica-se que o maior consumo de energia é de petróleo e seus derivados. O consumo petróleo e seus derivados cresceram significativamente até 2000, manteve-se praticamente constante até 2005 e a partir dessa data diminuiu significativamente. O gás natural foi introduzido em 1998, teve um crescimento até 2004 e depois manteve-se praticamente constante. As renováveis mantiveram-se praticamente constantes até 2009 e tiveram uma diminuição a partir dessa data. O consumo de electricidade, que é a segunda maior fonte de energia final do consumo total, era cerca de 25% do consumo de petróleo e derivados em 1995 e em 2012 era menos de metade.

A Figura 4.9 ilustra a evolução do consumo de electricidade em Portugal.

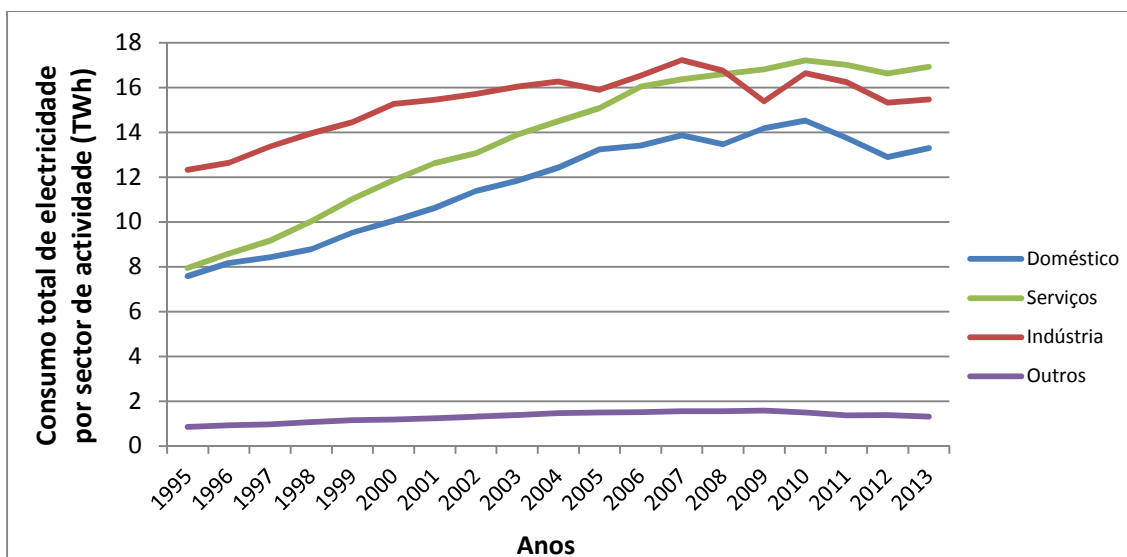
Por observação da Figura 4.9 verifica-se que o consumo de electricidade teve um crescimento com taxa quase constante até 2009. A partir de 2009 houve uma diminuição de consumo, tendo sido invertido a partir de 2012. O Anexo Anexo 7 descreve a evolução do sector eléctrico em Portugal.



Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.9- Evolução do consumo de electricidade em Portugal

A Figura 4.10 ilustra a evolução do consumo de electricidade em Portugal por sector de actividade.



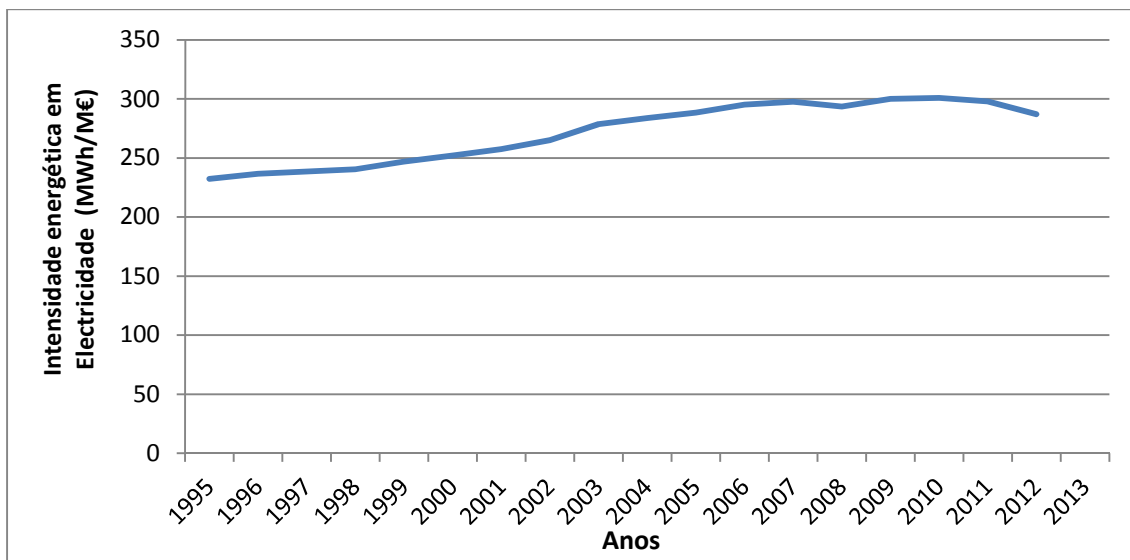
Fonte: (DGEG, 2014)

Figura 4.10- Evolução do consumo de electricidade em Portugal por sector de actividade

Por observação da Figura 4.10 verifica-se que há um crescimento em todos os sectores até 2006. A partir de 2006 e até 2009 há uma alteração na estrutura dos consumos de electricidade, diminuindo no sector Industrial (devido a investimentos em eficiência energética) e aumentando nos sectores dos serviços e doméstico. A partir de 2009 verifica-se um

decrecimento generalizado (causado pela crise económica de 2008 e pelo abrandamento da economia nacional), com tendência de inversão a partir de 2012.

A Figura 4.11 ilustra a intensidade energética em electricidade da economia em Portugal.

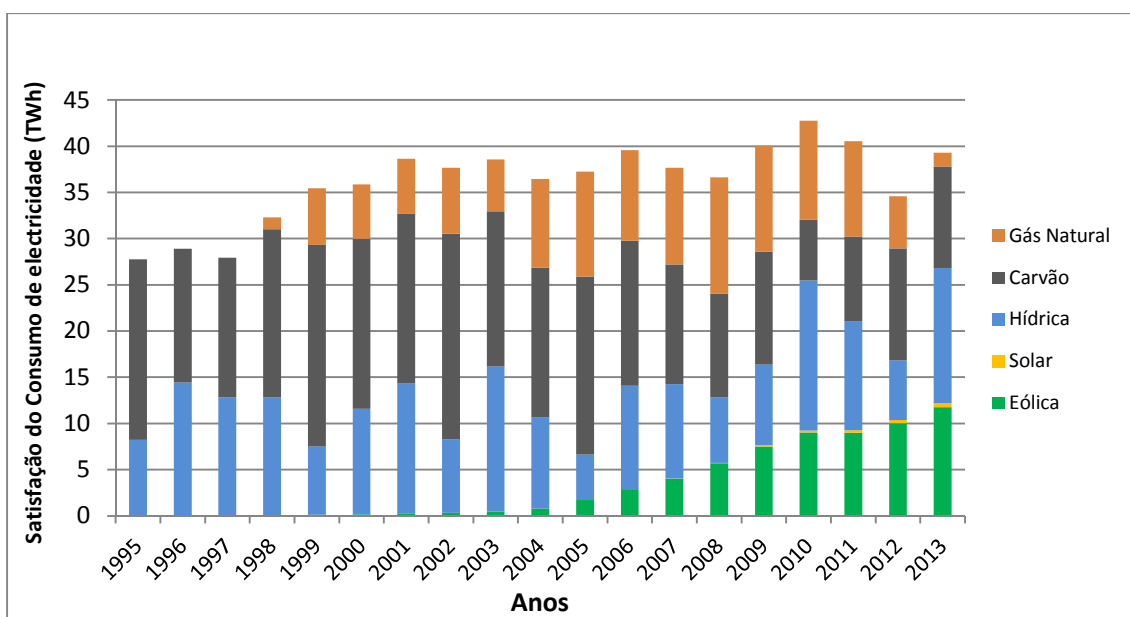


Fonte: (DGEG, 2014)

Figura 4.11- Intensidade energética em electricidade da economia em Portugal

A intensidade energética em electricidade é a razão do consumo de electricidade pelo PIB.

Em Portugal, a produção de electricidade é efectuada com o recurso a diversas tecnologias que utilizam diferentes fontes de energia primária. A Figura 4.12 ilustra a satisfação do consumo de electricidade em Portugal, apresentando a quota das energias primárias na produção de electricidade.

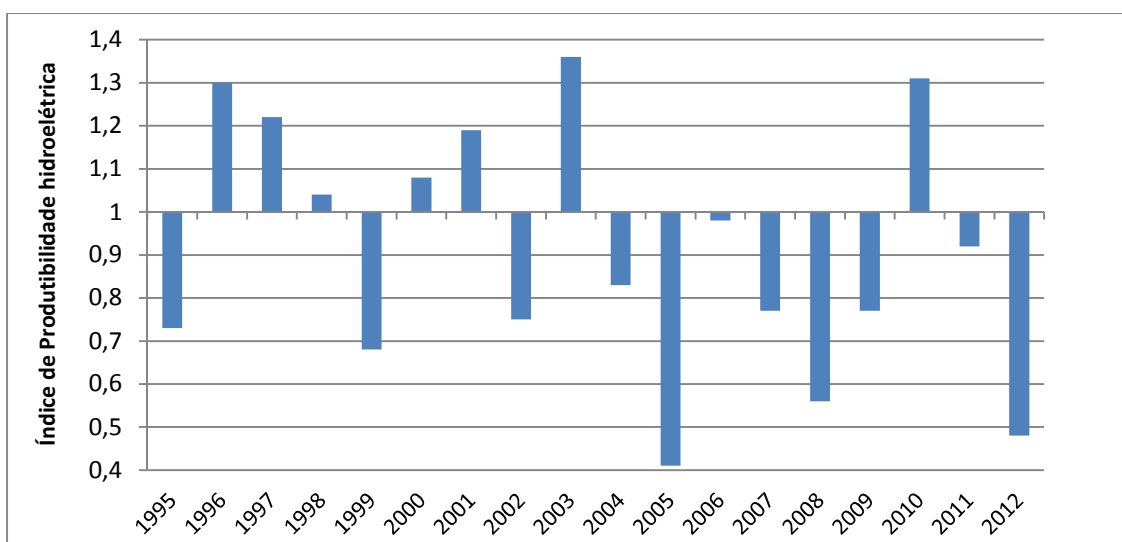


Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.12- Satisfação do consumo de electricidade em Portugal

Por observação da Figura 4.12 verifica-se que uma percentagem bastante elevada da electricidade produzida em Portugal que era de origem térmica tem vindo a ser substituída por energias renováveis. Em Portugal não há produção com recurso à energia nuclear. O gás natural foi introduzido em 1998, tendo ocupado parte da quota da tecnologia a carvão. A energia solar para produção de electricidade em Portugal tem baixa quota de produção e está essencialmente centralizada na central da Amareleja. Por observação da Figura 4.12 verifica-se também que a energia hídrica era a segunda maior fonte de energia primária, mas tem vindo a diminuir significativamente a sua produção, embora continua a ter uma quota significativa das energias primárias. Esta forma de energia primária tem a vantagem tecnológica de entrar em serviço rapidamente, mas apresenta a desvantagem ambiental de alteração do habitat e da ocupação do solo.

A Figura 4.13 ilustra o índice de produtividade hidroeléctrica. O índice de produtividade hidroeléctrica é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

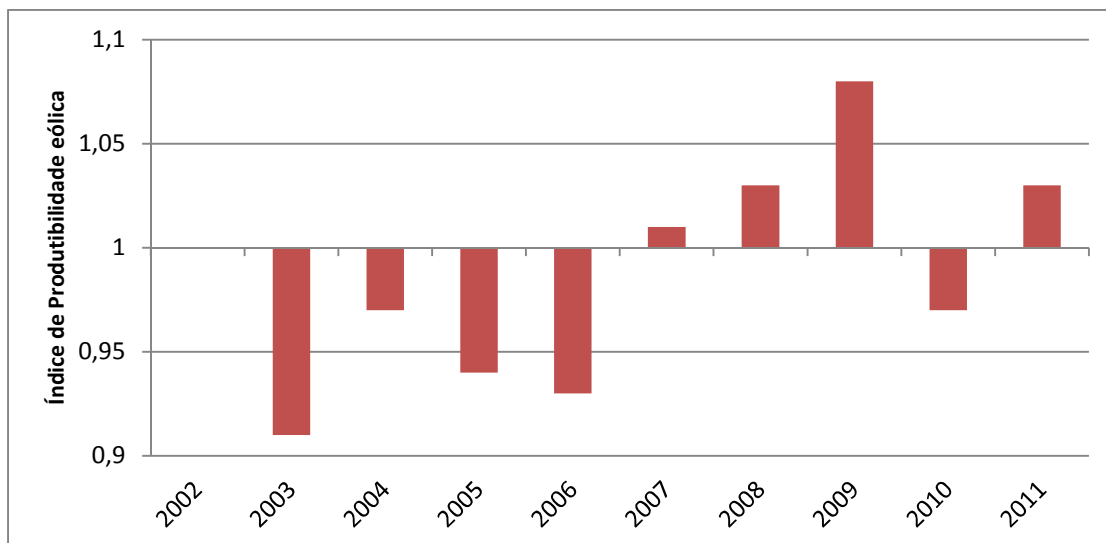


Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.13- Evolução do índice de produtividade hidroeléctrica em Portugal

Por observação da Figura 4.13 verifica-se que a energia hídrica é volátil, apresentando um intervalo de incerteza de 40%.

As centrais hídricas com albufeira têm vindo a ser utilizadas para armazenamento de energia, especialmente de energia eólica durante as horas de vazio, recorrendo-se à bombagem. A Figura 4.14 ilustra o índice de produtividade eólica. O índice de produtividade eólica é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via eólica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime eólico médio.

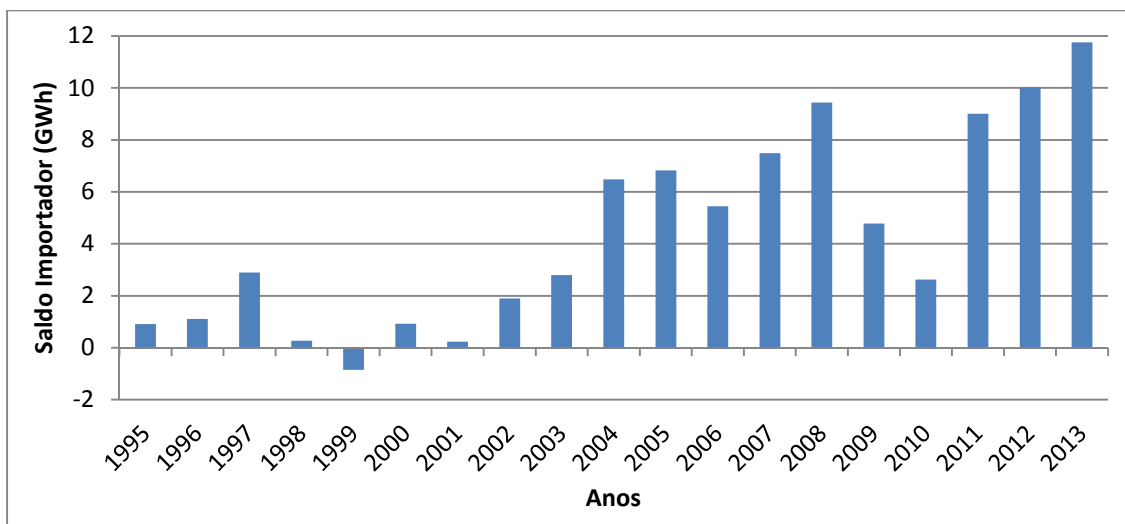


Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.14- Evolução do índice de produtividade eólica em Portugal

Por observação da Figura 4.14 verifica-se que a energia eólica é pouco volátil apresentando um intervalo de incerteza de 10%.

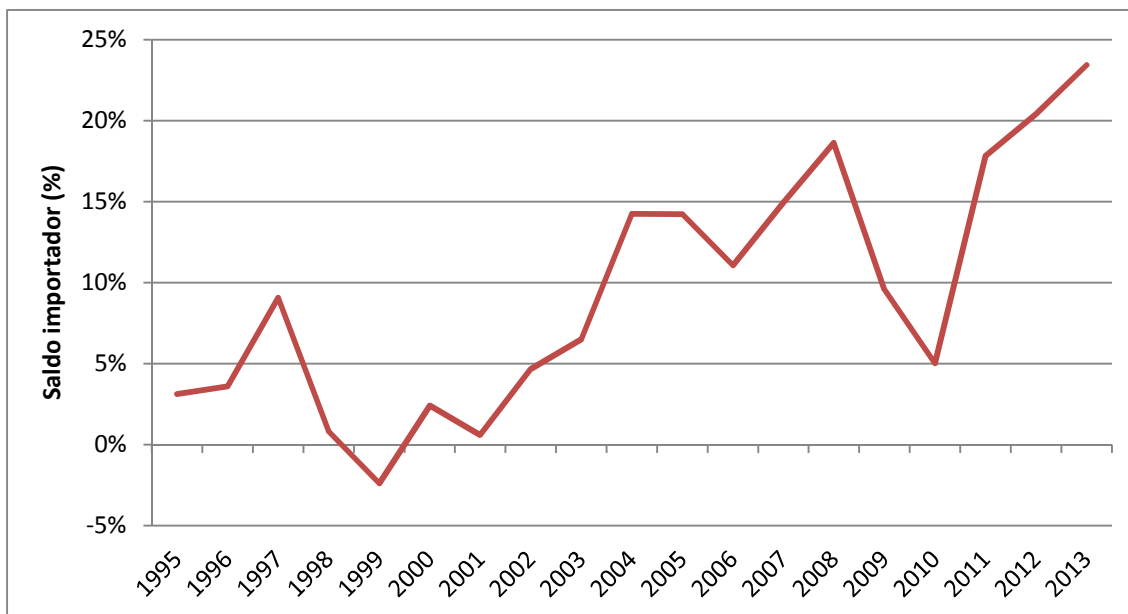
Em Portugal, a produção de electricidade é complementada com importação de electricidade através das interligações com Espanha. A Figura 4.15 ilustra o saldo importador total por ano.



Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.15- Saldo importador de electricidade em Portugal (GWh)

A Figura 4.16 ilustra o saldo importador percentual por ano.

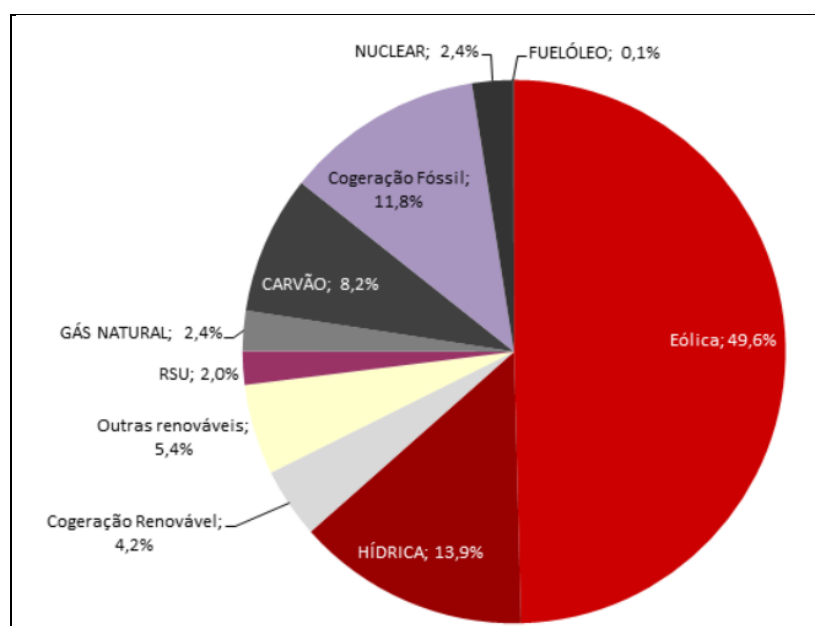


Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.16- Saldo importador de electricidade em Portugal (%)

A entrega de electricidade ao consumidor final é efectuada pela actividade de comercialização. A comercialização é uma actividade livre, em que os consumidores escolhem e trocam de comercializador de electricidade sem qualquer tipo de encargo adicional. Em Portugal, em 2013, os principais comercializadores de electricidade eram a EDP Serviço Universal, Iberdrola e GALP.

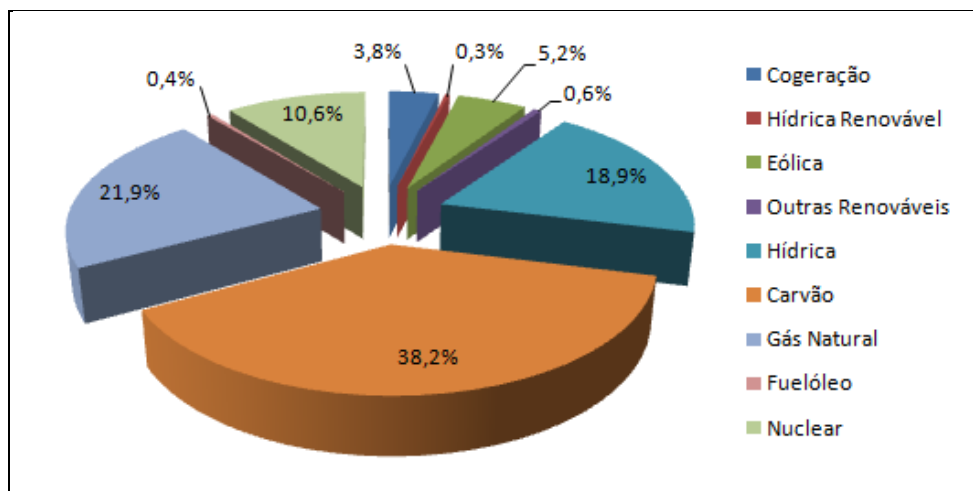
A Figura 4.17 ilustra a quota de energia primária na comercialização de electricidade pela EDP Serviço Universal em Portugal em 2013.



Fonte: (EDP, 2014b)

Figura 4.17- Quota de energia primária na comercialização de electricidade pela EDPSU em Portugal em 2013

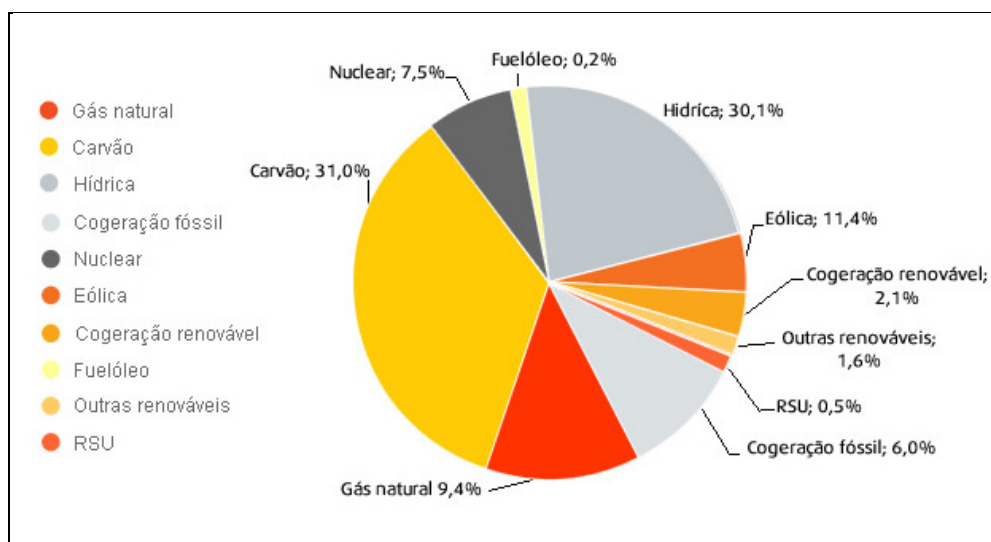
A Figura 4.18 ilustra a quota de energia primária na comercialização de electricidade pela Endesa em Portugal em 2013.



Fonte: (Endesa, 2014)

Figura 4.18- Quota de energia primária na comercialização de electricidade pela Endesa em Portugal em 2013

A Figura 4.19 ilustra a quota de energia primária na comercialização de electricidade pela GALP em Portugal em 2013. Atualmente, a Galp Energia adquire toda a electricidade que comercializa ao OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Electricidade). Desta forma, a quota de energias primárias associado à electricidade comercializada pela Galp Energia depende da energia transaccionada em mercado.

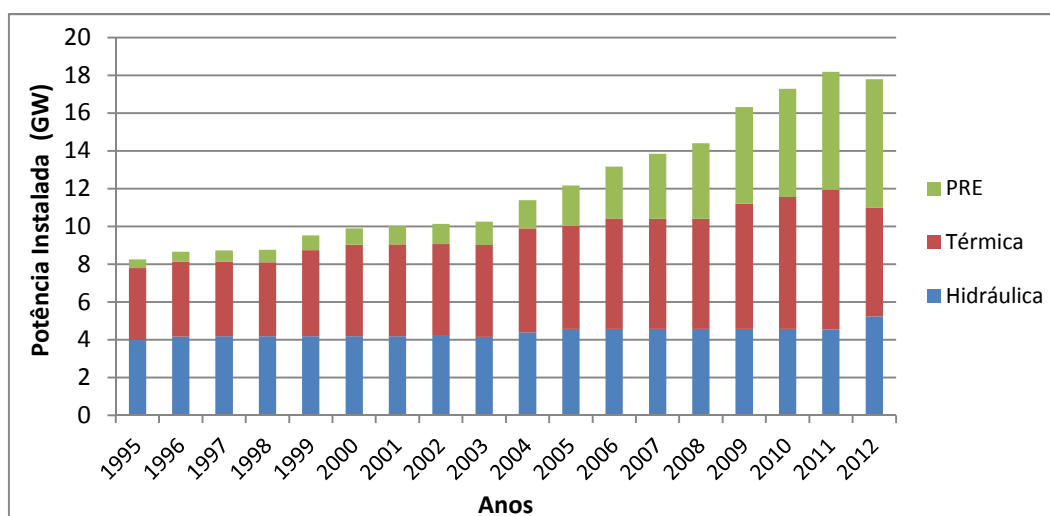


Fonte: (GALP, 2014)

Figura 4.19- Quota de energia primária na comercialização de electricidade pela GALP em Portugal em 2013

Por observação da Figura 4.17, da Figura 4.18 e da Figura 4.19 verifica-se que existe produção de electricidade por energia nuclear, apesar de Portugal não ter nenhuma central com esta tecnologia. A quota de energia nuclear existente em Portugal é energia importada de Espanha

pelos comercializadores. Verifica-se também que a cogeração se situa entre os 2 e os 4% e que existe uma quota de energia proveniente da queima de resíduos sólidos urbanos (RSU). A energia dominante na EDPSU é a eólica, mas na Endesa e na GALP é o carvão.



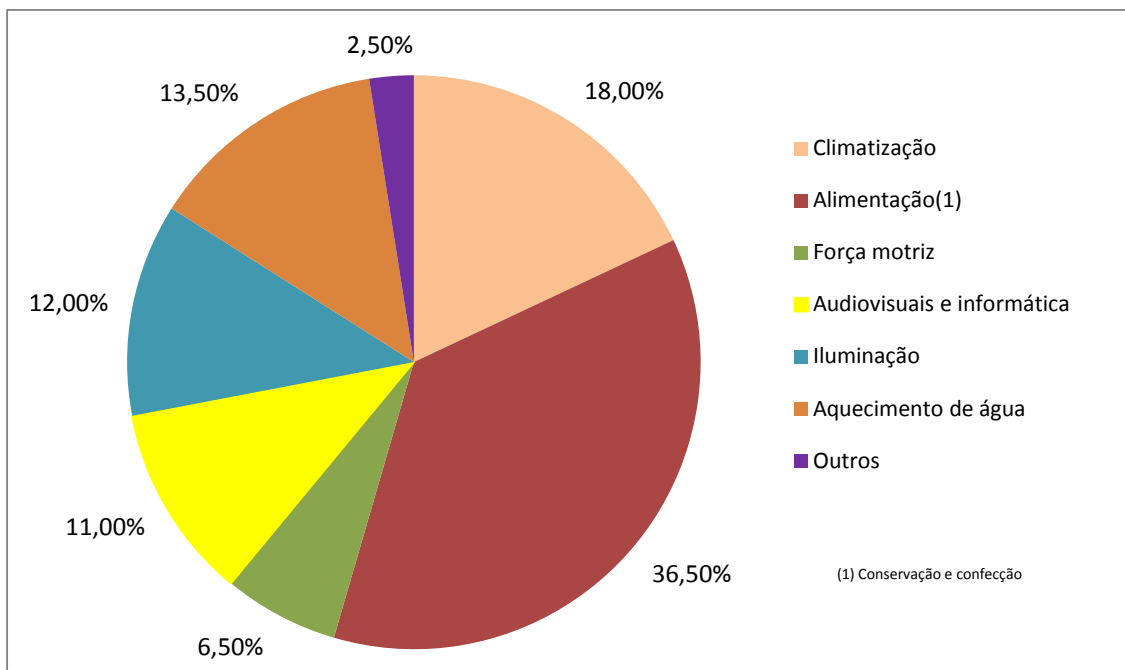
Fonte: (REN, 2014)

Figura 4.20- Evolução da potência eléctrica instalada em Portugal

A Figura 4.20 ilustra a evolução da potência eléctrica instalada. Por observação da Figura 4.20 verifica-se que a potência instalada hídrica se manteve praticamente constante até 2012 e depois teve um acréscimo. Em 2012 entrou em serviço a nova central de Alqueva II, reversível, com 254 MW. Contudo, verificaram-se condições hidrológicas extremamente desfavoráveis ao longo de todo o ano, com um índice de hidraulicidade de apenas 0,48 conforme se observa na Figura 4.13.

4.4 Potencial de investimento em eficiência energética no consumo

Saber como os consumidores usam a energia é fundamental para a implementação de medidas de poupança de energia. Em Portugal, em 2010, havia mais de 5 milhões de consumidores domésticos de electricidade com o consumo, dividido pela utilização, conforme ilustrado na Figura 4.21. Nestes dados é assumido que cada habitação tem um elevador com um consumo médio de 250kWh/ano.

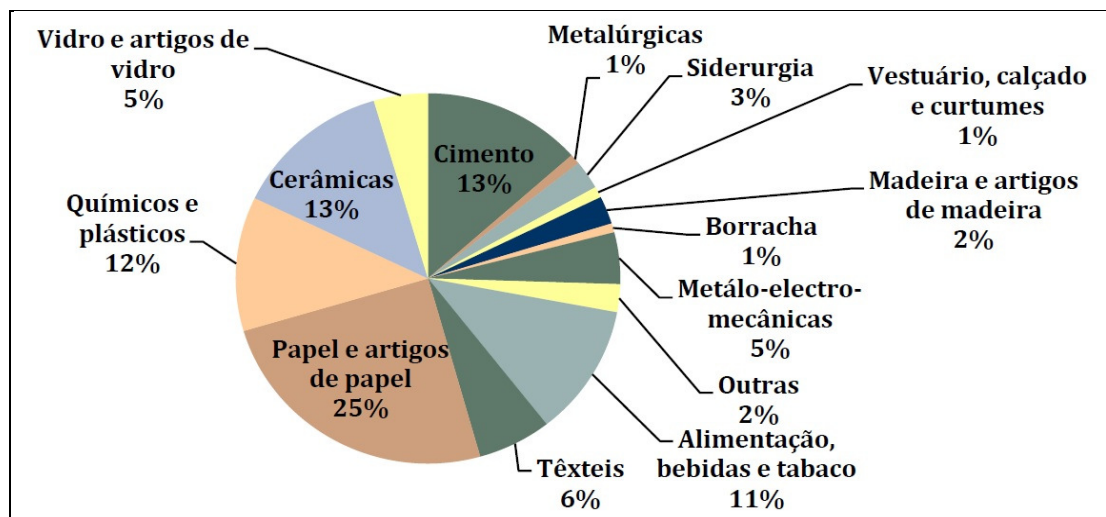


Adaptado (ADENE, 2010a)

Figura 4.21- Consumo de electricidade agregado por utilização nas famílias

Por observação da Figura 4.21 verifica-se que a maior quota de consumo doméstico pertence à conservação e confecção de alimentos. Estes equipamentos estão identificados como tendo períodos de retorno do investimento curtos (Grilo, 2012; Quercus, 2010). A agregação do consumo em climatização, aquecimento de águas, iluminação, audiovisuais e informática têm uma quota semelhante. As melhorias de projecto (medidas solares passivas, orientação cardeal, etc.), construção (materiais e sua aplicação) e isolamento (paredes, portas e janelas) podem reduzir as necessidades de climatização sem prejuízo do nível de conforto. O aquecimento de águas divide-se em aquecimentos sanitários e aquecimentos para máquinas de lavar. A utilização de máquinas bitérmicas (i.e., com entrada separada de água quente e fria) pode reduzir o período de retorno de investimento em sistemas solares térmicos. Os investimentos em substituição de iluminação são usualmente de baixo investimento e de curto período de retorno do investimento. Os consumos do grupo audiovisuais e informática tem potenciais de poupança limitados, embora o utilizador tenha um papel muito activo para evitarem o desperdício (como por exemplo na utilização de régua de tomadas com interruptor ou desligando os aparelhos que não estão a ser utilizados).

A Figura 4.23 ilustra o consumo de electricidade por actividade na indústria.

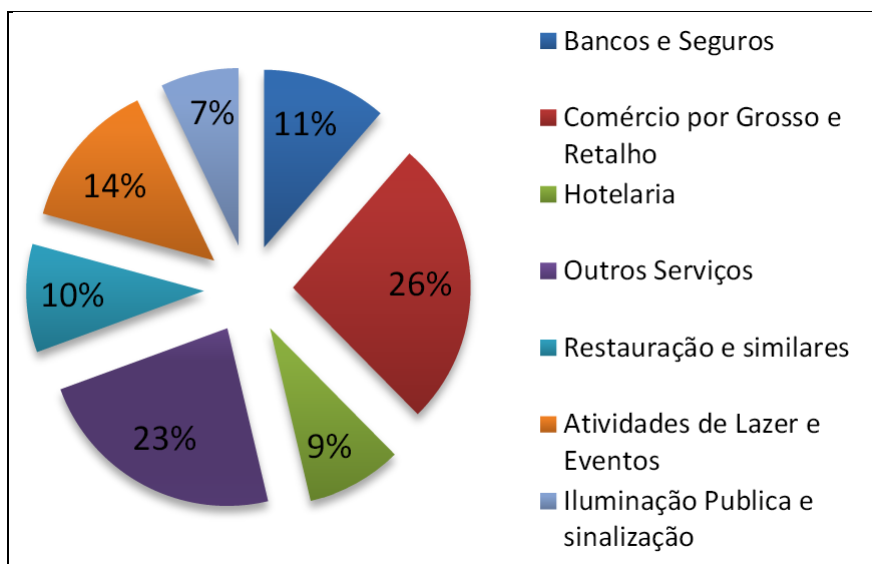


Fonte: (DGE, 2010)

Figura 4.22- Consumo de electricidade por actividade na indústria

Por observação da Figura 4.22 verifica-se que cerca de metade da indústria é fortemente consumidora de energia e a outra metade é moderadamente ou ligeiramente consumidora de energia.

A Figura 4.23 ilustra o consumo de electricidade por actividade no sector dos serviços.



Fonte: (DGE, 2010)

Figura 4.23- Consumo de electricidade por actividade no sector dos serviços

Por observação da Figura 4.23 verifica-se que os maiores consumos pertencem ao grupo dos bancos e seguros e outros serviços e ao grupo do comércio por grosso e retalho e restauração e similares. A hotelaria e a iluminação pública apresentam consumos semelhantes.

Deste consumo de electricidade nos diversos sectores há uma parte de energia útil (que produz trabalho, satisfaz as necessidades ou cria conforto) e outra parte de energia

desperdiçada. Os potenciais de poupança de energia para Portugal para 2010 estão ilustrados do Quadro 4.1 até ao Quadro 4.4. Em 2010, existiam 14.796 escolas e 4871 IPSS.

Quadro 4.1- Potenciais de poupança de energia média anual por habitação nas famílias (primeira habitação) em Portugal para 2010

	Potenciais de eficiência energética/habitação			Investimento (k€)
	(GJ/ano)	(k€/ ano)	(%)	
Standby e Offmode	0,7	0,1	3%	0,0
Substituição de equipamentos	6,3	0,5	23%	1,6
Melhorias na construção	2,8	0,5	10%	13,4

Fonte: (Grilo 2012)

Quadro 4.2- Potenciais de poupança anual de energia em IPSS em Portugal para 2010

Unidades	Standby e Offmode			Iluminação	Máquinas de lavar	Frio	Cozinha	Água Quente Sanitária	Outros	Total
	Entretenimento	Informática	Outros							
(GWh)	21,90	83,13	0,05	895,72	52,74	50,36	43,81	11,75	17,74	1177,14

Fonte: (Quercus, 2010)

Quadro 4.3- Potenciais de poupança anual de energia em escolas em Portugal para 2010

Unidades	Standby e Offmode			Iluminação	Total
	Entretenimento	Informática	Outros		
(GWh)	3,98	77,56	0,87	136,14	218,55

Fonte: (Quercus, 2010)

Quadro 4.4- Potenciais de poupança de energia na Indústria em Portugal para 2010

<i>Retorno do investimento</i> (anos)	Eficiência energética (%)	Investimento (M€)
<=3	19	287
>3	6	5278

Fonte: (Brazão 2012)

É assumido que estes valores de potenciais de poupança são o potencial de redução do consumo identificado. De ano para ano, há um novo potencial de redução do consumo identificado devido a alguns dos desenvolvimentos tecnológicos em estudo passarem a estar disponíveis no ano seguinte. A este valor é somada o potencial de poupança sobranete dos

anos anteriores. É assumido que o potencial de redução do consumo identificado para cada sector está dividido de acordo com o Quadro 4.5.

Quadro 4.5- Equipamentos principais para o potencial de redução do consumo identificado para cada sector

Sector	Período de retorno do investimento	Foco do investimento
Doméstico	Curto	Electrodomésticos e iluminação
	Médio/ Longo	Aspectos construtivos e climatização
Indústria	Curto	Electrónica aplicada
	Médio/ Longo	Máquinas eléctricas
Serviços	Curto	Iluminação e climatização
	Médio/ Longo	Equipamento eléctrico de escritório e elevadores

O Quadro 4.6 apresenta as medidas plano nacional de acção para a eficiência energética (PNAEE) para as famílias e serviços relevantes para a presente tese.

Na indústria a utilização de variadores electrónicos de velocidade (VEV) tem proporcionado substanciais economias de electricidade, excepto nos casos em que os motores funcionem em regime bastante próximo do nominal e a uma carga praticamente constante de 50% do consumo total de electricidade dos motores. Em muitas situações, a eficiência energética podem equivaler a mais de 50% do consumo total de electricidade dos motores (ADENE, 2010b). O Quadro 4.7 apresenta um exemplo dos resultados da aplicação de VEV na indústria. A aplicação de VEV (com amplas gamas de velocidade, binário e potência) apresenta ainda outras importantes vantagens para além da poupança de energia:

- Os arranques progressivos suaves, que os VEV permitem efectuar, reduzem as pontas de potência/limitação dos picos de corrente;
- A redução de choques mecânicos diminui o desgaste e a fadiga, logo exige menor manutenção e aumenta o tempo de vida útil do motor;
- A melhoria do factor de potência, reduzindo o custo da tarifa na parcela da energia reactiva da factura energética.

Quadro 4.6- Medidas do PNAEE para as famílias e serviços

(ADENE, 2010b)

Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética							
Designação da medida	Código da medida	Descrição	Indicadores		Actual	2010	2015
Substituição do parque de equipamentos inefficientes	R&S4M1	Aquisição de equipamentos de frio, frigoríficos e congeladores de classes A++ e A+	% do parque eficiente (classes A, A+ e A++)	Frigoríficos	8%	18%	37%
				Congeladores	1%	7%	25%
	R&S4M2	Aquisição de equipamentos de tratamento de roupa de classes A	% do parque eficiente (classe A)		1%	10%	25%
	R&S4M3	Troca de lâmpadas. Phase-out de lâmpadas incandescentes	% de CFL no parque de iluminação		15%	39%	61%
Desencontro à aquisição de equipamentos inefficientes	R&S4M4	Taxa sobre equipamentos inefficientes. Restrição na comercialização de equipamentos de classes mais baixas. Informação sobre custo total do ciclo de vida	% de vendas de equipamentos eficientes (classes A, A+ e A++)		50%	75%	90%
Medidas de remodelação	R&S4M5	Janela eficiente. Renovação de superfícies envidraçadas	nº total de fogos (milhares)			60	160
			nº de m ² instalados (milhares)			600	1600
	R&S4M6	Isolamento eficiente. Instalação de materiais isolantes	nº total de fogos (milhares)			30	80
			nº de m ² instalados (milhares)			1500	4000
R&S4M7	Calor verde. Instalação de recuperadores de calor alimentados a biomassa ou bombas de calor (cop >=4)	nº total de fogos (milhares)			7,5	20	
Renovação de equipamento de escritório	R&S4M8	Amortizações aceleradas de equipamentos eficientes (classes A e A+)	nº substituições (milhares)			200	1500

Quadro 4.7- Exemplo de resultados da aplicação de VEV na indústria

(ADENE, 2010b)

Actividade da empresa participante	Tipo de sistema	Potência kW		Redução de consumo (%)		Energia anual poupada (kWh)	
		Motor1	Motor2	Motor1	Motor2	Motor1	Motor2
Fabricação de veículos automóveis	Ventilação	30	30	25	36	68153	31845
Fabricação de adubos químicos ou minerais e de compostos azotados	Ventilação	55	55	48	52	2E+05	2E+05
Preparação e conservação de frutos e de produtos hortícolas	Bombagem	22	22	54	30	7434	58063
Fabricação de telhas	Ventilação	22	22	26	26	20632	20642
Fabricação de adubos químicos ou minerais	Bombagem	55	55	65	90	78510	3E+05
Fabricação de margarinas e de gorduras alimentares similares	Bombagem	30	30	43	42	52540	45072
Moagem de cereais	Ventilação	18.5	22	29	26	31198	34512
Fabricação de fibras sintéticas ou artificiais	Bombagem	37	65	31	70	92959	2E+05
Fabricação de produtos de arame	Ventilação	30	30	26	27	23159	27442
Fabricação de artigos cerâmicos para usos sanitários	Ventilação	22	22	56	57	55182	54536
Fabricação de artigos cerâmicos para usos sanitários	Ventilação	30	22	60	64	54625	1E+05
Fabricação de artigos cerâmicos para usos sanitários	Ventilação	30	-	61	-	1E+05	-
Transformação do aço	Ventilação	30	-	44	-	22641	-
Fabricação de máquinas e de equipamentos para uso geral	Ventilação	30	55	25	31	15083	32385
Fabricação de mobiliário de madeira para outros fins	Ventilação	45	55	25	25	38457	68440
Fabricação de mobiliário de madeira para outros fins	Ventilação	55	-	25	-	54826	-
Captação e tratamento de água	Bombagem	110	110	25	25	3E+05	2E+05
Fabricação de ladrilhos, mosaicos e placas de cerâmica	Ventilação	18.5	22	49	25	42961	17200
Fabricação de tijolos	Ventilação	22	30	30	69	38012	1E+05
Fabricação de ladrilhos, mosaicos e placas de cerâmica	Ventilação	45	55	73	61	97250	2E+05
Fabricação de cerveja	Bombagem	55	55	30	30	65128	44002
Acabamento de têxteis	Bombagem	18.5	18.5	43	57	52414	56595
Acabamento de fios, tecidos e artigos têxteis	Bombagem	55	55	22	34	29931	62248
Extracção e preparação de outros minérios metálicos não ferrosos	Bombagem Ventilação	75	55	27	28	2E+05	1E+05
Fabricação de outros produtos químicos inorgânicos de base	Bombagem	37	30	71	80	2E+05	87201
Fabricação de cimento	Bombagem	55	90	29	63	94832	4E+05
Siderurgia e fabricação de ferro - ligas	Ventilação	22	-	25	-	19250	-
Fabricação de cimento	Bombagem	110	132	27	25	93714	2E+05
Captação e tratamento de água	Bombagem	160	-	25	-	1E+05	-
Fabricação de papel e de cartão canelados	Ventilação	22	37	57	42	39568	49154
Fabricação de artigos de uso doméstico de faiança, porcelana e grés fino	Bombagem	18.5	18.5	30	30	20000	20000
Fabricação de artigos de uso doméstico de faiança, porcelana e grés fino	Bombagem	18.5	-	30	-	20000	-
Captação e tratamento de água	Bombagem	45	45	25	25	52549	89324

4.5 Autoconsumo de electricidade

A mais recente legislação relativo ao autoconsumo e produção distribuída é o Decreto-Lei n.º 153/2014, que se aplica:

- À produção de electricidade para autoconsumo, enquanto actividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo da venda do excedente de energia produzida à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP);
- À produção de electricidade, com base numa só tecnologia e recorrendo a recursos renováveis, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda da energia produzida nas respetivas unidades à RESP.

A actividade de autoconsumo de energia elétrica teve uma alteração significativa de estratégia política com a publicação do Decreto -Lei n.º 34/2011, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade a partir de recursos renováveis por intermédio de unidades de miniprodução, e pelo Decreto--Lei n.º 363/2007, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução. Até então vigorava o Decreto-Lei n.º 68/2002, que regulava a actividade de produção de energia elétrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente a terceiros ou à rede pública. O Decreto -Lei n.º 34/2011 permitiu a existência de ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica, na tripla perspetiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. O regime da produção em autoconsumo não teve, no entanto, a aceitação esperada, tendo sido justificado pela imaturidade da tecnologia que desincentivava a realização de investimentos avultados que tivessem como única contrapartida o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede (MAOTE, 2014). Assim, a estratégia do Governo, com o Decreto -Lei n.º 25/2013, foi a atribuição de uma remuneração bonificada da totalidade da energia produzida, que permitisse aos promotores a recuperação dos montantes investidos. De igual modo para a microprodução, o Decreto--Lei n.º 363/2007 foi alterado pela Lei n.º 67 - A/2007, pelo Decreto -Lei n.º 118-A/2010 e pelo Decreto -Lei n.º 25/2013. Contudo, o Governo considera que a evolução tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com recurso a menor investimento (MAOTE, 2014), o que tem justificado a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de miniprodução.

O regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no âmbito do qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, eliminando -se o regime remuneratório geral previsto nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução. Quando não enquadrada no regime remuneratório aplicável à pequena produção, a unidade de produção deverá ser objeto de controlo prévio e atribuição de remuneração nos termos do regime jurídico da produção de electricidade em regime especial (PRE). Por seu turno, a energia elétrica produzida em autoconsumo destina -se predominantemente a consumo na

instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da electricidade não autoconsumida.

A remuneração da energia proveniente das *UPAC* (unidades de produção para o autoconsumo) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

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

Sendo:

- a) $R_{UPAC,m}$ — A remuneração da electricidade fornecida à RESP no mês m ;
- b) $E_{fornecida,m}$ — A energia fornecida no mês m ;
- c) $OMIE_m$ — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m ;
- d) m — O mês a que se refere a contagem da electricidade fornecida à RESP.

A compensação devida pelas unidades de produção para autoconsumo para as *UPAC* com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação eléctrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC,m}V_{CIEG,t}k_t$$

Em que:

- $C_{UPAC,m}$ é a compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de UGS, relativa ao regime de produção de electricidade em autoconsumo;
- $P_{UPAC,m}$ é o valor da potência instalada da *UPAC*, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$ é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva *UPAC* apurado no ano t ;
- k_t é o coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das *UPAC* no Sistema Eléctrico Nacional, no ano t ;
- t é o ano de emissão do certificado de exploração da respetiva *UPAC*.

O Anexo A.8.2 descreve a evolução da legislação aplicável à autoconsumo de electricidade.

4.6 Custos de produção e entrega de electricidade

Os custos fixos por tecnologia estão apresentados no Quadro 4.8 e no Quadro 4.9. Algumas tecnologias, nomeadamente a energia solar fotovoltaica, são usados em centrais de grande escala e em autoconsumo de pequena dimensão. Os dados aqui apresentados aplicam-se apenas ao caso das centrais de grande escala.

Quadro 4.8- Custo de Capital (*Overnight*) para diferentes tecnologias

	Capacidade da central (MW)	Custo Unitário (EIA, 2012)		Total (k€)	Ciclo de Vida (Anos)	Total/ano (€/Ano)
		(\$/kW)	(€/kW)			
Eólica onshore	3912	2438	2032	7948	20	397394
Eólica offshore	0	5975	4979	0	20	0
Grande fotovoltaico	4,6	4755	3963	18	20	911
Hídrica	4917	3076	2563	12604	50	252078
Carvão	1776	3167	2639	4687	30	156239
Gás Natural	3878	978	815	3161	30	105352
Biomassa	0	7894	6578	0	20	0
Geotérmica	0	5578	4648	0	30	0

Fonte: (EIA, 2012)

Quadro 4.9- Custo Fixo de O&M para diferentes tecnologias

	Capacidade da central (MW)	Custo Fixo O&M (EIA, 2012)		Total (Anos)	Ciclo de Vida (€/Ano)	Total/ano (€/Ano)
		(\$/kW)	(€)			
Eólica onshore	3912	28,07	23	91508	20	4575
Grande fotovoltaico	4,6	16,70	14	64	20	3
Hídrica	4917	13,44	11	55070	50	1101
Carvão	1776	35,97	30	53236	30	1775
Gás Natural	3878	14,39	12	46504	30	1550
Biomassa	0	338,79	282	0	20	0
Geotérmica	0	84,27	70	0	30	0

Fonte: (EIA, 2012)

O custo variável de produção em função da quantidade de electricidade produzida, em €/MWh, das diferentes tecnologias (Domingues, 2005, 2008; Santana, 2006) é:

$$P_Q(\text{Solar}) = 0 \quad \text{[€/MWh]}$$

$$P_Q(\text{Eólica}) = 0 \quad \text{[€/MWh]}$$

$$P_Q(\text{Carvão}) = 0,014Q_{\text{Carvão}}^2 + 12,787Q_{\text{Carvão}} + 64,330 \quad \text{[€/MWh]}$$

$$P_Q(\text{GásNatural}) = 0,042Q_{\text{GásNatural}}^2 + 38,103Q_{\text{GásNatural}} + 191,630 \quad \text{[€/MWh]}$$

$$P_Q(\text{Hydro}) = 2,5Q_{\text{Hydro}} \quad \text{[€/MWh]}$$

O custo variável de produção em função do preço unitário do combustível, em €/MWh, da tecnologia a carvão e a gás natural (Domingues, 2005, 2008; Santana, 2006) é

$$P_c(\text{Carvão}) = \frac{11 * P_{\text{Carvão}}}{23,80} \quad [€/MWh]$$

$$P_c(\text{GásNatural}) = \frac{11,7 * P_{\text{GásNatural}}}{37,88} \quad [€/MWh]$$

Para as restantes tecnologias, o custo variável de produção em função do preço unitário do combustível é nulo.

O custo variável de produção de O&M (EIA, 2012) está apresentado no Quadro 4.10.

Quadro 4.10- Custo variável de O&M para diferentes tecnologias

	Custo O&M Variável (\$/MWh)	Custo O&M Variável (€/MWh)
Eólica onshore	0	0
Eólica offshore	0	0
Pequeno fotovoltaico	0	0
Grande fotovoltaico	0	0
Hídrica	0	0
Carvão	4,25	3,54
Gás Natural	3,43	2,86
Biomassa	16,64	13,87
Geotérmica	9,64	8,03

Fonte: (EIA, 2012)

Além dos custos de produção, tem de se ter em conta os custos das redes de transporte e distribuição. No ano 2010, os investimentos em rede foram 293,9 M€ (REN, 2014).

Acrescem a estes custos os custos decorrentes da pressão ambiental.

Para as centrais termoelétricas, considera-se os dois primeiros gases de efeito estufa (CO₂ e CH₄), porque os outros são relativamente irrelevantes.

Para o gás natural, as emissões de CH₄ a partir de um gasoduto transfronteiriço são assumidas como estando fora do total de emissões nacionais de GEE, de acordo com (IPCC, 2006).

As grandes barragens hidroelétricas são apresentadas como tendo diversas externalidades sociais, económicas e ambientais. Algumas externalidades são positivas (essencialmente associadas à exploração, como a regulação dos caudais dos rios, armazenamento de água para garantir o fornecimento adequado em períodos de seca, controlo de inundações, irrigação das terras agrícolas, navegação e produção de electricidade) e outras externalidades são negativas (essencialmente associadas à construção, como a perda de biodiversidade,

património arqueológico, deslocamento de pessoas, a perda de solo arável, alteração do fluxo dos rios e degradação da qualidade da água) (GEOTA, 2013; ICOLD, 2014). Na construção da barragem, gases de efeito estufa são produzidos por combustíveis fósseis e materiais de construção, limpeza de terrenos, linhas de transmissão e estradas de acesso, por exemplo. (IPCC, 2006). Durante a operação das centrais hidroeléctricas, os GEE principais são o CH₄, CO₂ e N₂O (pelo apodrecimento da vegetação, ou eutrofização) e ocupação do solo (inundados pelas albufeiras). Não existem ferramentas e métodos universais aplicáveis para a estimativa das emissões de GEE em termos de operação de uma central hidroeléctrica, embora seja cada vez mais aceitável que os impactes de hidroeléctricas sobre o ambiente são irreversíveis.

As taxas definidas pela Directiva da União Europeia 2003/96/EC são

- Emissões CO₂: 20 Euros/ton
- Conteúdo energético: 34,48 Euros/kWh

Para as emissões de energia eólica, foi assumido que a emissão pela instalação e produção dividida ao longo de 20 anos de ciclo de vida das torres são totalmente compensados pelas emissões evitadas em operação. Para as emissões de energia solar, é considerado que a emissão pela instalação e produção dividida ao longo de 20 anos de ciclo de vida dos painéis são totalmente compensados pelas emissões evitadas em operação. Para as emissões de hidroeléctricas em operação é assumido como sendo 1075 kg (CO_{2e}) / MW (Demarty, 2011). Foi assumido que as emissões de construção são nulas, porque, com a exceção de Alqueva, só são consideradas as barragens já implementadas com mais de 20 anos. Para as novas centrais em construção ou a serem construídas, os respectivos índices de emissão devem ser considerados.

Os factores de emissão CO_{2e} por unidade de produção de electricidade por tecnologia a carvão são:

$$F(\text{Carvão}) = 1,14 \frac{tCO_2}{MWh}$$

Fonte: (CEEGA, 2000)

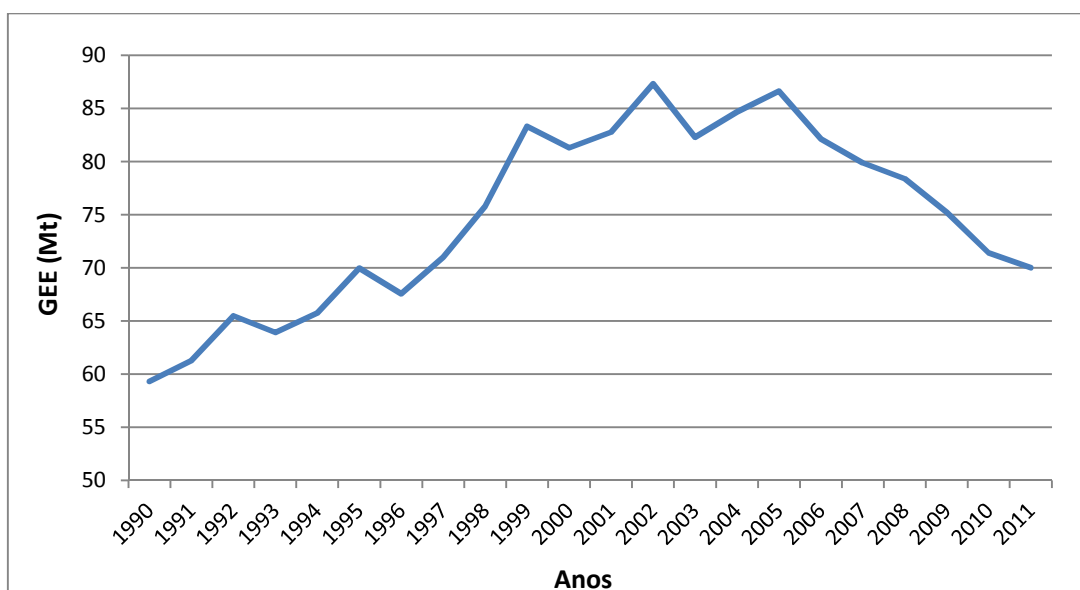
O factor de 79,35% na equação carvão representa o carvão queimado em Portugal: 8,9% de humidade, 11% de cinzas e 0,75% de enxofre (EDP, 2014a).

Os factores de emissão de CO_{2e} por unidade de produção de electricidade por tecnologia a gás natural são:

$$F(\text{Gás natural}) = 0,2 \frac{tCO_2}{MWh}$$

Fonte: (CEEGA, 2000)

A Figura 4.24 ilustra a evolução das emissões totais de GEE em Portugal.



Fonte: (DGEG, 2011b)

Figura 4.24- Evolução das emissões totais de GEE em Portugal

Os factores de emissão para cada poluente, por unidade de electricidade produzida, em Portugal para o ano de 2010 estão ilustradas no Quadro 4.11.

Quadro 4.11- Factores de emissão para cada poluente, por unidade de electricidade produzida, em Portugal em 2010

Factor de emissão	2010
CO ₂ (g/kWh)	226,74
CH ₄ (g/kWh)	1,08
N ₂ O (g/kWh)	0,66

Fonte: (DGEG, 2011b)

4.7 Tarifas e preços

A Figura 4.25 e a Figura 4.26 apresentam a evolução verificada nas tarifas de venda a clientes finais do CUR desde 1990 até 2014, respectivamente a preços correntes e a preços constantes de 2013. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2014, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios.

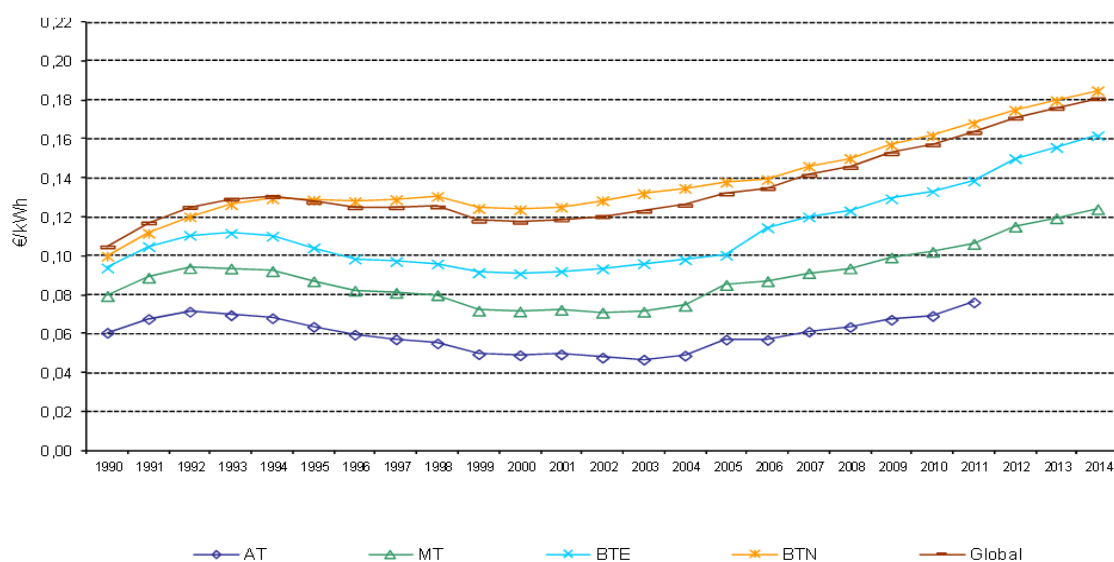
Para a Alta Tensão (AT), o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na factura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excepcionais, revistas em Julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de Janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre Setembro e Dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Em 2012 os preços médios apresentados para Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) são os das tarifas transitórias. Os preços médios apresentados para Baixa Tensão Normal (BTN) em 2012 têm também uma parcela de tarifas transitórias (consumos em BTN para potências contratadas superiores a 6,9 kVA).

Em 2013 e 2014 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

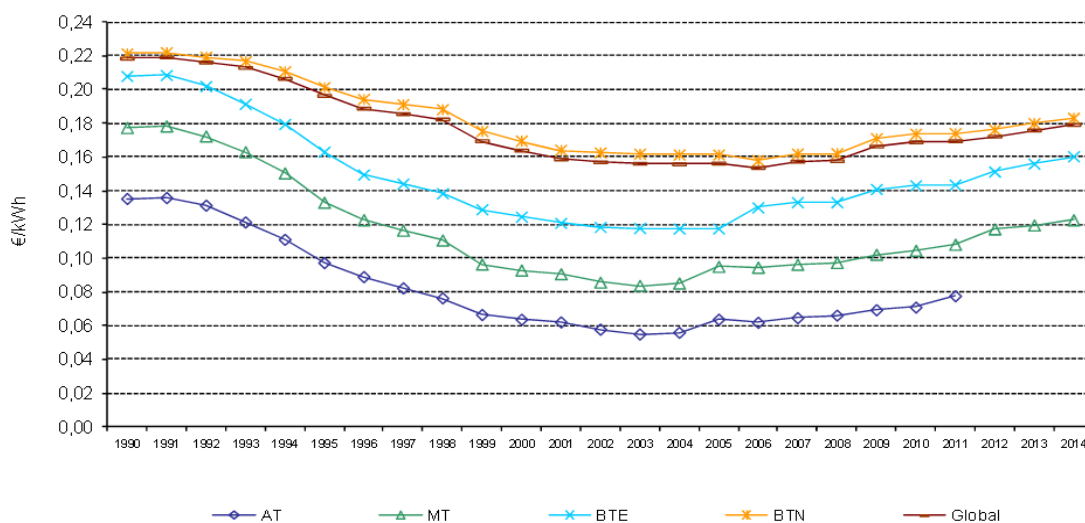


Fonte: (ERSE, 2014a)

Figura 4.25- Evolução das tarifas de venda a clientes finais do CUR (preços correntes)

Por observação da Figura 4.26 verifica-se que o preço médio global registou uma redução média anual de 0,8% desde 1990 até 2014. Em 2014, o preço médio global é cerca de 82% do

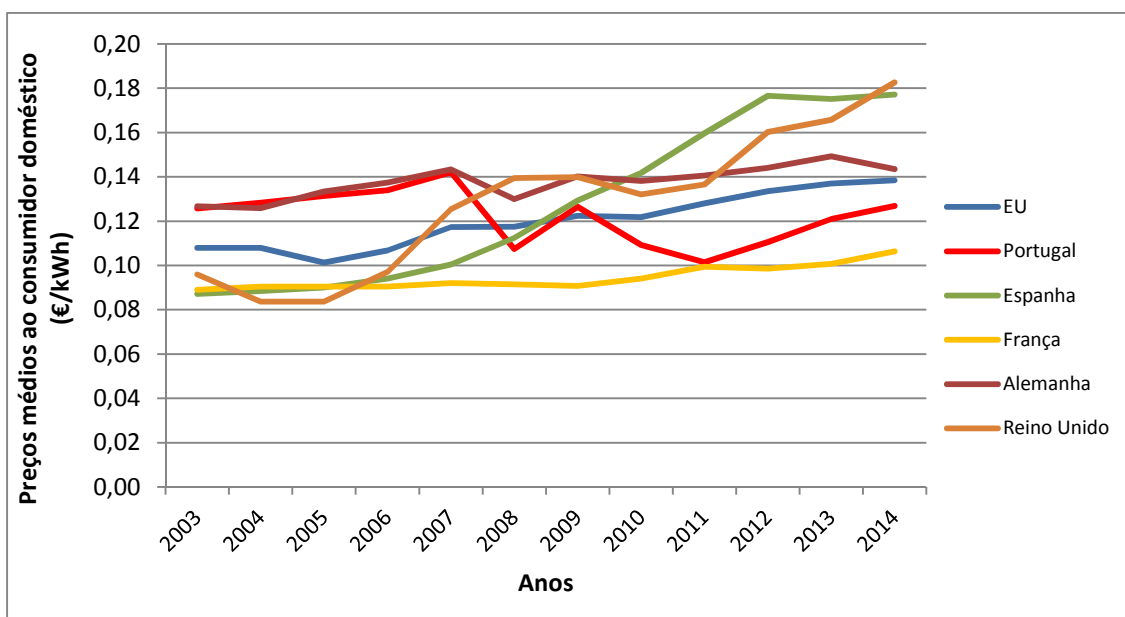
verificado em 1990. Por observação da Figura 4.26 verifica-se também que em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2014 são cerca de 69%, 77% e 83% dos respectivos preços médios verificados em 1990.



Fonte: (ERSE, 2014a)

Figura 4.26- Evolução das tarifas de venda a clientes finais do CUR (preços constantes 2013)

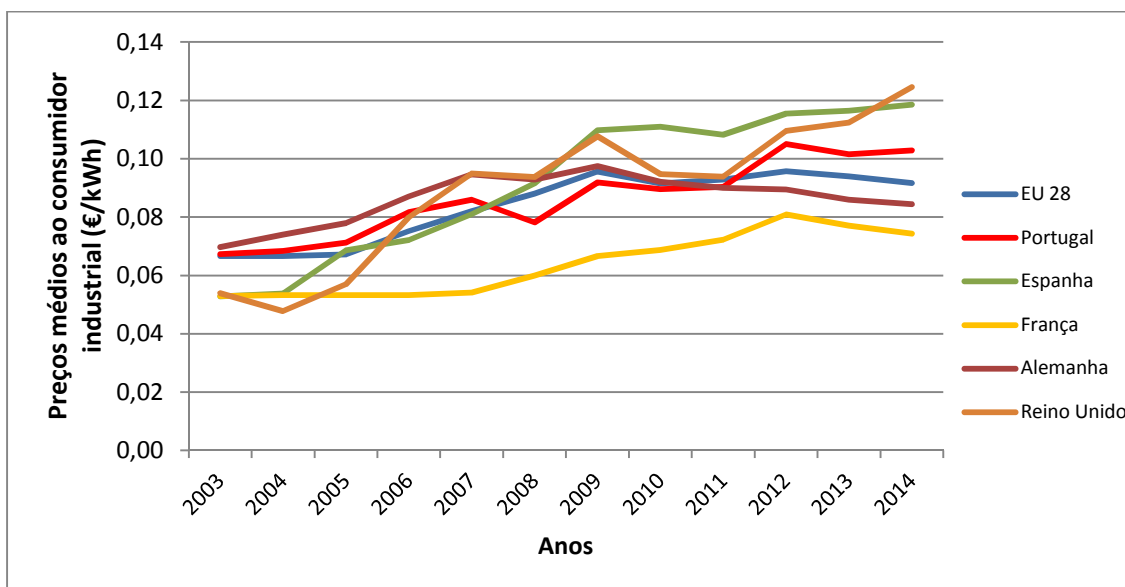
A Figura 4.27 ilustra a evolução do preço global médio de venda de electricidade ao consumidor doméstico em diversos países. A Figura 4.28 ilustra a evolução do preço global médio de venda de electricidade ao consumidor Industrial em diversos países. Em ambas as figuras, os valores de 2003 a 2007 são para a União Europeia a 27 Estados-Membros e a partir de 2008 são a União Europeia a 28 Estados-Membros.



Fonte: (EuroStat, 2014)

Figura 4.27- Evolução dos preços médios ao consumidor doméstico em diversos países (sem impostos)

Por observação da Figura 4.27 verifica-se que os preços da electricidade nas famílias são inferiores em Portugal desde 2010, excepto quando comparados com França. Contudo, para o período anterior a 2008 os preços da electricidade nas famílias eram o segundo mais elevado. Verifica-se que os preços da electricidade nas famílias em França tiveram um ligeiro aumento ao longo do período e os preços da electricidade nas famílias em Espanha tiveram um aumento significativo ao longo do período.



Fonte: (EuroStat, 2014)

Figura 4.28- Evolução dos preços médios ao consumidor Industrial em diversos países (sem impostos)

Por observação da Figura 4.28 verifica-se que os preços da electricidade no sector Industrial são inferiores em Portugal de 2007 a 2011, excepto quando comparados com França. Contudo, para o período anterior a 2008 os preços da electricidade no sector Industrial em Portugal eram o segundo mais elevado e após 2012 os preços da electricidade no sector Industrial em Portugal são dos mais elevados. Tal como se verificou para as famílias, os preços da electricidade no sector Industrial em França tiveram um ligeiro aumento ao longo do período e os preços da electricidade no sector Industrial em Espanha tiveram um aumento significativo ao longo do período.

4.8 Ajustes na tarifa por alteração da evolução esperada da procura

A liberalização do mercado de electricidade em Portugal iniciou-se em 2000, com a extinção gradual das tarifas reguladas para todos os clientes. A partir de 1 de julho de 2012 para os clientes de electricidade com potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA e a partir de 1 de janeiro de 2013 para os clientes de electricidade com potência contratada inferior a 10,35 kVA deixou de ser possível realizar novos contratos com a EDP Serviço Universal. Os atuais clientes continuarão a ser abastecidos de energia pela EDP Serviço Universal, até escolherem

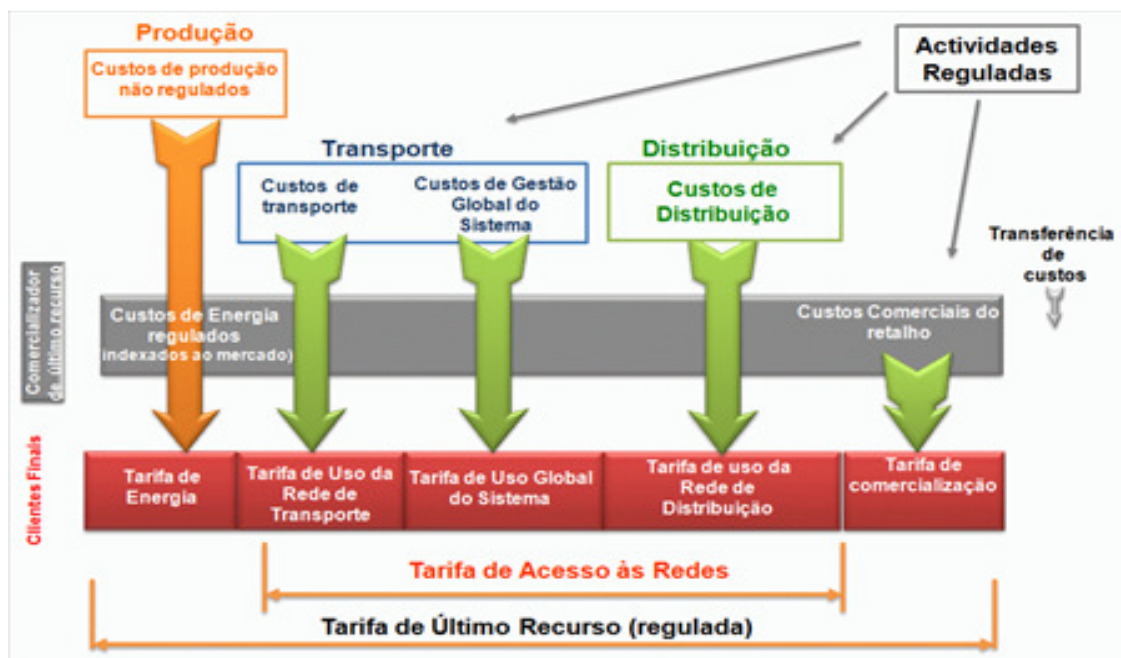
um novo comercializador, e será aplicada uma tarifa transitória com preços agravados, fixada pela ERSE.

O preço da tarifa de venda de electricidade, $PreçoElec_t$, é definido pela ERSE. O Decreto-Lei nº 187/95, de 27 de Julho, criou a ERSE e definiu no seu artigo 4º que a ERSE estabelece periodicamente os valores das tarifas e preços a aplicar previstos no Regulamento Tarifário, procedendo à sua publicação no Diário da República, 2ª série, até 15 dias antes da data de início da sua aplicação. Assim, a primeira vez que a ERSE aprovou tarifas e preços de electricidade foi a partir de 1 de Janeiro de 1999, através do Despacho nº 21 717-A/98 (2ª série), de 15 de dezembro. O Despacho de aprovação de tarifas e preços é precedido de consulta ao Conselho Tarifário da ERSE. O Regulamento Tarifário é acompanhado do documento de caracterização da procura na qual encontra a informação sobre os consumidores por nível de tensão (BTN- Baixa Tensão Normal, BTE- Baixa Tensão Especial, MT- Média Tensão, AT- Alta Tensão e MAT- Muito Alta Tensão).

O Anexo Anexo 8 apresenta a evolução da Estrutura Tarifária.

Os consumidores de electricidade podem escolher ser abastecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR) ou negociar livremente os preços de fornecimento de Energia e de Comercialização com o seu agente comercial e pagar as tarifas de acesso às redes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR aos seus clientes estão representadas na Figura 4.29 e são calculadas pela aditividade das tarifas por actividade incluídas no Acesso às Redes e das tarifas reguladas de Energia e de Comercialização.

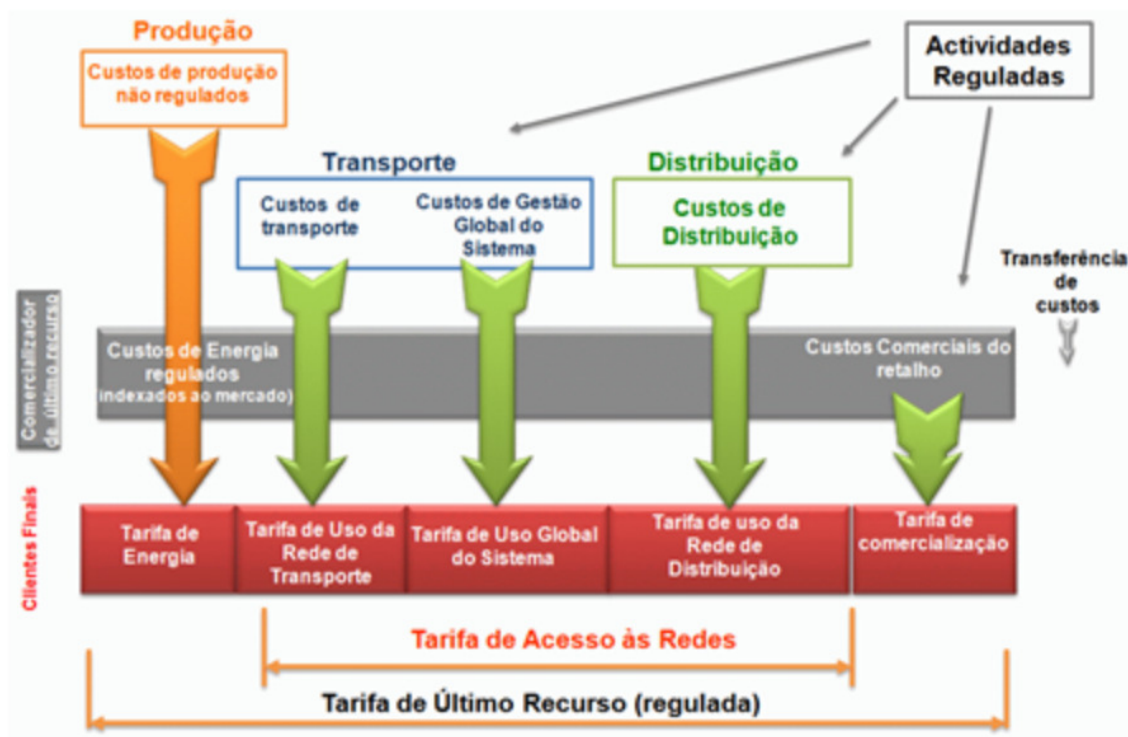


Fonte: (ERSE, 2011a)

Figura 4.29- Aditividade das tarifas de Venda de electricidade a Clientes Finais

As tarifas de acesso às redes estão apresentadas na Figura 4.30 e são pagas por todos os consumidores de electricidade. Estas tarifas de acesso às redes são calculadas pela

aditividade das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), das tarifas de Uso da Rede de Transporte e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.



Fonte: (ERSE, 2011a)

Figura 4.30- Aditividade das tarifas de acesso à rede de electricidade

A parcela de UGS é calculada com base numa previsão de consumo e é actualizada de acordo com os desvios do consumo verificado face ao consumo previsto. O consumo verificado é a quantidade de electricidade adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR através da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE). A partir do consumo previsto obtém-se um custo permitido de CVEE para fornecimento dos clientes (CEE), previstos para esse ano t, dado pela expressão:

$$CEE_{CVEE,t}^{CR} = PreçoElec_{CUR,t}^{CR} ProcElec_{CVEE,t} + O_{CVEE,t}^{CR}$$

em que:

- $PreçoElec_{CUR,t}^{CR}$ é o preço previsto para o ano t
- $ProcElec_{CVEE,t}$ é a quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR, prevista para o ano t
- $O_{CVEE,t}^{CR}$ são outros custos, nomeadamente com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano t.

São determinados, para o ano t, os ajustamentos positivos ou negativos referentes ao CEE estimados para o ano t-1, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes. É, então, calculado o valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t, de acordo com a expressão:

$$\Delta R_{E,t-1}^{CR} = (Rr_{E,t-1}^{CR} - ProcElec_{Pol,t-1}^{Est} - C_{CVEE,t-1}^{Sust} - R_{E,t-1}^{CR}) \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

- $\Delta R_{E,t-1}^{CR}$ são os proveitos a recuperar da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1
- $Rr_{E,t-1}^{CR}$ são os ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes estimados para o ano t-1
- $ProcElec_{Pol,t-1}^{Est}$ são os ajustamentos positivos ou negativos da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-1, recuperados pela tarifa de UGS do operador da rede de Distribuição
- $C_{CVEE,t-1}^{Sust}$ são os custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso
- i_{t-1}^E é a taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
- δ_{t-1} é o spread no ano t-1, em pontos percentuais.

O cálculo dos proveitos permitidos é efetuado em dois momentos: No primeiro momento determinam-se os proveitos permitidos que os agentes têm direito no ano t, com base nas previsões de custos. No segundo momento, passados dois anos (ano t+2) esses proveitos permitidos são ajustados tendo em conta os valores reais auditados.

Os proveitos permitidos da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, no ano t, são dados pela expressão:

$$R_{E,t}^{CR} = CEE_{CVEE,t}^{CR} + Cf_{CVEE,t}^{CR} - \Delta R_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{E,t}^{CR}$$

$$R_{TE,t}^{CR} = R_{E,t}^{CR} + ProcElec_{Pol,t}^{Est} - C_{CVEE,t}^{Sust}$$

em que:

- $R_{E,t}^{CR}$ são os custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

- $CEE_{CVEE,t}^{CR}$ são os custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
- $C_{CVEE,t}^{CR}$ são os custos de funcionamento afetos à função de CVEE para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t
- $\Delta R_{E,t-1}^{CR}$ é o valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t
- $\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$ é o ajustamento no ano t dos custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, relativo ao ano t-2
- $R_{TE,t}^{CR}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t
- $R_{E,t}^{CR}$ são os custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes, previstos para o ano t, a recuperar por aplicação da tarifa de energia
- $ProcElec_{Pol,t}^{Est}$ são os ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes
- $C_{CVEE,t}^{Sust}$ são os ajustamentos positivos ou negativos da função de CVEE para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de UGS do operador da rede de Distribuição.

Os proveitos permitidos da atividade de CVEE do comercializador de último recurso, no ano t, são dados pela expressão:

$$R_{CVEE,t}^{CR} = R_{CVPRE,t}^{CR} + R_{E,t}^{CR}$$

em que:

- $R_{CVEE,t}^{CR}$ são os proveitos permitidos da atividade de CVEE, previstos para o ano t
- $R_{CVPRE,t}^{CR}$ são os custos com a função de CVEE da Produção em Regime Especial previstos para o ano t
- $R_{E,t}^{CR}$ são os custos com a função de CVEE para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t.

Estes proveitos permitidos da atividade de CVEE do comercializador de último recurso, no ano t, são uma das parcelas dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental

ou de interesse económico geral. A parcela II da tarifa de UGS permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE. A parcela I da tarifa de UGS permite recuperar os custos de gestão do sistema.

A parcela de Uso Geral do Sistema (UGS) é também actualizada de acordo com o equilíbrio tarifário.

Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de UGS às entregas a clientes tem a parcela $Est_{Pol,t}$ correspondente ao valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária. O valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária é dado pela seguinte expressão:

$$Est_{Pol,t} = -C_{CVEE,t}^{Sust} + Est_t^E + Est_{Pol,t}^{IEGCR}$$

em que:

- $C_{CVEE,t}^{Sust}$ são os ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de UGS do operador da rede de distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
- Est_t^E Repercussão nas tarifas elétricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período máximo de 15 anos
- $Est_{Pol,t}^{IEGCR}$ Repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimentos dos Clientes são determinados de acordo com o artigo 97.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, publicado em Diário da República, 2ª série, a 15 de dezembro de 2014. O cálculo dos proveitos permitidos é baseado numa abordagem de cálculo do custo de capital antes de impostos. Existem autores que efectuem este estudo numa abordagem de cálculo do custo de capital depois de impostos sobre os lucros (Vale, 2014). Na presente tese utilizou-se a metodologia adoptada pela ERSE por ser uma entidade oficial idónea reconhecida.

Os preços da tarifa de UGS são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os factores de ajustamento para perdas.

4.9 Calibração do modelo

No processo de calibração são determinados os parâmetros do modelo. Apresenta-se de seguida a equação da previsão da procura como exemplo de calibração do modelo.

A previsão da procura de electricidade foi efectuada de acordo com o exposto no capítulo 3.5.

O consumo é assumido como a soma da procura de electricidade, com o autoconsumo do sector eléctrico e com as perdas de transporte e distribuição. As influências, na variação do consumo, assumidas na presente tese são: preço da electricidade, PIB, investimentos em eficiência energética no consumo e medidas de política do Estado.

Os dados disponíveis estão ilustrados no Quadro 4.12 e no Quadro 4.13. Os valores do PIB e do preço médio encontram-se a valores constantes de 2013.

Quadro 4.12- Procura de electricidade, PIB e preço médio de 1995 a 2004

Ano	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Procura Verificada (MWh)	29282	30885	31944	33809	35801	37931	40015	40666	43061	45498
PIB (M€ 2013)	136505	141278	147531	154600	160612	166695	169934	171241	169641	172714
Preço médio (€/MWh 2013)	196	189	185	182	170	164	159	157	156	156

Fonte: (Pordata, 2014; REN, 2014)

Quadro 4.13- Procura de electricidade, PIB e preço médio de 2005 a 2013

Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Procura Verificada (MWh)	47940	49176	50058	50596	49884	52198	50510	49060	50188
PIB (M€ 2013)	174038	176741	181146	181507	176101	179445	176167	170326	168018
Preço médio (€/MWh 2013)	156	154	157	158	166	169	169	172	176

Fonte: (Pordata, 2014; REN, 2014)

A série de dados apresenta valores para um período curto: 19 anos. Além disso apresenta um problema adicional, que é o sistema ter comportamentos muito distintos em quatro períodos:

- até 2000: ausência de medidas de eficiência e preço médio decrescente;
- de 2000 a 2005: ausência de medidas de eficiência e preço médio estável;
- de 2005 a 2010: medidas de eficiência modestas e crescimento moderado de preços;
- desde 2010: preços de electricidade crescentes e efeitos económicos da crise.

Então, optou-se por calibrar o modelo utilizando os dados desde 2005 para também se ter a reacção da procura ao preço. A validação será efectuada utilizando os dados de 1995 a 2004.

Assim, a seguinte equação é a melhor regressão linear múltipla para a influência do PIB e do preço na procura de electricidade, na ausência de medidas de melhoria da eficiência energética, para o ano t :

$$ProcElect_t = -148857 + 0,81497 PIB_t + 332,125 PreçoMedio_t$$

Em que

- *ProcElect* em GWh
- *PIB* em M€
- *PreçoMedio* em €/MWh

A equação obtida apresenta um contrassenso no comportamento esperado dos consumidores: segundo a equação obtida, quanto maior o preço médio de venda de electricidade maior será a procura. Procurou-se, então, identificar uma equação que fosse matematicamente fiel aos dados existentes, mas que também representasse a realidade. Assim, foi efectuado o mesmo método para determinar a correlação entre a procura, PIB e o preço médio de venda de electricidade do ano anterior à previsão.

A equação obtida foi:

$$ProcElect_t = -121778 + 0,785488 PIB_t + 197,359 PreçoMedio_{t-1}$$

Esta equação é em tudo semelhante à equação do método anterior, especialmente em manter o contrassenso identificado. Foi então efectuado o mesmo método para determinar a correlação entre a procura, PIB e a variação relativa do preço médio de venda de electricidade do ano anterior para o ano actual da previsão, obtendo-se a equação:

$$ProcElect_t = -59012,1 + 0,61 PIB_t - 0,69 \frac{\Delta PreçoMedio_t}{PreçoMedio_t}$$

Esta equação tem a tendência esperada, sendo necessário quantificar o seu erro. O Quadro 4.14 apresenta os valores reais e os valores calculados para o consumo de acordo com o PIB e o preço médio, para o período de 2005 a 2013. A Figura 4.31 ilustra a procura verificada e a procura calculada. De acordo com os valores apresentados no Quadro 4.14, esta equação apresenta um desvio padrão de 4,01%.

Quadro 4.14- Procura verificada e procura calculada para o período de 2005 a 2013

Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consumo Verificado (MWh)	47940	49176	50058	50596	49884	52198	50510	49060	50188
Consumo Calculado (MWh)	47030	49083	50979	51624	47364	50104	48330	44535	43029

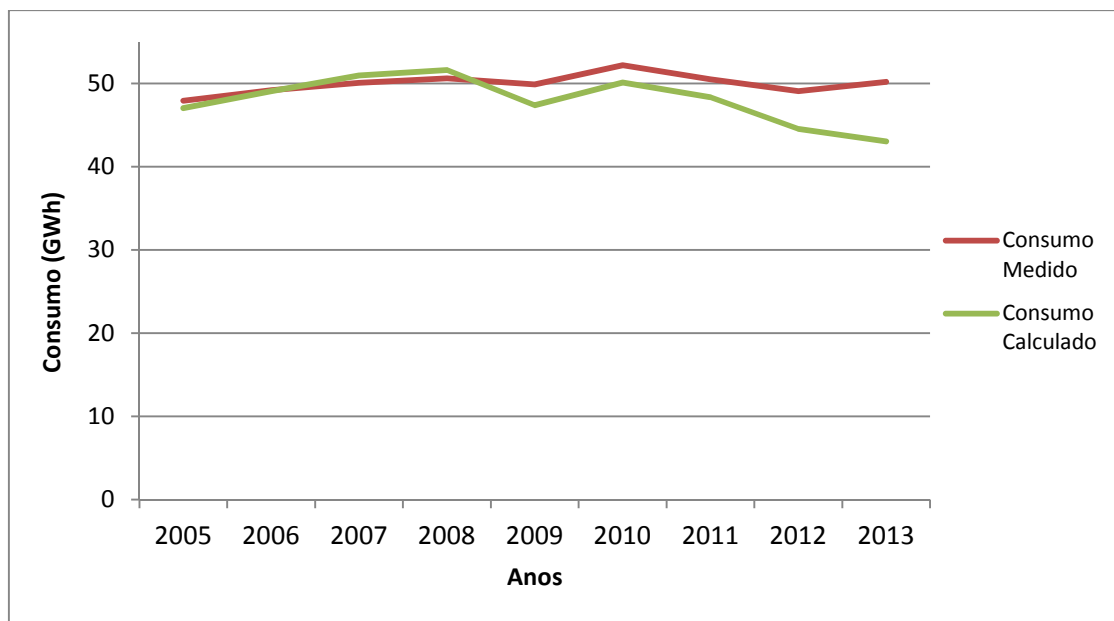


Figura 4.31- Procura verificada e procura calculada de 2005 a 2013 (processo de calibração)

Por observação da Figura 4.31 verifica-se que a evolução do consumo calculado é semelhante à evolução da procura verificada. Assim, foi escolhida a equação seguinte para a previsão da procura de electricidade, considerando as influências do PIB e do preço da electricidade:

$$ProcElect_t = -59012,1 + 0,61 PIB_t - 0,69 \frac{\Delta Pre\tilde{c}oMedio_t}{Pre\tilde{c}oMedio_t} \quad Eq. (4.1)$$

4.10 Validação do modelo

No processo de validação será verificado se os valores gerados pelo modelo são coerentes com os valores reais. Tal como descrito no capítulo 4.9, utilizaram-se os dados de 1995 a 2004 para a validação do modelo.

O Quadro 4.15 apresenta os valores reais e os valores calculados para a procura de acordo com o PIB e o preço médio, para o período de 1995 a 2004. A Figura 4.32 ilustra a procura verificada e a procura calculada para o mesmo período.

Quadro 4.15- Procura verificada e procura calculada para o período de 1995 a 2004

Ano	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Consumo Verificado (MWh)	30885	31944	33809	35801	37931	40015	40666	43061	45498
Consumo Calculado (MWh)	27886	31281	35577	40367	43277	45233	45599	44522	46338

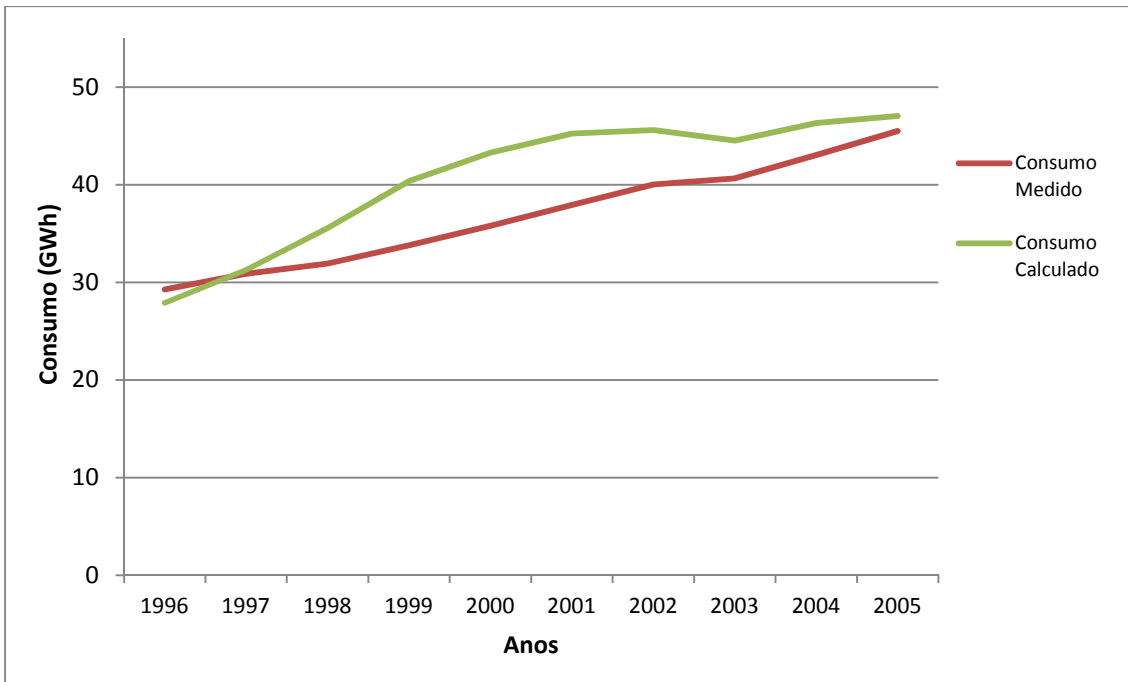


Figura 4.32- Procura verificada e procura calculada de 1995 a 2004 (processo de validação)

5 Exploração do modelo, resultados e discussão

5.1 Abordagem

A utilização da ferramenta (Sistema de Suporte à Decisão - SSD) desenvolvida na presente tese apresenta uma abordagem de simulação. Pretendeu-se, assim, testar medidas, quantificar as alterações que as medidas introduzem no sistema em estudo e comparar diversos conjuntos de medidas. Para isso, foram encontrados indicadores de desempenho para quantificar determinados cenários. Como prova de conceito foi utilizado o sector eléctrico português. Não foi explorado em detalhe o subsector da produção centralizada porque já está bem estudado por outros autores e porque no horizonte de análise não é previsível qualquer necessidade de alteração do parque electroproductor.

5.2 Cenários de incentivos no sector eléctrico

Os cenários simulados estão apresentados no Quadro 5.1.

Quadro 5.1- Cenários simulados

	Designação	Descrição
Base	<i>BAU</i>	Cenário assumindo a continuação das actuais medidas de política e evolução do consumo. É um cenário sem evolução tecnológica.
	<i>Sem ApoioEE</i>	Cenário em que se assume que não existe benefícios aos investimentos em medidas de eficiência energética. Será utilizado como cenário de referência.
Apoio à eficiência	<i>ApoioEE Mínimo</i>	Cenário com apoio de 10% para as famílias e com apoio de 15% para a indústria.
	<i>ApoioEE Moderado</i>	Cenário com apoio de 20% para as famílias e com apoio de 25% para a indústria.
	<i>ApoioEE Máximo</i>	Cenário com apoio de 25% para as famílias e com apoio de 40% para a indústria.
Apoio à tarifa	<i>PreçoFalso Sem ApoioEE</i>	Cenário em que se assume que não existe apoio à eficiência e que existe um apoio à tarifa de 40% para a indústria e para os serviços.
Com autoconsumo solar	<i>Solar Sem ApoioEE</i>	Cenário com introdução de autoconsumo solar. Assume-se que não existe apoio à eficiência.
	<i>Solar ApoioEE moderado</i>	Cenário com introdução de autoconsumo solar em que se assume existe apoio à eficiência de 20% para as famílias e de 25% para a indústria.

As Quadros de resultados para todos os cenários simulados estão apresentadas no Anexo Anexo 11.

5.3 Descrição dos cenários

Em todos os cenários é assumido um crescimento do PIB de 1% por ano, de acordo com o último Relatório do Banco de Portugal (BdP, 2014). Os valores do PIB disponibilizados pelo Banco de Portugal referem-se a projecções com o máximo de um ano e são afectados pela evolução do estado da economia nacional praticamente numa base diária. Para efeito prático de cálculo da previsão da procura, serão usados estas projecções de curto prazo para todos os anos do período em análise.

Em todos os cenários é assumido que os preços da energia aumentam 2% por ano, no seguimento do aumento dos preços de gás natural e electricidade (Eurostat, 2012a) (Eurostat, 2012b). Utilizou-se a base de preços 2013 por ser o último ano para o qual se dispõe de valores observados.

Foi assumido que as perdas por transporte e distribuição são 7% da procura de electricidade e que o autoconsumo é 2% da procura de electricidade, de acordo com o histórico do sector eléctrico português (REN, 2014).

Foi assumido que os dados de investimento em medidas de eficiência energética eram obtidos por média ponderada dos potenciais de poupança. Esta simplificação é resultado da disponibilidade de dados existente, sendo reconhecido que o ideal seria obter os potenciais de poupança individuais por grupos tecnológicos.

Foi assumido que o sistema de aproveitamento solar térmico é concorrente directo do gás natural para aquecimento de água, tendo menor importância como energia de substituição da electricidade. Assim, não foi considerado o potencial de poupança energético do sistema solar térmico.

No Cenário *BAU* é assumido que se mantém a continuidade das medidas de política do Estado e a continuidade dos comportamentos actuais no consumo. Os resultados neste cenário podem ser comparados com as previsões da procura gerados por outros modelos que utilizem as mesmas evoluções dos dados de entrada.

Nos restantes cenários é assumido que os consumidores conhecem os seus potenciais de poupança e sabem qual o investimento necessário para os implementar. O par de valores dos potenciais de poupança e do investimento necessário é agregado por cada período de retorno do capital. O primeiro passo para os consumidores identificarem as suas poupanças é conhecerem os seus padrões de consumo, i.e., as suas necessidades essenciais, os seus níveis de conforto e os consumos supérfluos. Baseado nos valores para cada período de retorno do capital, os consumidores tomam a decisão do montante a investir e é determinada a poupança implementada.

No cenário *Sem ApoioEE* é assumido que os consumidores domésticos e a indústria tomam a decisão de investimento sem existir benefícios do Estado. Neste cenário, o SSD é utilizado de modo interactivo como um jogo em que os agentes tomam as suas decisões. Nos restantes 3 conjuntos de cenários, o SSD é utilizado em modo parametrizado para o Estado legislador testar medidas de política e observar os comportamentos dos agentes.

Nos cenários de apoio à eficiência é assumido que há um apoio do Estado disponível, para as famílias e para a indústria, para implementação de medidas de eficiência energética. Os 3 cenários de apoio à eficiência (*Mínimo*, *Moderado* e *Máximo*) simulam diferentes níveis de apoio do Estado à eficiência. Em todos os cenários é assumido que os incentivos fixos do Estado são nulos e que existem apenas benefícios variáveis, de acordo com o montante investido por cada sector. O apoio à eficiência é atribuído aos sectores que efectuem investimento em eficiência energética e o apoio à tarifa é a redução de preço de venda da electricidade para a indústria e serviços, em relação ao preço da tarifa. O custo dos apoios é distribuído pelo sector eléctrico, sendo contabilizado como uma parcela do custo total da electricidade. Para as famílias o incentivo de retorno do investimento de curto prazo é para a substituição do parque de equipamentos ineficientes (medidas R&S4M1, R&S4M2 e R&S4M3 do PNAEE) e o incentivo de retorno do investimento de médio prazo é para a remodelação (medidas R&S4M5, R&S4M6 e R&S4M7 do PNAEE). Para a indústria o incentivo de retorno do investimento de curto prazo é para aplicação de variadores electrónicos de velocidade e o incentivo de retorno do investimento de médio prazo é para a substituição de máquinas eléctricas (ADENE, 2010b).

No cenário de apoio à tarifa é assumida uma subsídio de 40% do preço de venda de electricidade para a indústria e serviços, em relação ao preço da tarifa. Apesar de Portugal não ter os custos de electricidade mais elevados da União Europeia, o custo da tarifa de electricidade para a indústria portuguesa é superior ao mesmo custo em França, um dos seus concorrentes directos, como se observa na Figura 4.28. A subsídio do preço da tarifa nestes cenários pretende quantificar o comportamento do sector eléctrico nacional com tarifas para a indústria e serviços semelhantes às tarifas de França. Será assumido que há um apoio do Estado disponível para a indústria e para os serviços. É apresentado o cenário *PreçoFalso*, pretendendo-se verificar qual o efeito do preço subsidiado na tomada de decisão de investimento em eficiência energética.

Nos cenários Solar é assumido que os consumidores tomam a decisão de investir em autoconsumo desligada da rede, com o objectivo único de satisfazer consumos próprios, e sem qualquer apoio. Embora não exista redução de consumo, há uma redução da procura de electricidade à rede, cujo impacto se pretende quantificar. É apresentado o cenário *Solar Sem ApoioEE* e o cenário *Solar ApoioEE moderado*. Com os cenários Solar pretende-se verificar o comportamento dos consumidores na influência do autoconsumo solar na tomada de decisão de investimento em eficiência energética e no efeito de esmagamento do preço.

Por simplificação da linguagem serão utilizadas as seguintes designações:

- O indicador procura de electricidade à rede será abreviada por procura;
- O indicador eficiência energética de consumo de electricidade identificada será escrito como eficiência energética identificada;
- O indicador investimento total necessário para implementar a eficiência energética de consumo de electricidade identificada será designado por investimento efectuado;
- O indicador procura de electricidade à rede será designado por procura;
- O indicador preço médio da tarifa electricidade ao consumidor será designado por preço ao consumidor;
- O indicador custo total da electricidade será designado por custo total;
- O indicador custo total de entrega da electricidade aos consumidores será designado por custo total da electricidade;
- O indicador custo facturado na tarifa ao consumidor, a pagar pelo fornecimento de electricidade, será designado por custo da tarifa.

5.4 Resultados

5.4.1 Indicadores chave

A procura total de electricidade à rede, abreviada por procura, é a quantidade do consumo de electricidade que é satisfeita pelo sector eléctrico. A Figura 5.1 ilustra a evolução da procura para os diversos cenários definidos no Quadro 5.1.

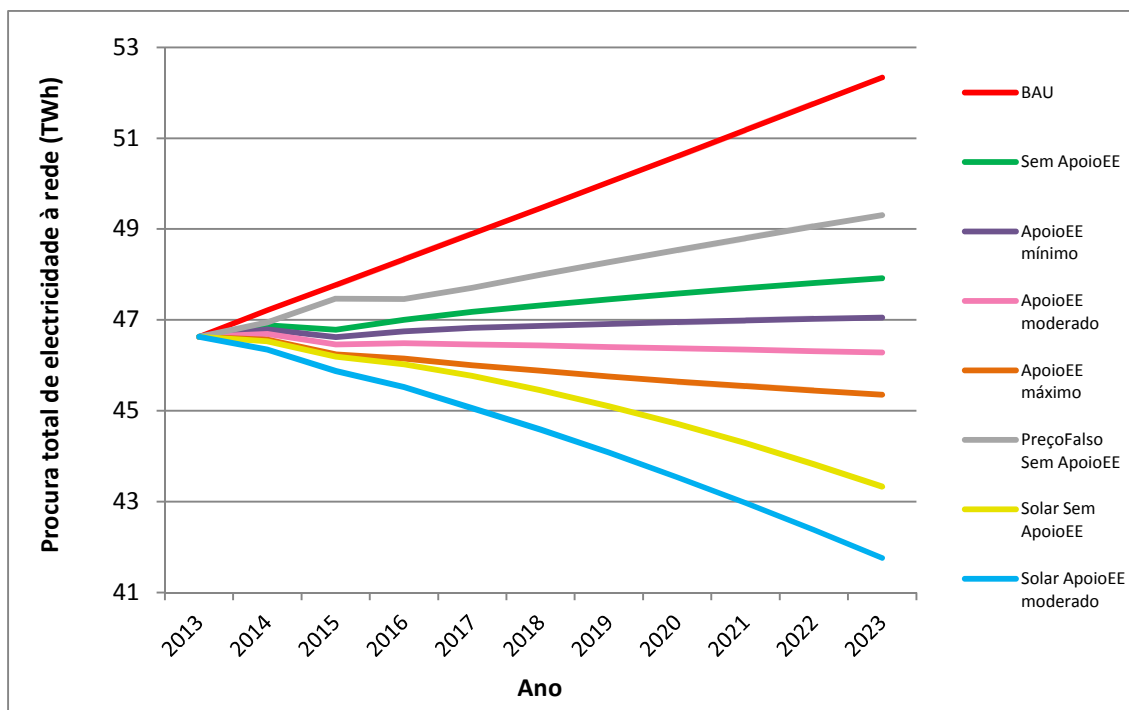


Figura 5.1- Procura total de electricidade à rede

Por observação da Figura 5.1 verifica-se que a procura no cenário *BAU* é superior à procura nos restantes cenários. O crescimento da procura no cenário *BAU* não é linear, como se

poderia concluir por observação da Figura 5.1. Esta não linearidade verifica-se porque o aumento do preço da tarifa vai ter um efeito de esmagamento, i.e., há um aumento da parcela negativa do cálculo do consumo, referente à reacção à variação ao preço.

Nos cenários com decisão, a evolução da procura tem dois comportamentos opostos: diminui com a implementação das medidas de eficiência energética e aumenta com a diminuição do preço da tarifa. Os investimentos alteram o consumo esperado, havendo um ajuste do preço da tarifa no ano seguinte: o preço diminui com a diminuição da procura. Este ajuste do preço da tarifa vai influenciar a parcela da procura referente à variação do preço.

No cenário *Sem ApoioEE* não existem incentivos para quem investe em medidas de eficiência energética. Contudo, os consumidores estão conscientes dos seus potenciais de poupança e do respectivo custo associado, tomando essa decisão de investimento. Neste cenário há uma diminuição da procura, verificando-se assim que, actualmente, existe um aliciente potencial de poupança de energia que não está a ser aproveitado pelos consumidores.

Nos cenários de apoio à eficiência, a procura é tanto menor quanto maior for o incentivo do Estado. A decisão de investimento em medidas de eficiência energética é tomada de acordo com o período de retorno do capital. O período de retorno do capital depende do investimento necessário, do apoio do Estado e dos custos evitados obtidos por redução da procura.

O apoio à tarifa para a indústria no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* tem um efeito de diminuir o factor preço do cálculo do custo da tarifa e de diminuir os custos evitados por implementação de medidas de eficiência energética. Assim, no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* o período de retorno do capital é maior, reduzindo a eficiência energética implementada. No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, a procura é maior do que no cenário *Sem ApoioEE*, justificado por dois factores: preço mais baixo e aumento do período de retorno do capital em investimentos em eficiência energética. O preço mais baixo faz diminuir a parcela negativa do cálculo da procura, referente à reacção à variação do preço. O aumento do período de retorno torna os investimentos menos aliciantes, levando a uma redução da eficiência energética implementada. No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, a procura do ano 2014 para o ano 2015 tem um crescimento, evidenciando-se o efeito da subsidiação de preço no consumo. De 2015 para 2016 o consumo diminui, verificando-se a influência do preço da tarifa no consumo.

A procura nos cenários *Solar* é inferior à procura no cenário respectivo sem autoconsumo solar, que pode sugerir uma redução do consumo mas na realidade o consumo é maior do que a procura, existindo uma parte do consumo que é satisfeito recorrendo a produção autónoma (com recurso a energia solar fotovoltaica). O investimento em autoconsumo solar reduz a procura de electricidade à rede, logo o custo da tarifa e o custo evitado são menores. Assim, o investimento em autoconsumo solar conduz a um aumento do período de retorno do investimento em medidas de eficiência energética.

O consumo anual é ilustrado na Figura 5.2. O consumo total é a quantidade de electricidade total consumida, i.e., a soma da procura de electricidade à rede com o autoconsumo solar. Nos cenários sem autoconsumo solar, o consumo total é igual à procura do cenário respectivo.

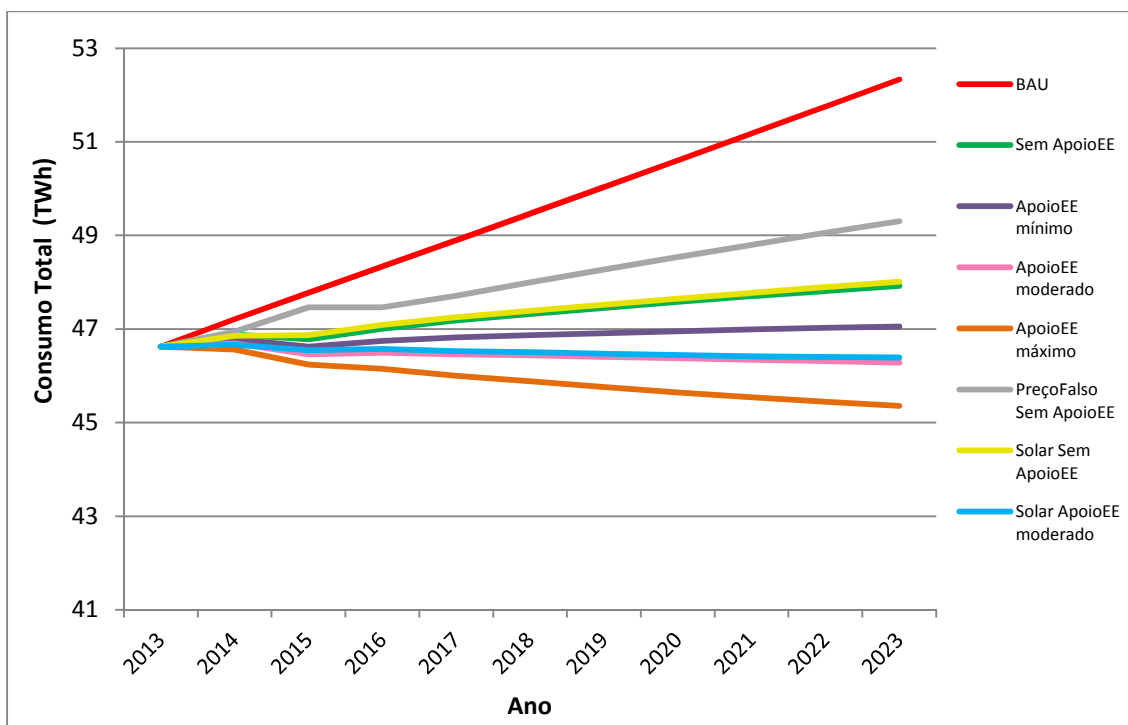


Figura 5.2- Consumo total anual de electricidade

O consumo nos cenários com autoconsumo solar é superior ao consumo no cenário correspondente sem autoconsumo solar. Isto acontece porque a dinâmica de decisão entre os investimentos em eficiência energética e em autoconsumo solar é baseada em análise económica e não em redução energética.

A Figura 5.3 ilustra a evolução da intensidade energética eléctrica aparente. A intensidade energética eléctrica aparente é a razão da procura de electricidade à rede pelo PIB. A evolução da intensidade energética eléctrica aparente é semelhante à evolução da procura visto que é assumida a mesma evolução do PIB para todos os cenários.

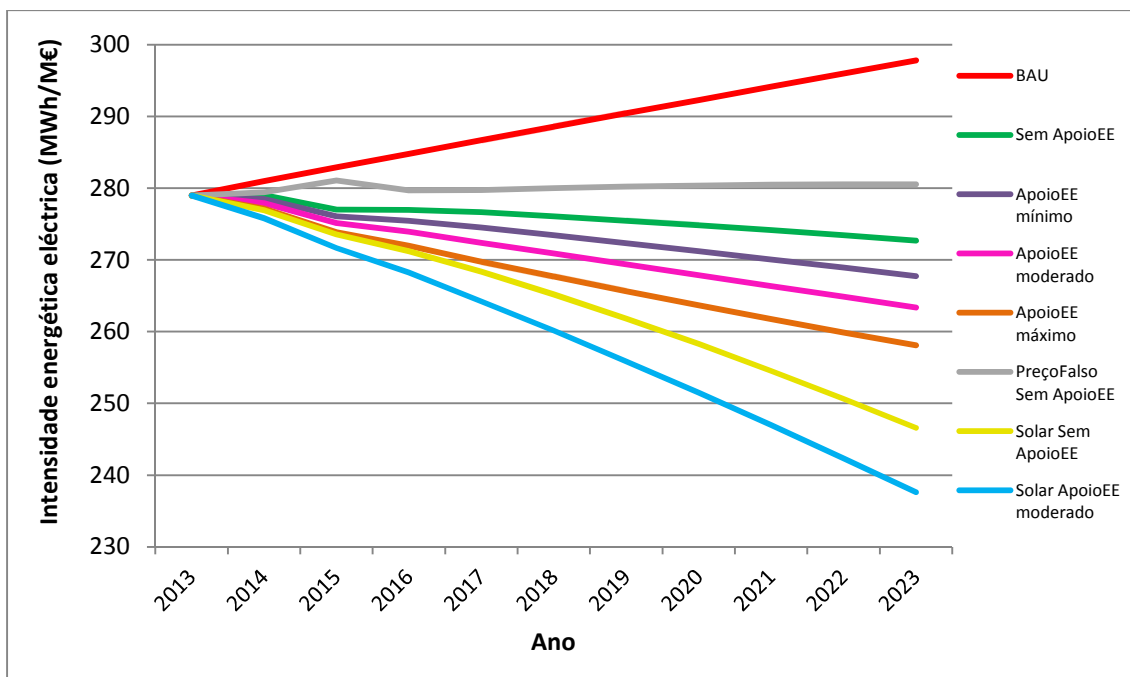


Figura 5.3- Intensidade energética eléctrica aparente

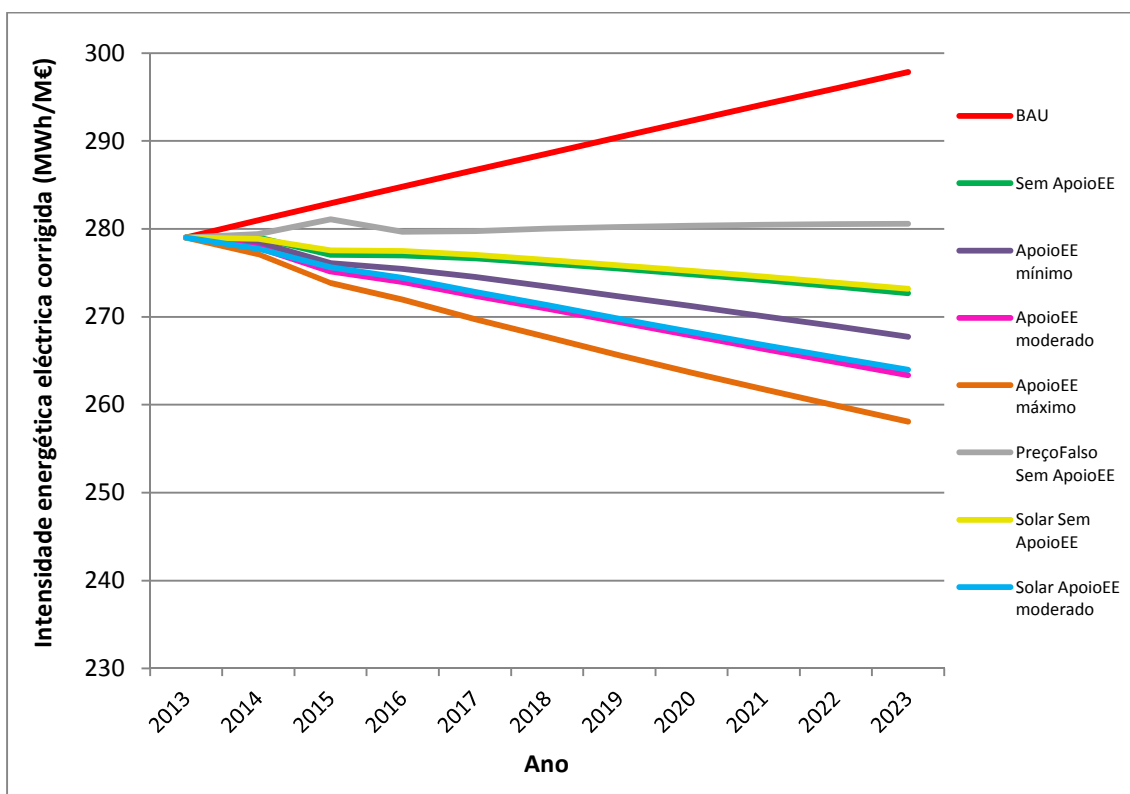


Figura 5.4- Intensidade energética eléctrica anual corrigida (inclui auto-consumo solar)

A Figura 5.4 ilustra a intensidade energética eléctrica corrigida, i.e., incluindo a contribuição da electricidade do autoconsumo solar. Esta intensidade energética eléctrica é a razão do consumo de electricidade pelo PIB. Para se quantificar o verdadeiro valor da intensidade energética eléctrica toda a energia eléctrica deve ser contabilizada. Na Figura 5.1 e na Figura

5.3, o consumo por energia solar descentralizada não é contabilizado conduzindo à falsa conclusão de que os cenários com autoconsumo solar são mais eficientes. Por comparação da Figura 5.1 com a Figura 5.4 verifica-se que isso não é verdade.

A Figura 5.5 ilustra o custo facturado na tarifa ao consumidor, abreviado por custo da tarifa.

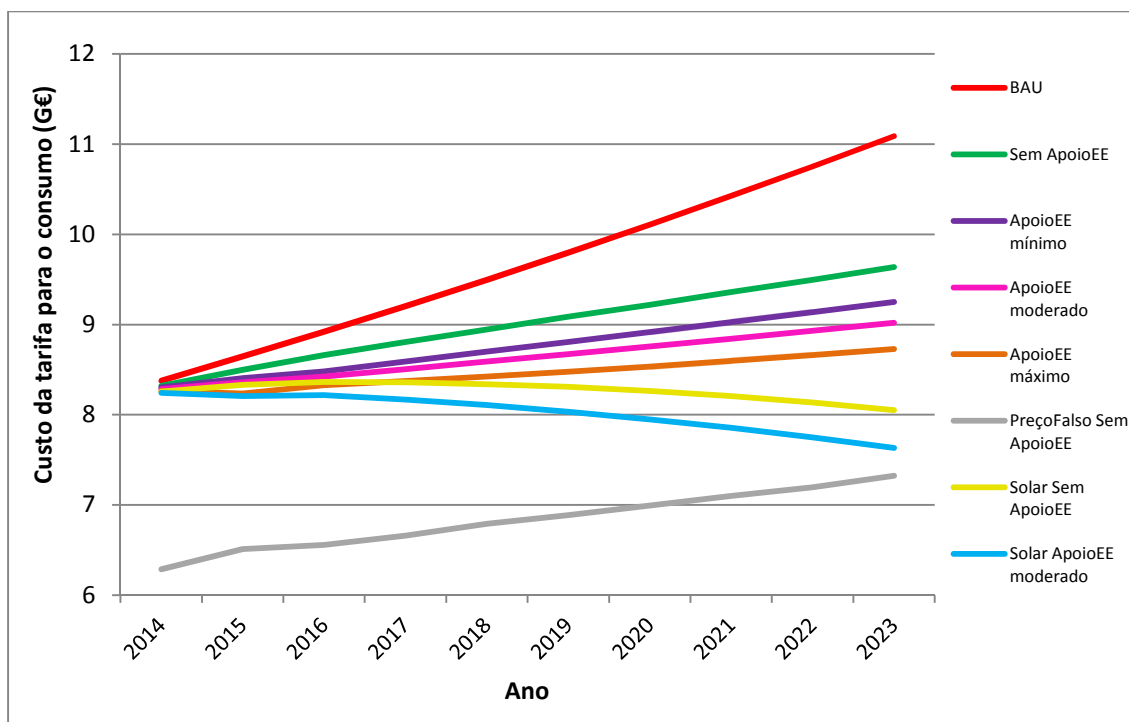


Figura 5.5- Custo anual total da tarifa para o consumo

Verifica-se que o custo da tarifa é maior no cenário *BAU*, sendo um cenário com procura e preço da tarifa crescentes.

Nos cenários com decisão de investimento em eficiência energética o custo da tarifa cresce mas a taxa de crescimento é menor.

No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, o custo da tarifa é menor, por ser subsidiado, mas tem uma taxa de crescimento maior do que no cenário *Sem ApoioEE*.

Nos cenários *Solar* o custo da tarifa decresce, como seria de esperar porque o custo do investimento em autoconsumo não tem apoio do Estado.

Ao se efectuarem investimentos em eficiência energética as famílias reduzem o seu consumo, diminuindo o custo da tarifa. Ao diminuir o consumo também diminui o preço da tarifa de electricidade para o ano seguinte, diminuindo o custo evitado. Esta dinâmica entre o preço da tarifa e o consumo está ilustrado na Figura 5.6, que ilustra o custo total da electricidade aos consumidores. O custo total aos consumidores é a soma do custo da tarifa e dos investimentos que os consumidores efectuam em eficiência energética e em autoconsumo.

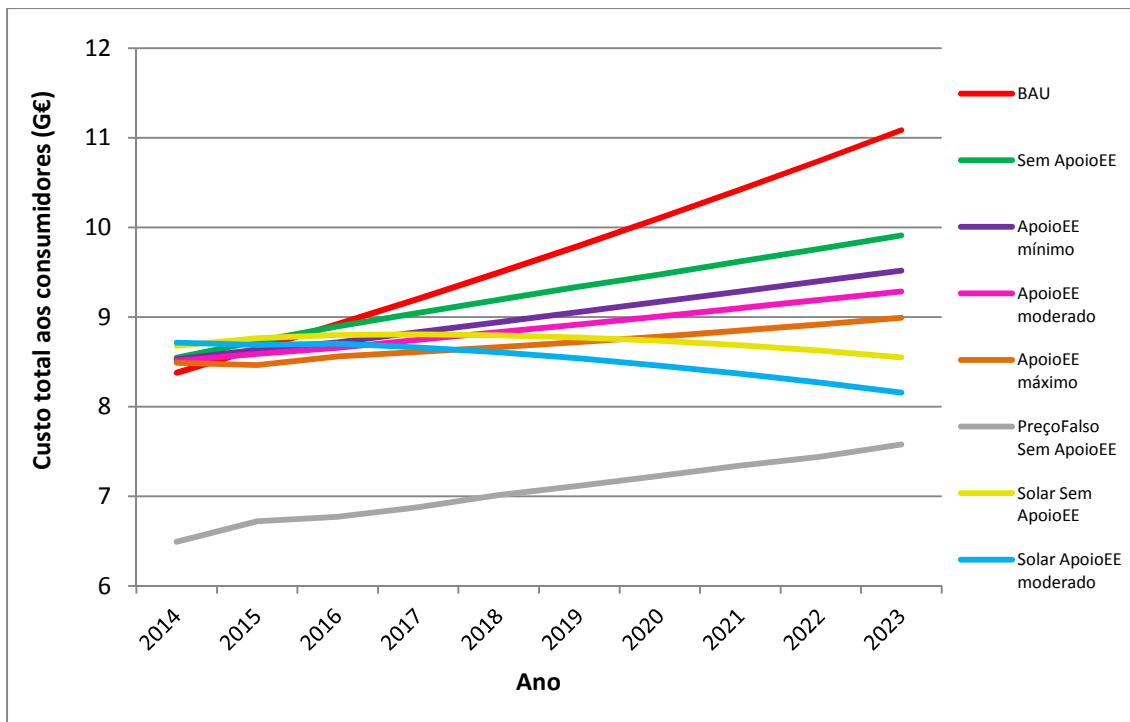


Figura 5.6- Custo total anual da electricidade aos consumidores

O custo total aos consumidores é sempre menor no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* porque a tarifa é subsidiada.

O custo total aos consumidores é, inicialmente, maior nos cenários com investimento em eficiência energética e em autoconsumo solar devido ao custo do investimento efectuado. Contudo, devido ao balanço do investimento efectuado e do custo da tarifa evitado, os cenários *Solar* passam a apresentar menor custo aos consumidores do que o cenário *Sem ApoioEE*.

A Figura 5.7 ilustra o custo total de entrega da electricidade aos consumidores para os diversos cenários, designado de forma abreviada por custo total da electricidade. O custo total da electricidade é a soma algébrica do custo variável total e do custo fixo total. O custo total variável é a soma dos custos de combustível, de emissão, de Operação e Manutenção (O&M) variável e dos incentivos variáveis do Estado (de Apoio à eficiência e de Apoio à tarifa). O custo total fixo é a soma dos custos O&M fixos, dos custos de produção fixos e dos incentivos fixos do Estado. Nos cenários apresentados, os incentivos fixos do Estado são nulos.

Por observação da Figura 5.7 pode-se compreender o esforço económico que o apoio do Estado tem no sector eléctrico. Verifica-se que o custo total da electricidade é significativamente superior e tem uma taxa de crescimento maior no cenário de apoio à tarifa do que nos cenários de apoio à eficiência.

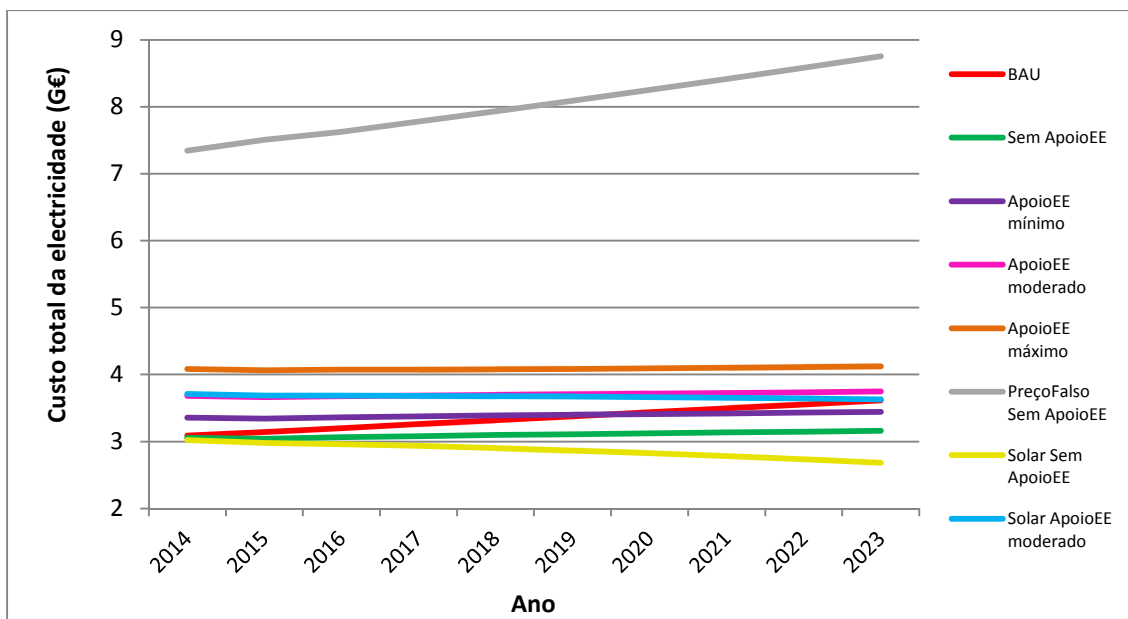


Figura 5.7- Custo total anual da electricidade

O cenário *Solar Sem ApoioEE* é o que apresenta menor custo total da electricidade. Neste cenário há consumidores a investir em autoconsumo e em eficiência energética sem incentivo. Assim, há custos evitados (de emissão, produção e entrega de electricidade), sem qualquer custo adicional, devido à diminuição da procura de electricidade à rede.

O apoio do Estado introduz um custo à electricidade. Este custo, que foi assumido que seria uma parcela do custo total da electricidade.

O cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* é o que apresenta maior custo total da electricidade. A Figura 5.7 evidencia outro efeito negativo do apoio à tarifa: o custo adicional do incentivo do Estado.

Nos cenários de apoio à eficiência também existe o custo adicional do incentivo do Estado.

O custo total da electricidade é, inicialmente, maior nos cenários de apoio à eficiência do que no cenário *BAU*, mas a tendência inverte-se ao longo do período em análise, iniciando-se a recuperação do apoio do Estado à eficiência energético no consumo.

A Figura 5.8 ilustra o custo total ao cidadão. No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, verifica-se que o custo ao cidadão é maior do que o custo total ao consumidor. Assim, a subsidiação do preço introduz um défice tarifário. Verifica-se também que, no final do período em análise, o custo total ao cidadão no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* é superior aos cenários Solar e aproxima-se do custo total ao cidadão no cenário *ApoioEE Máximo*.

Para os restantes cenários, o custo total ao cidadão é igual ao custo total ao consumidor.

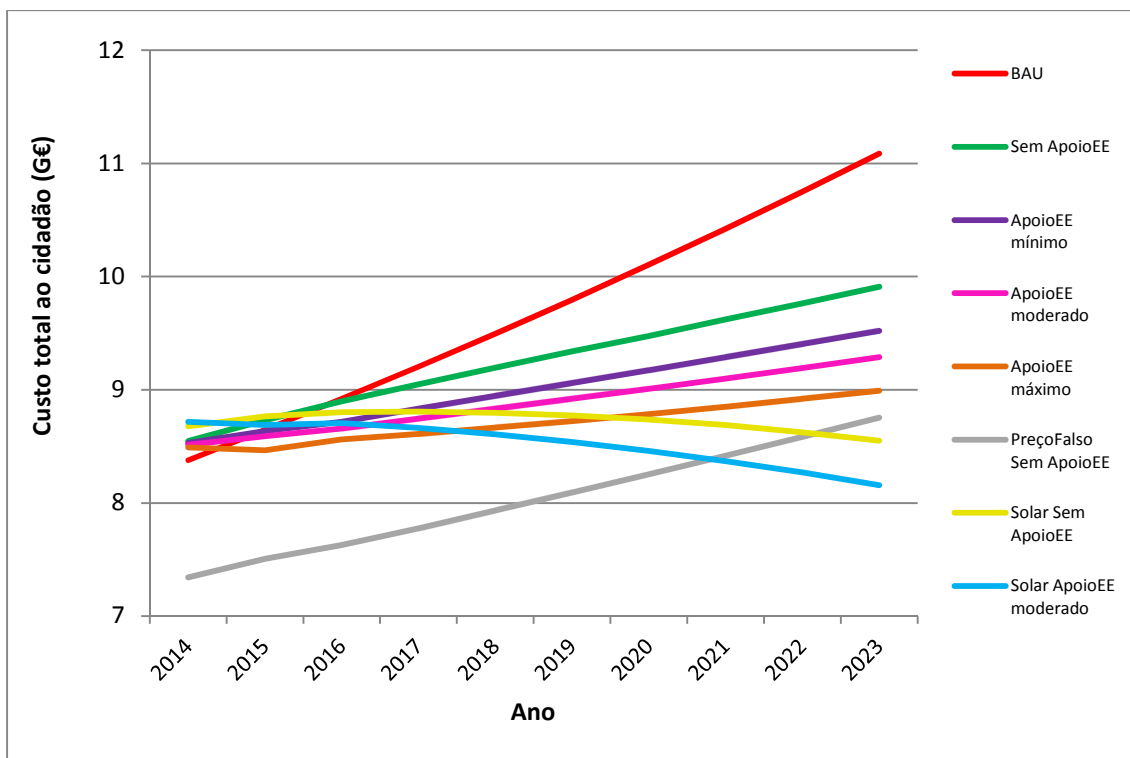


Figura 5.8- Custo total anual da electricidade ao cidadão

A Figura 5.9 ilustra a pressão ambiental.

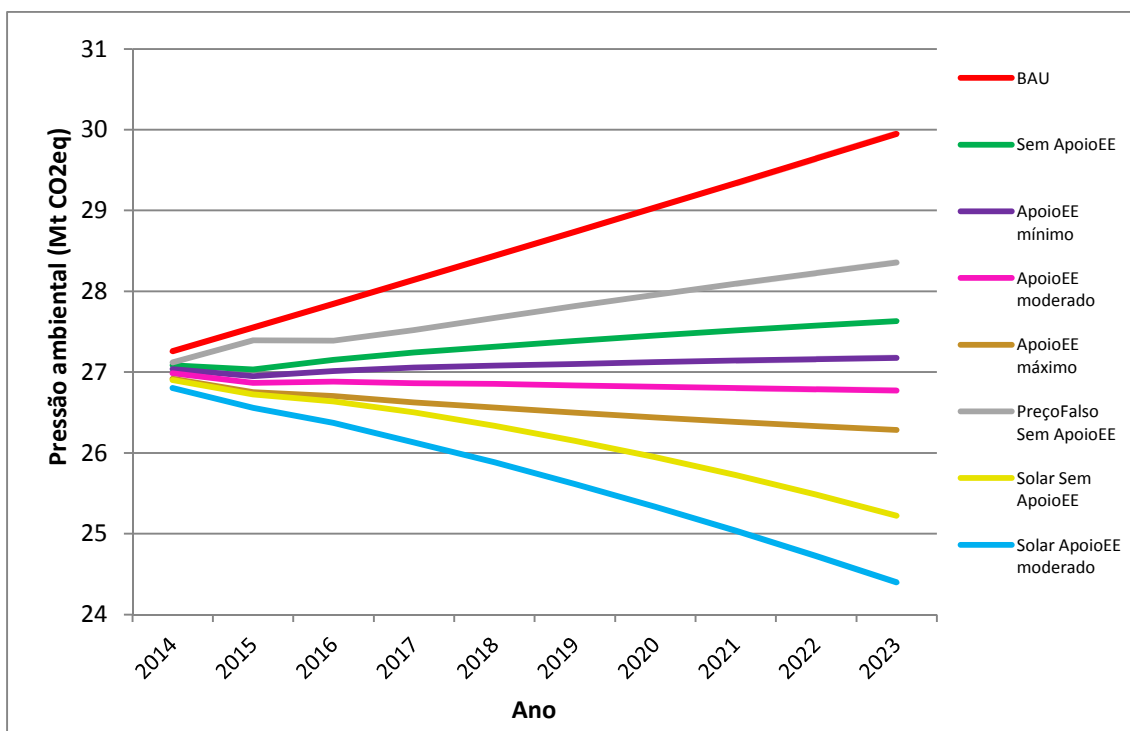


Figura 5.9- Pressão ambiental da electricidade

A pressão ambiental inclui as emissões de GEE e a ocupação do solo.

Verifica-se que a pressão ambiental no cenário *BAU* é sempre superior e tem a maior taxa de crescimento.

No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* a pressão ambiental é maior do que no cenário *Sem ApoioEE* porque há um consumo maior que tem de ser satisfeito recorrendo a energias primárias mais poluentes.

Nos cenários *Solar* a pressão ambiental é menor do que no respectivo cenário sem autoconsumo solar, porque a procura é menor e a energia primária do autoconsumo é a solar.

5.4.2 Análise sectorial da indústria

Os agentes tomam decisões de investimento em medidas de eficiência energética e em autoconsumo de forma distinta, de acordo com as suas características, interesses próprios, custos e apoios. Assim, é pertinente efectuar uma análise sectorial no consumo. As famílias tomam decisão de investimento em medidas de eficiência energética e de investimento em autoconsumo solar com apoio à eficiência mas sem apoio à tarifa. A indústria toma decisão de investimento em medidas de eficiência energética com apoio à eficiência e de investimento em autoconsumo solar e com apoio à tarifa. A indústria é, assim, o sector do consumo com mais dinâmica e, por esse motivo, será analisada primeiro.

A Figura 5.10 ilustra a procura anual de electricidade à rede pela indústria para os diversos cenários.

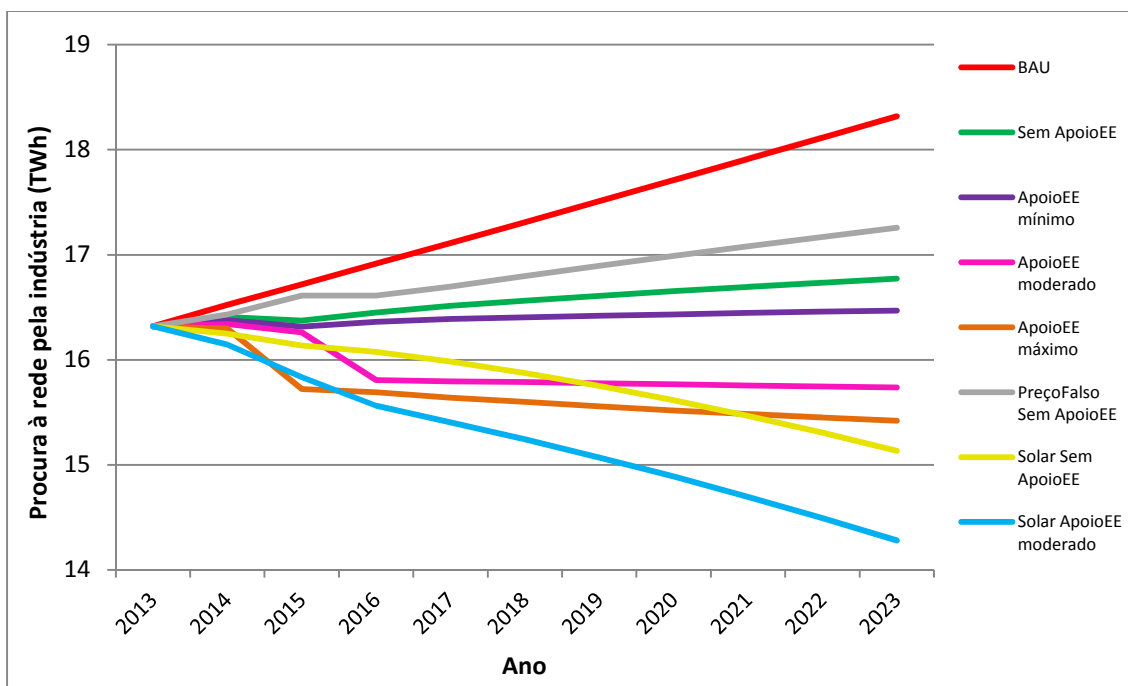


Figura 5.10- Procura anual de electricidade à rede pela indústria

Verifica-se que a evolução da procura de electricidade à rede é semelhante ao que se observou para a evolução da procura agregada ilustrada na Figura 5.1. A evolução do

consumo da indústria também é semelhante à evolução do consumo agregado ilustrada na Figura 5.2.

A procura à rede pela indústria no cenário Sem ApoioEE é semelhante à procura à rede pela indústria no cenário ApoioEE mínimo. A indústria em Portugal já efectuou os investimentos de baixo período de retorno de capital, por isso a procura à rede pela indústria é semelhante no cenário Sem ApoioEE e no cenário ApoioEE mínimo.

A Figura 5.11 ilustra o preço médio anual da tarifa de electricidade para a indústria.

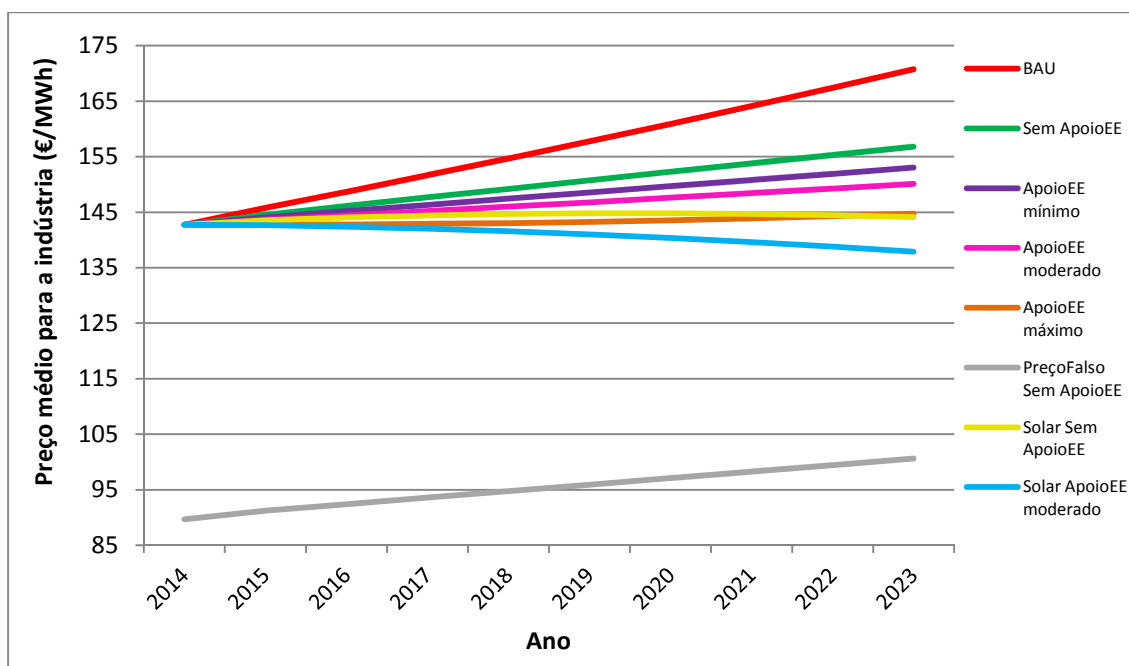


Figura 5.11- Preço médio anual da tarifa de electricidade para a indústria

Nos cenários em que há investimentos em eficiência energética, o preço da tarifa de electricidade para a indústria é ajustado, diminuindo de acordo com a redução da procura. Nos cenários de apoio à eficiência, o preço médio para a indústria é menor para os cenários com maior apoio.

O preço médio para a indústria é menor no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, como seria de esperar por ser um cenário com preço subsidiado para a indústria. Contudo, o menor preço médio para a indústria tem o efeito de aumentar o consumo neste subsector, agravando a necessidade de ajuste do preço. Assim, o preço da tarifa deveria ter um crescimento maior. Contudo, a subsídio do preço oculta esse efeito.

O preço médio da electricidade para a indústria é menor no cenário *Solar* do que no cenário respectivo sem autoconsumo solar.

O preço médio para a indústria é maior para o cenário *BAU*.

A Figura 5.12 ilustra o custo da tarifa para a indústria. O indicador custo da tarifa é a parcela do custo total ao consumidor referente ao produto da procura de electricidade pelo preço da tarifa.

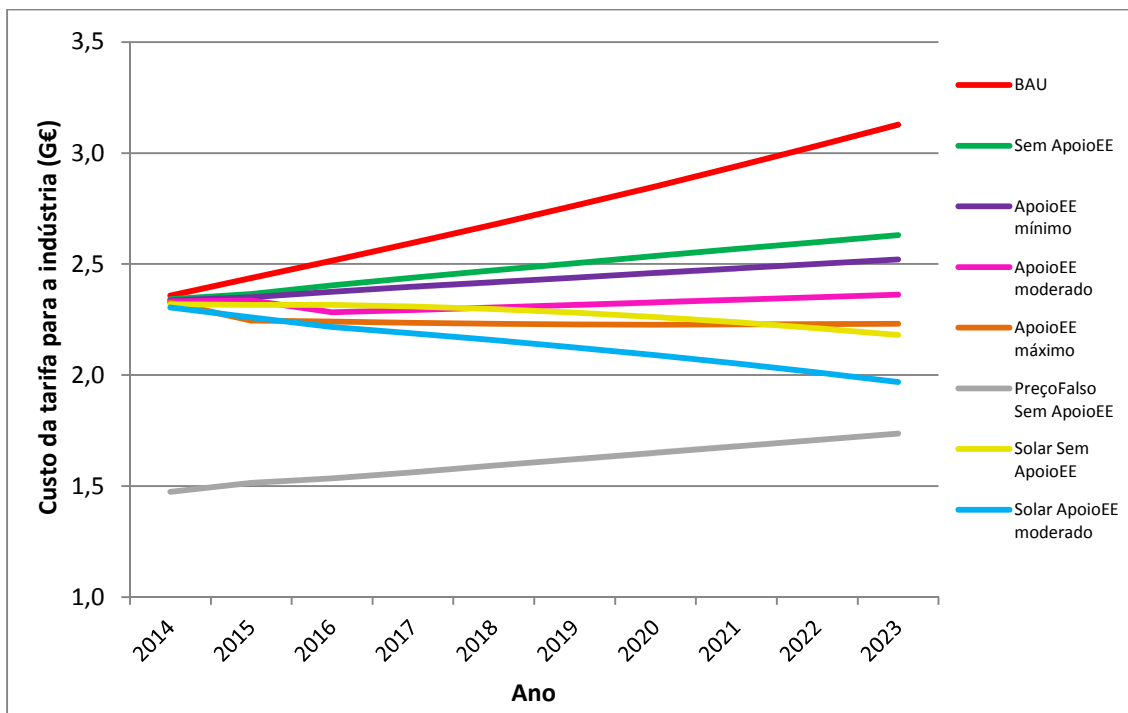


Figura 5.12- Custo total anual da tarifa para a indústria

O custo total da tarifa é maior no cenário *BAU* e é menor no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*. A subsidiação do preço da tarifa para a indústria reflete-se num aumento da procura pela indústria (Figura 5.10), mas o custo total não aumenta porque a taxa de redução do preço é superior à taxa de aumento do consumo.

O custo total da tarifa para a indústria é menor no cenário *Solar* do que no cenário *Sem ApoioEE*. O custo total da tarifa para a indústria é semelhante no cenário *PreçoFalso* e no cenário *Solar PreçoFalso*.

A Figura 5.13 ilustra o custo total da electricidade à indústria. O custo total da electricidade é a soma do custo da tarifa e do custo dos investimentos que os consumidores efectuam em eficiência energética e em autoconsumo.

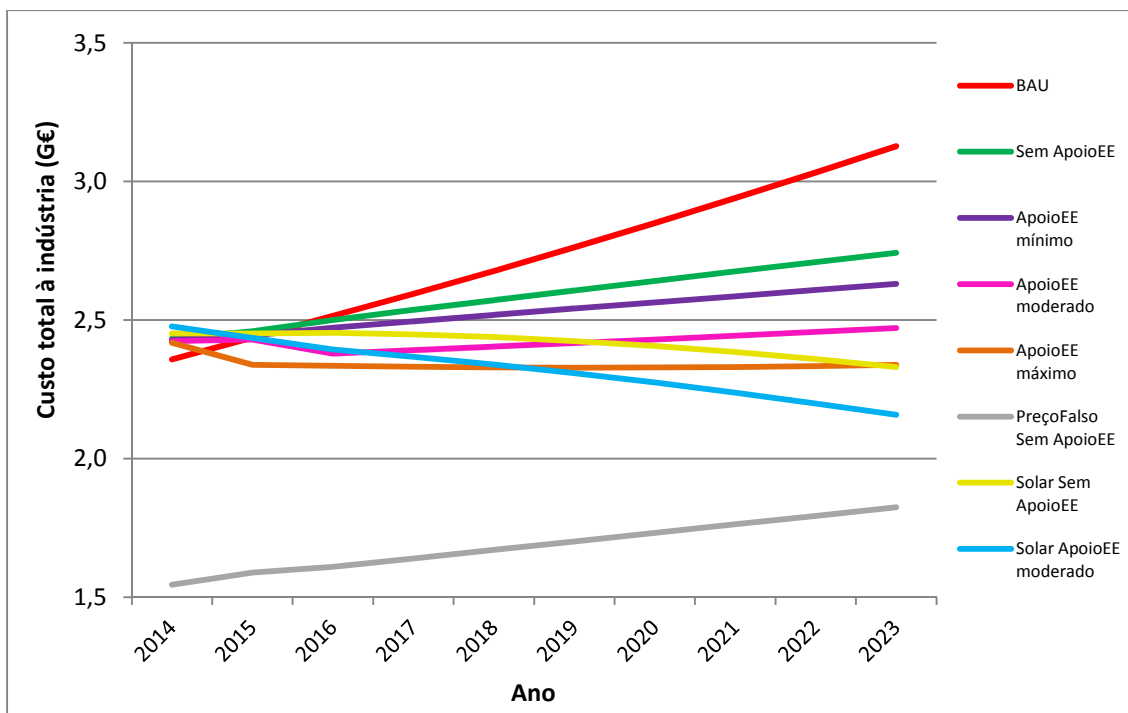


Figura 5.13- Custo total anual da electricidade à indústria

Verifica-se que o custo total da electricidade à indústria é inicialmente maior nos cenários *Sem ApoioEE*, de apoio à eficiência e solar, devido aos investimentos efectuados. o custo total da electricidade à indústria tem uma taxa de crescimento maior e passa a ser o de maior valor. Assim, verifica-se que a indústria recupera os investimentos em eficiência energética e em autoconsumo.

O cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* é o que apresenta menor custo total à indústria, mas vai-se aproximando do custo total à indústria para os cenários Solar.

5.4.3 Análise sectorial das famílias

O outro sector do consumo analisado foi o das famílias. A Figura 5.14 ilustra a procura de electricidade à rede pelas famílias.

A procura para 2014 é igual no cenário *Sem ApoioEE* e no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*. A partir desse ano a procura no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* é sempre menor do que no cenário *Sem ApoioEE*. Este comportamento é oposto ao da procura agregada e ao da indústria.

A evolução da procura nos restantes cenários é semelhante à que se verificou para o consumo agregado e para a indústria. Contudo, é de realçar a redução da procura à rede no cenário *Sem ApoioEE* em comparação como cenário *BAU*, evidenciando o potencial de poupança nas famílias que não está a ser aproveitado, embora seja economicamente rentável.

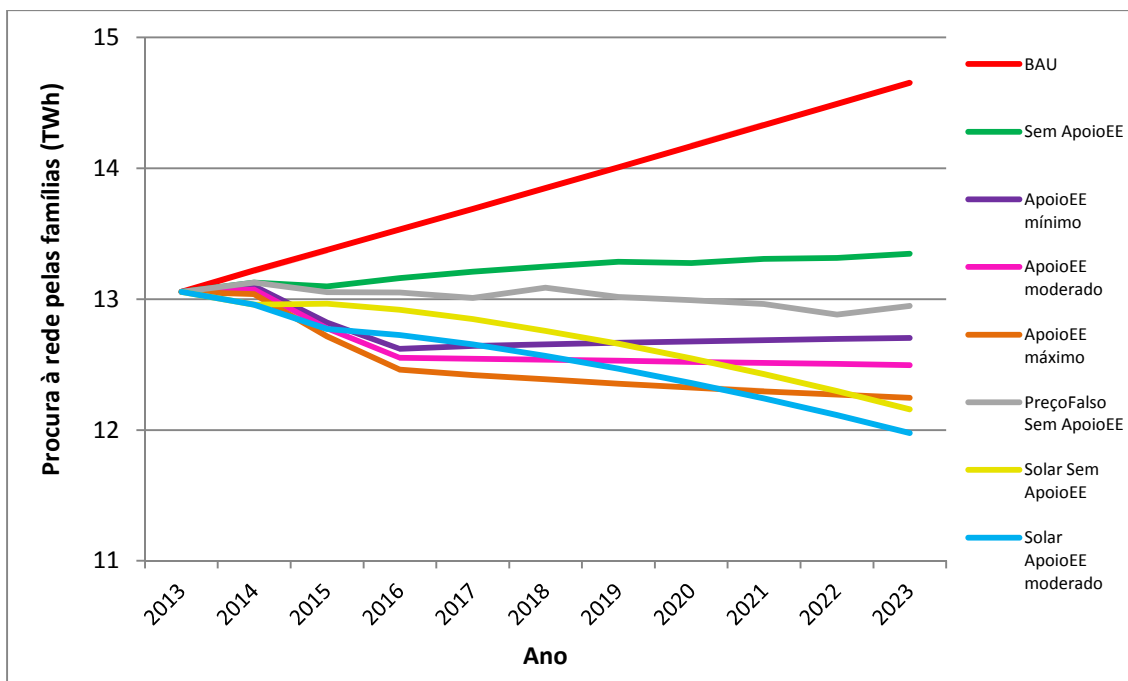


Figura 5.14- Procura anual de electricidade à rede pelas famílias

A Figura 5.15 ilustra o consumo de electricidade pelas famílias.

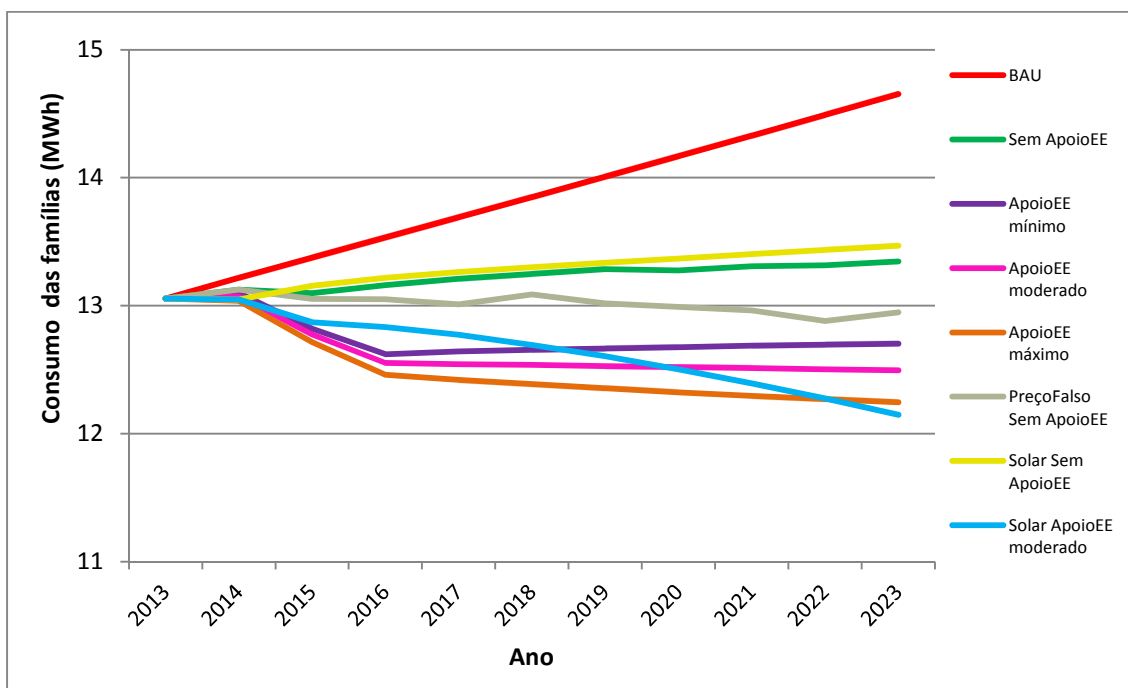


Figura 5.15- Consumo de electricidade pelas famílias

De realçar a procura à rede entre 2015 e 2018 para o cenário ApoioEE moderado e para o cenário Solar ApoioEE moderado, evidenciando a redução dos investimentos em eficiência energética perante a alternativa de investimento em autoconsumo.

A Figura 5.16 ilustra o preço médio da electricidade para as famílias.

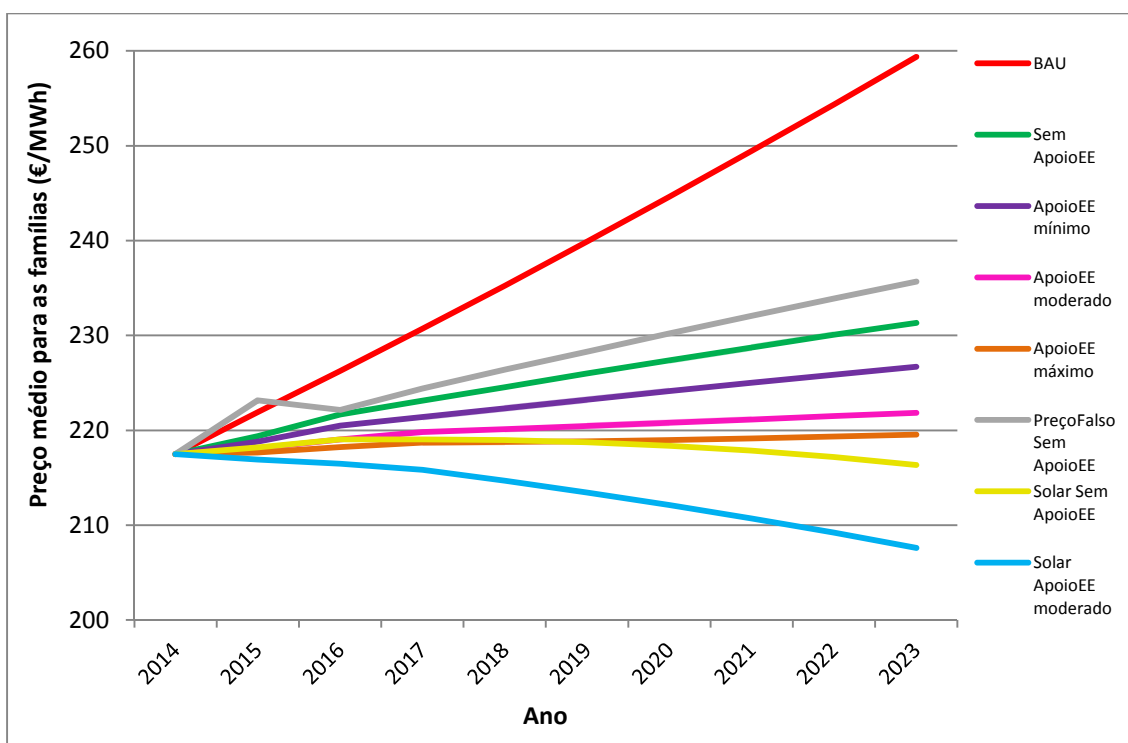


Figura 5.16- Preço médio da electricidade para as famílias

A evolução do preço da tarifa é usualmente semelhante à evolução da procura. Contudo, ao contrário do que se tem verificado, isso não se verifica para o cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*.

Por observação da Figura 5.16 verifica-se que o preço em 2014 é igual no cenário *Sem ApoioEE* e no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*. Assim, verificou-se que a procura para 2014 no cenário *Sem ApoioEE* é igual à procura do cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, conforme ilustrado na Figura 5.14. As famílias não têm um preço da tarifa subsidiado. Contudo, por a indústria e os serviços terem um preço da tarifa subsidiado, há um aumento da procura total de electricidade à rede, logo há um aumento preço da tarifa para todos os subsectores do consumo (incluindo para as famílias). Assim, o preço da tarifa às famílias é maior no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* do que no cenário *Sem ApoioEE*. Em virtude da tarifa ser actualizada apenas a partir de 2015, devido ao desvio da procura em relação à procura esperada para 2014, as famílias sentem o efeito de esmagamento do preço. Além disso, o agravamento do preço para as famílias, no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, faz os investimentos em eficiência energética serem mais aliantes neste subsector do consumo, reduzindo ainda mais a procura à rede deste subsector.

O preço da tarifa para a indústria também é ajustado por haver um aumento de consumo, tal como se verifica para as famílias. Contudo, a actualização da tarifa para a indústria não tem impacto significativo na procura porque o preço é subsidiado.

A Figura 5.17 ilustra o custo da tarifa para as famílias.

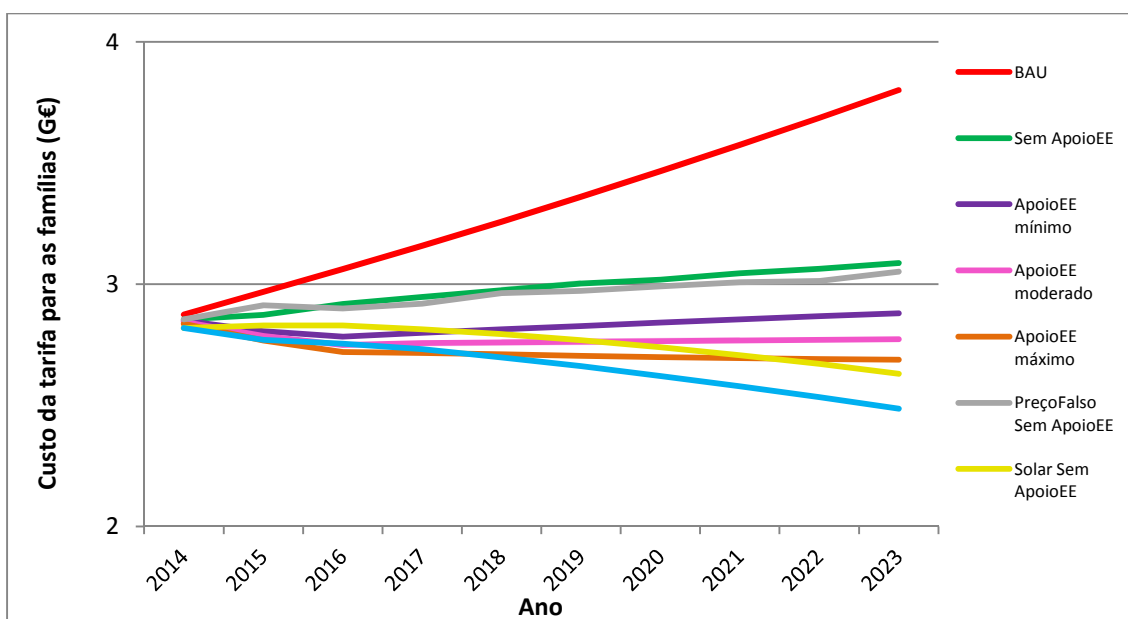


Figura 5.17- Custo total da tarifa para as famílias

A evolução do custo da tarifa para as famílias é semelhante à que se verificou para a indústria, excepto para o cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*. Visto que os valores da procura e do preço em 2014 são iguais no cenário *Sem ApoioEE* e no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, o custo da tarifa para as famílias é igual nestes dois cenários. Contudo, a partir de 2014 a procura à rede diminui e o preço aumenta. Assim, apesar da eficiência energética ser maior no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* do que no cenário *Sem ApoioEE*, o custo da tarifa é semelhante em ambos os cenários. A Figura 5.18 ilustra o custo total da electricidade as famílias.

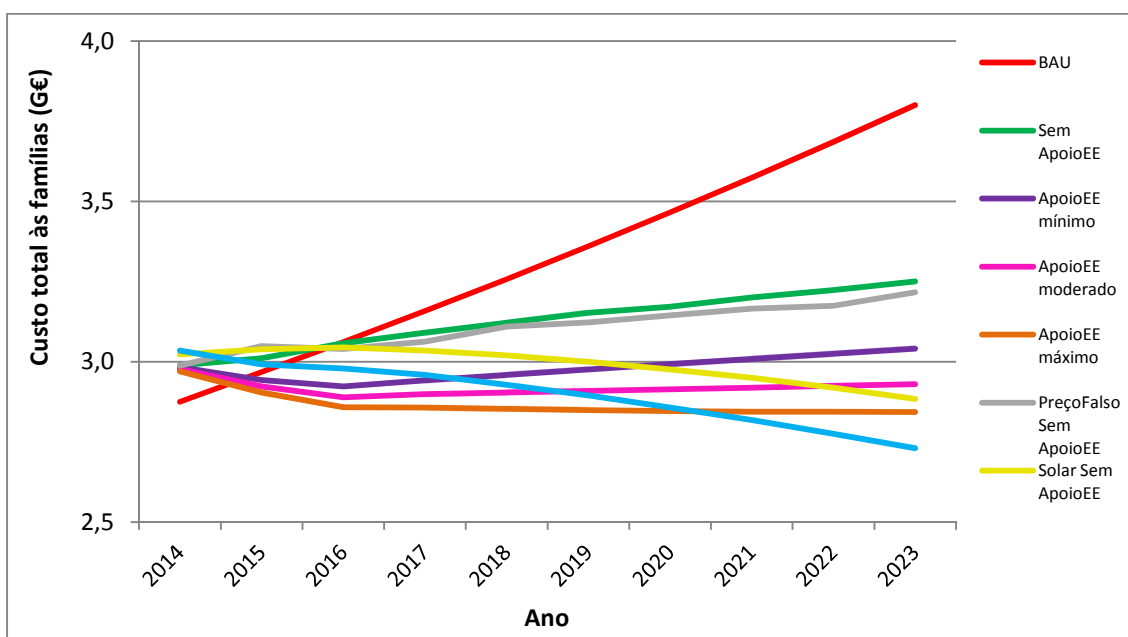


Figura 5.18- Custo total da electricidade às famílias

Verifica-se que o custo total para o cenário Solar é semelhante à que se verificou para a indústria, excepto para o cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*. O custo total no cenário *PreçoFalso* é maior do que no cenário *Sem ApoioEE* pela reacção ao aumento de preço da tarifa e pelo aumento do investimento em eficiência energética.

Verifica-se que, nos primeiros anos, o custo total da electricidade às famílias é inferior ao do cenário *BAU* mas depois é sempre superior, mostrando a necessidade de capital disponível inicial e a vantagem económica, para as famílias, do investimento em medidas de eficiência energética nestes cenários.

5.4.4 Análise global

A Figura 5.19 ilustra o preço médio da electricidade para o consumo. O preço médio da tarifa de electricidade ao consumidor, abreviado por preço ao consumidor, é a média ponderada do preço médio para cada um dos subsectores. O factor de ponderação é a quota de procura de cada subsector.

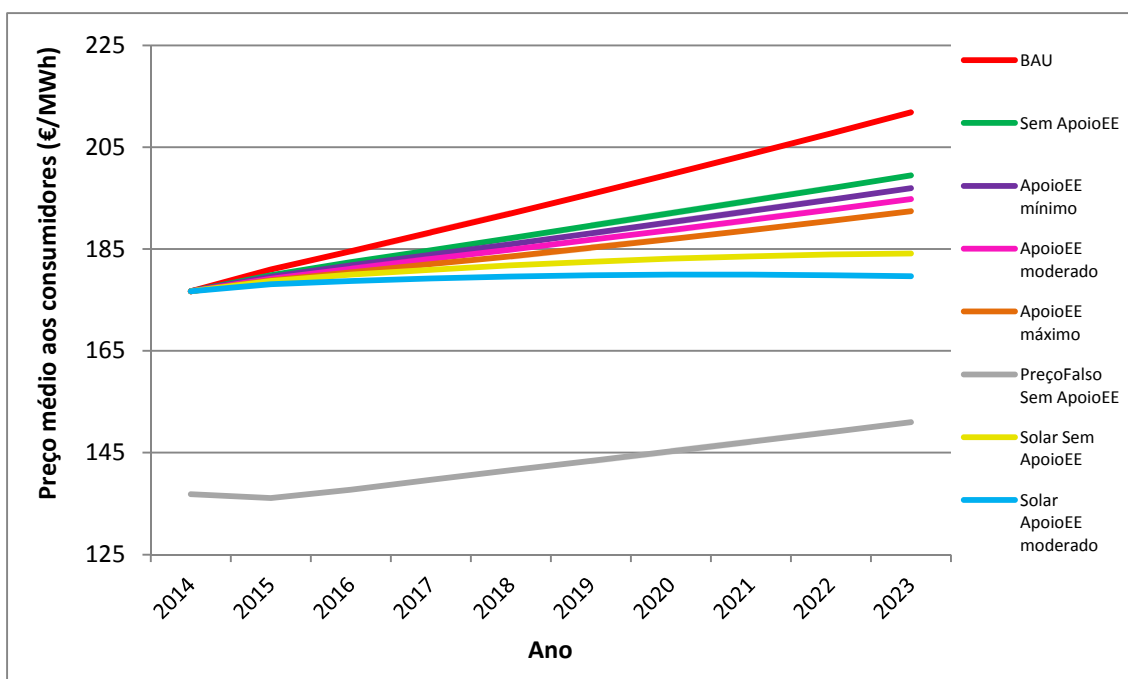


Figura 5.19- Preço médio da electricidade para o consumo

Verifica-se que o preço ao consumidor é maior no cenário *BAU* e menor no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*.

Nos cenários de apoio à eficiência, o investimento que os consumidores efectuam tem o efeito de reduzir a sua procura, fazendo diminuir o preço ao consumidor.

No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, a subsidiação do preço da tarifa implica que o preço ao consumidor seja mais baixo do que nos cenários *Sem ApoioEE* à tarifa.

O preço ao consumidor é maior no cenário sem autoconsumo solar do que no cenário correspondente com autoconsumo solar.

A Figura 5.20 ilustra a eficiência energética total de electricidade implementada no consumo, abreviadas para eficiência energética implementada no consumo. A eficiência energética implementada no consumo é uma média ponderada da eficiência energética implementada em cada um dos subsectores do consumo. O factor de ponderação é a quota de procura de cada subsector. Esta eficiência energética implementada são simples e referentes apenas a um determinado ano, não sendo a eficiência energética implementada nesse ano acumuladas com a eficiência energética implementada nos anos anteriores.

A eficiência energética implementada depende da eficiência energética identificada. De ano para ano os consumidores efectuam investimentos em eficiência energética (implementando parte do potencial de poupança identificado e ficando por implementar o potencial de poupança sobranante). O potencial de poupança sobranante dos anos anteriores pode ser implementado num determinado ano posterior com um investimento inferior, por haver uma melhoria tecnológica. Devido à investigação e desenvolvimento, vão surgindo nova eficiência energética identificadas, com o respectivo investimento necessário para a sua implementação. O valor da eficiência energética identificada para cada ano é a soma do potencial de poupança sobranante dos anos anteriores com a nova eficiência energética identificada.

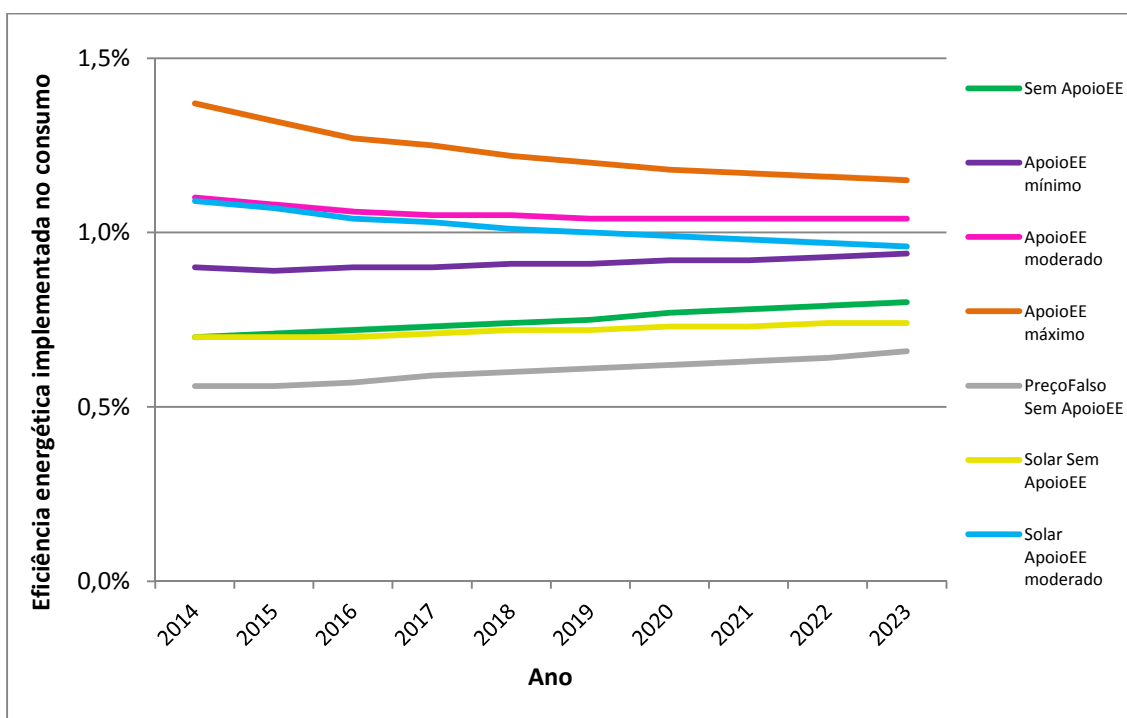


Figura 5.20- Eficiência energética simples de consumo de electricidade implementada

No cenário *Sem ApoioEE* os consumidores tomam a decisão de investimento em medidas de eficiência energética, mesmo sem incentivos. Assim, existe uma diminuição do consumo, tal como ilustrado na Figura 5.1.

A eficiência energética implementada no consumo é menor no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE* do que no cenário *Sem ApoioEE*. Evidencia-se, assim, outro dos efeitos negativos do apoio à tarifa: a redução da implementação da eficiência energética.

Nos cenários *Solar* há uma dinâmica de investimento em eficiência energética e de investimento em autoconsumo solar. A possibilidade de investimento em autoconsumo solar influencia o investimento em eficiência energética: o investimento em autoconsumo solar, num determinado ano, reduz a eficiência energética implementada nos anos seguintes.

Na Figura 5.7, foi assumido que o incentivo do Estado à eficiência e à tarifa era um custo a ser incorporado no sector eléctrico global. No caso de ser assumido que o incentivo do Estado é um custo a ser suportado pelo Estado então o custo total da electricidade é conforme ilustrado na Figura 5.21.

Neste pressuposto, o custo total da electricidade é menor no cenário *Solar Sem ApoioEE* e maior no cenário *BAU*. Verifica-se também que o custo total da electricidade, nos cenários de apoio à eficiência, é menor para os cenários com mais apoio.

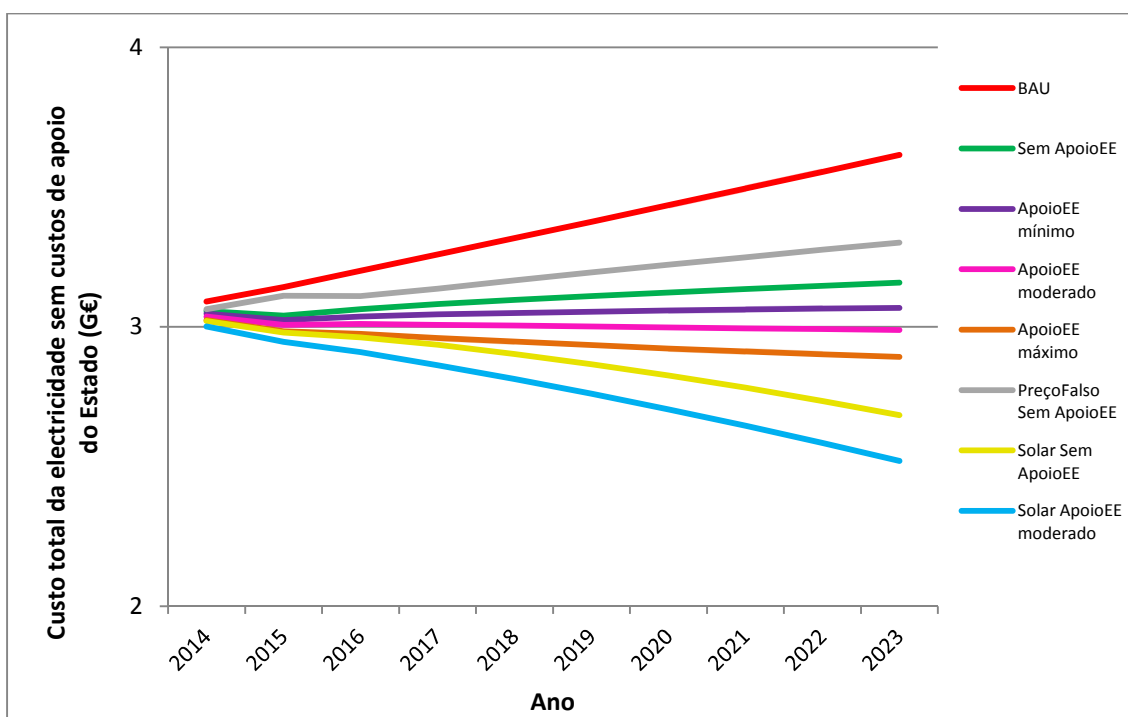


Figura 5.21- Custo total da electricidade sem custos de Apoio do Estado

A Figura 5.21 comparada com a Figura 5.7 evidencia outro efeito negativo do apoio à tarifa: o custo adicional do incentivo do Estado.

Nos cenários de apoio à eficiência também existe o custo adicional do incentivo do Estado. Contudo, nestes cenários há a vantagem da diminuição da procura em relação ao esperado.

Embora a nível global pareçam existir vantagens económicas, a nível sectorial há efeitos opostos. Por exemplo, no cenário *PreçoFalso* existe um agravamento dos custos ao consumidor e ao cidadão, um aumento do consumo e um aumento o custo total da electricidade. Cria-se, assim, um esforço económico adicional sem melhorias tecnológicas, sociais ou ambientais. Este esforço económico por estar a comprometer a sustentabilidade

económica do sector eléctrico, o que implica que se reduzam os ganhos (comprometendo os investimentos de melhoria e reforço do sector eléctrico) ou se crie um défice tarifário (a ser pago pelos consumidores ou pelos contribuintes, conforme decisão estratégica do Estado)

Em nenhum dos cenários se excedeu a capacidade de produção. Assim, não foi necessário recorrer à importação de electricidade ou de se efectuar investimentos em reforço do parque electroprodutor. Caso fosse necessário, os custos da electricidade seriam agravados.

5.5 Análise de sensibilidade

5.5.1 À evolução económica

Para estudar a sensibilidade à evolução económica utilizou-se o indicador PIB.

A Figura 5.22 ilustra a evolução do consumo para o cenário *Sem ApoioEE* e para uma variação do PIB em 1%.

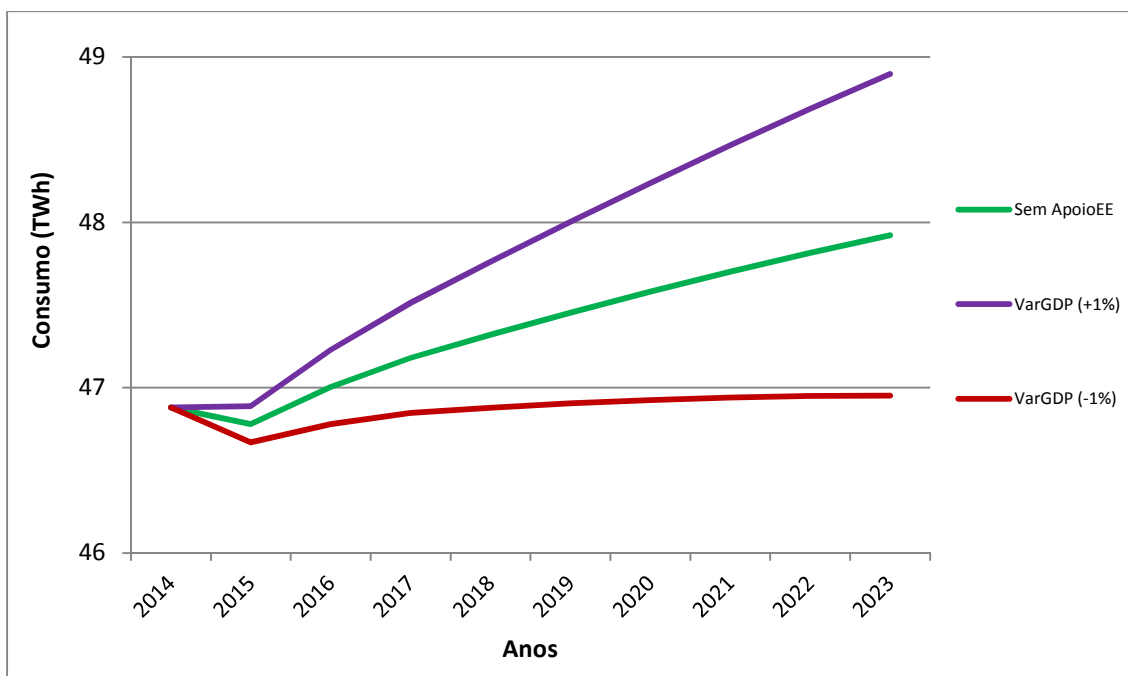


Figura 5.22- Evolução do consumo (análise de sensibilidade à evolução económica)

Por observação da Figura 5.22 verifica-se que a sensibilidade do consumo ao PIB é nula no primeiro ano e aumenta ao longo do período de análise. Assim, a influência do PIB não é significativa no período inicial, mas os erros da previsão do PIB devem ser tidos em conta para a análise de médio e longo prazo. No presente caso, uma variação de 1% do PIB provoca, no último ano do período de análise, uma variação, no mesmo sentido, de cerca de 2% do consumo.

A Figura 5.23 ilustra o custo da tarifa aos consumidores para o cenário *Sem ApoioEE* e para uma variação do PIB em 1%.

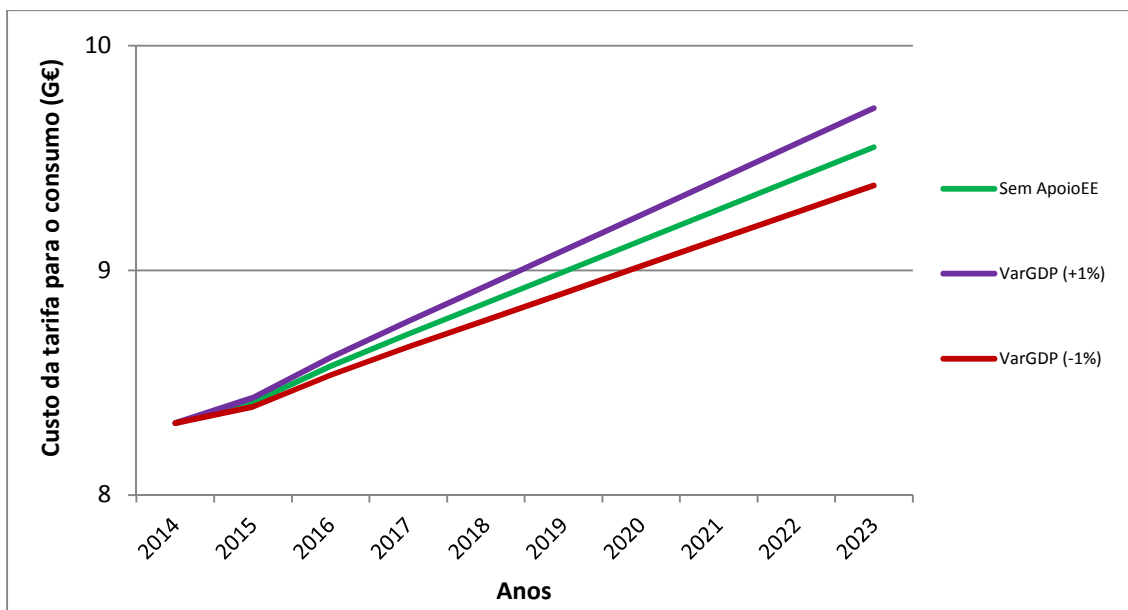


Figura 5.23- Custo da tarifa aos consumidores (análise de sensibilidade à evolução económica)

A Figura 5.24 ilustra o custo total da electricidade para o cenário *Sem ApoioEE* e para uma variação do PIB em 1%. Por observação da Figura 5.24 verifica-se que a influência do PIB no custo total ao sector eléctrico é semelhante à influência do PIB no consumo: é nula no primeiro ano e aumenta ao longo do período de análise. No presente caso, uma variação de 1% do PIB provoca, no último ano do período de análise, uma variação de 3% do custo total ao sector eléctrico no mesmo sentido de variação. Isto deve-se ao facto do aumento do PIB conduzir a um aumento do consumo, que será satisfeito por maior consumo de energias primárias, logo com maior custo de produção e maior custo de emissão.

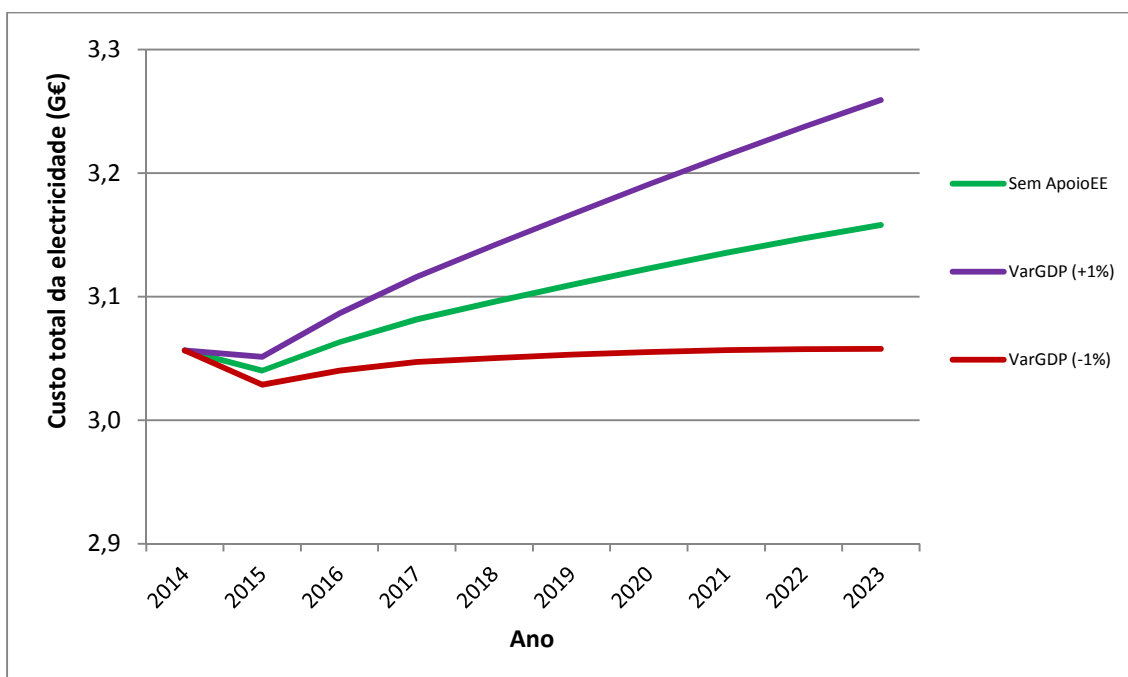


Figura 5.24- Custo total da electricidade (análise de sensibilidade à evolução económica)

5.5.2 À evolução tecnológica

Para estudar a sensibilidade à evolução tecnológica utilizou-se o indicador intensidade energética.

A Figura 5.22 ilustra a evolução do consumo para o cenário *Sem ApoioEE* e para uma variação da eficiência energética em 1%. Por observação da Figura 5.22 verifica-se que a variação da eficiência energética provoca uma variação ao longo de todo o período de análise. Isto deve-se ao facto de, no cálculo do consumo, a parcela da intensidade energética ser a única a variar. No presente caso, uma variação de 1% da eficiência energética provoca uma variação, no sentido oposto, de cerca de 2% do consumo. Este valor não é sempre constante, como na maioria dos outros estudos, porque foi assumido que o consumo também varia com o preço médio da tarifa ao consumo.

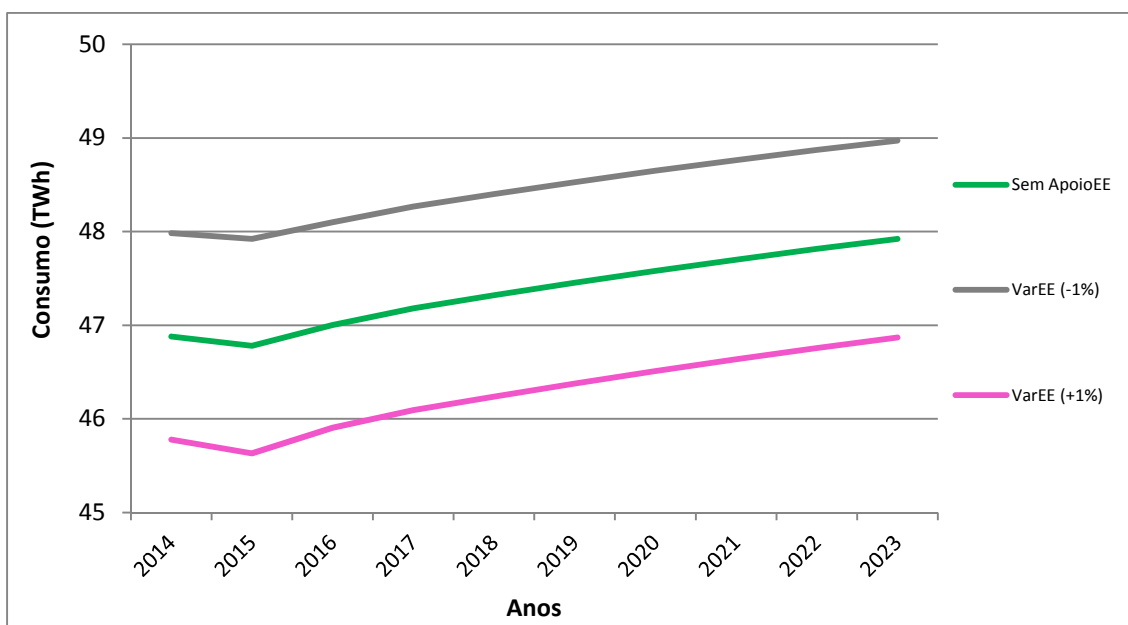


Figura 5.25- Evolução do consumo (análise de sensibilidade à evolução tecnológica)

A Figura 5.26 ilustra a variação do custo da tarifa aos consumidores. Verifica-se que uma variação de 1% da eficiência energética provoca uma variação da tarifa, no sentido oposto, de cerca de 7%. Assim, o custo da tarifa aos consumidores tem muita sensibilidade à eficiência energética.

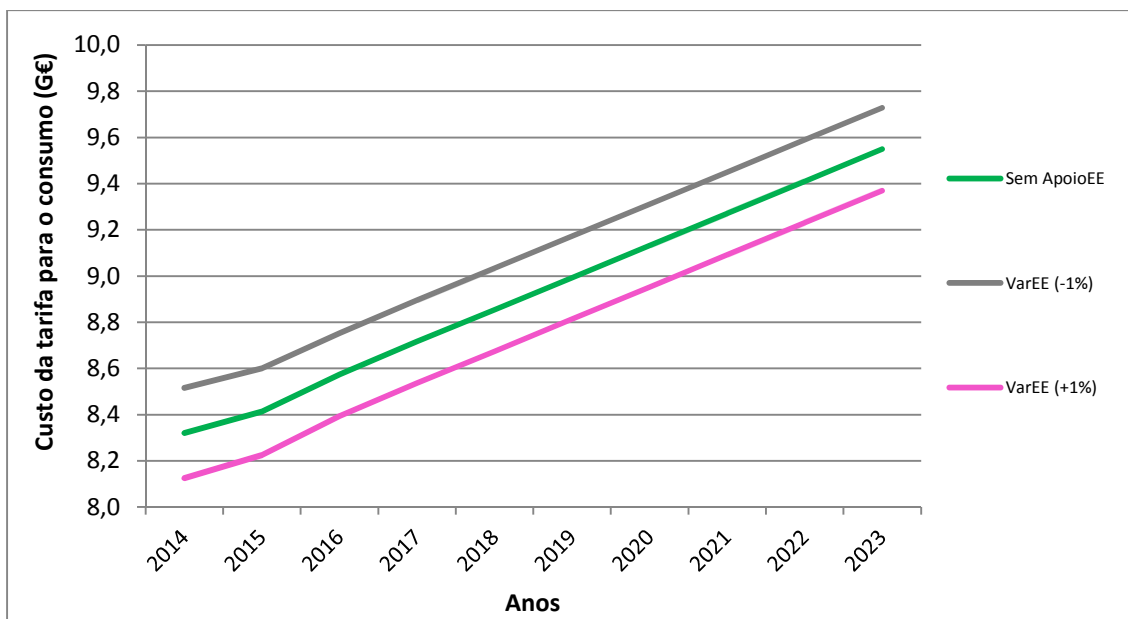


Figura 5.26- Variação do custo da tarifa aos consumidores (análise de sensibilidade à evolução tecnológica)

A Figura 5.27 ilustra o custo total da electricidade. Por observação da Figura 5.27 verifica-se que a influência da variação da eficiência energética no custo total ao sector eléctrico tem um efeito semelhante à influência da variação da eficiência energética no consumo. Isto é verdade enquanto as tecnologias de produção marginais em cada um dos casos tiverem custos marginais semelhantes. No presente caso, uma variação de 1% da eficiência energética provoca uma variação, no sentido oposto, de cerca de 2% do consumo.

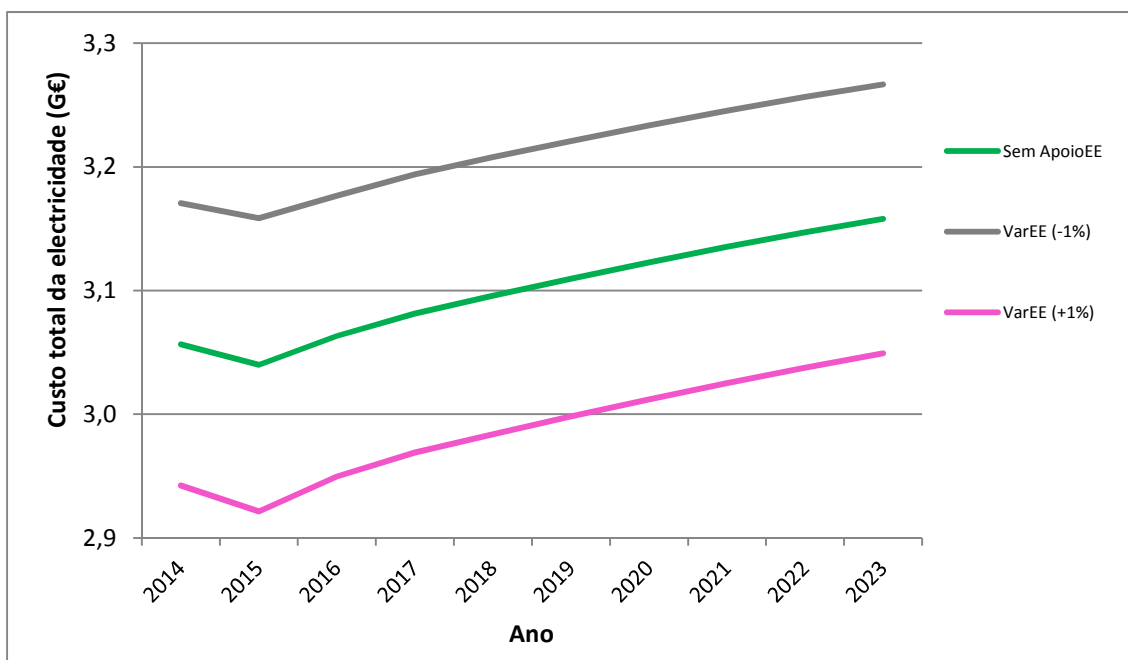


Figura 5.27- Custo total da electricidade (análise de sensibilidade à evolução tecnológica)

6 Conclusões

6.1 Considerações sobre o modelo e o SSD desenvolvidos

O modelo desenvolvido incorpora a análise Top-down com a análise Bottom-up, não podendo ser comparado com modelos que só utilizem uma das análises e obtenham os dados da outra análise por saída de um modelo externo ou por dados publicados.

O modelo desenvolvido pode ser utilizado para simulação ou para construção de cenários, sendo mais completo do que a maioria dos modelos utilizados para o planeamento energético. O SSD desenvolvido foi utilizado como uma ferramenta de simulação e não para ser utilizado como ferramenta de optimização.

Foi assumido que, além do consumo variar com o PIB, também varia com o preço de venda da electricidade. Foi assumido que os consumidores têm ao seu dispor novas tecnologias e que tomam decisões de investimento em medidas de eficiência energética. Nalguns cenários, também foi assumido que os consumidores tomam decisões de investimento em autoconsumo. O modelo foi explorado com vários cenários de políticas energéticas sob duas formas de apoio: o Estado pode introduzir incentivos ao investimento em medidas de eficiência energética e o Estado pode subsidiar o preço da tarifa de venda da electricidade.

O modelo conceptual abrange todos os agentes do sector eléctrico, mas o modelo implementado apresenta uma modelação superficial no subsector da produção. Optou-se por dar mais importância à modelação no lado do consumo e no papel do Estado como legislador porque a influência destes agentes tem sido menos explorada e porque já existem diversos modelos desenvolvidos e com credibilidade no estudo do sector eléctrico no lado da produção. O modelo desenvolvido prevê que o sector da produção possa interagir com os modelos de gestão de oferta existentes.

O Sistema de Suporte à Decisão (SSD) desenvolvido na presente tese faz a modelação do sector eléctrico na componente tecnológica, ambiental e económica. Pode ser utilizado em modo jogo ou em modo de simulação.

O principal objectivo da presente tese foi modelar o multifacetado sector eléctrico e construir uma ferramenta de suporte à decisão para os agentes e de análise para diversos utilizadores. O modelo conceptual teórico e a ferramenta de apoio à decisão desenvolvida fornecem resultados quantitativos (indicadores-chave) do impacte de medidas permitindo efectuar uma análise comparativa para a definição de estratégias para alcançar objectivos definidos. Os modelos de análise de baixo para cima (*bottom-up*) são adequados para investigar os impactes da política energética, para identificar oportunidades de substituição tecnológica (do lado da oferta e da procura) e definir padrões de emissão. A sua principal fraqueza é negligenciar o impacte macroeconómico dos diferentes sistemas energéticos. Assim, na presente tese optou-se também por introduzir o problema de cima para baixo (*top-down*) para estudar a influência da evolução actividade económica (tendo sido utilizado o indicador PIB). Assim, o modelo desenvolvido na presente tese consegue replicar o sector eléctrico Português.

O SSD desenvolvido apresenta um interface claro com o utilizador apesar de conter muita informação. A organização dos dados e a sua segmentação permite introduzir mais

complexidade no estudo do sistema sem excluir, da utilização do SSD, os utilizadores menos familiarizados com todas as áreas de conhecimento do sector eléctrico. Com este SSD é possível quantificar e comparar medidas de política, permitindo testá-las antes de as implementar de modo a efectuar uma selecção, a prever-se o resultado de algumas opções, definir estratégias de introdução de medidas e mitigar os impactes nos grupos de risco identificados. Assim, o sistema de suporte à decisão é simples de manipular e tem utilidade para diversos utilizadores, conforme era pretendido. Em conclusão, a tese cumpriu os objectivos propostos.

6.2 Síntese de resultados

O cenário BAU representa a continuação das actuais medidas de política, verificando-se que apresenta indicadores fracos na vertente energética, económica, ambiental e social. Além disso, a evolução do consumo no cenário BAU obriga à antecipação de investimentos em reforço do parque electroprodutor e em redes.

Sem intervenção do Estado, verificou-se que, se os consumidores conhecerem o seu potencial de poupança, há uma tomada de decisão em investimentos para melhoria da eficiência energética, reduzindo-se o consumo e a procura à rede. Existe, assim, um potencial de redução de consumo rentável que não está a ser implementado. Este cenário base foi denominado por cenário *Sem ApoioEE*.

Nos cenários de apoio à eficiência verifica-se que a procura à rede diminui ainda mais do que no cenário *Sem ApoioEE*. Nestes cenários foi assumido que o custo do incentivo do Estado é acrescentado ao custo da electricidade porque se reconhece a vantagem transversal destes investimentos.

Com a tomada de decisão em investimentos em eficiência energética com Apoio do Estado, o custo total da electricidade incorpora duas tendências opostas: aumenta porque é introduzido o custo dos incentivos do Estado e diminui porque há uma redução da procura à rede. Nos cenários testados verificou-se que o saldo é positivo, i.e., a curto prazo o custo total da electricidade é menor nos cenários de apoio à eficiência do que no cenário *Sem ApoioEE*, verificando-se o retorno do investimento.

No cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, o Estado subsidia o preço de venda da electricidade aos consumidores, de forma a aliviar o esforço económico na tarifa dos consumidores. Nestes cenários, o consumo de electricidade é maior, sendo uma consequência da decisão de adiar o investimento em medidas de eficiência energética (porque o período de retorno do capital aumenta) e da reacção do consumo a um preço aparente mais baixo do que no cenário *Sem ApoioEE*. No cenário *PreçoFalso*, verifica-se que o custo ao cidadão é maior do que o custo total ao consumidor. Assim, a subsidiação do preço introduz um défice tarifário.

A redução da procura à rede apresenta ainda outras vantagens: diminui o custo total da electricidade, o preço da tarifa, os impactes ambientais, o desperdício energético e a dependência energética. Além disso, adia a necessidade de investimento em reforço de capacidade instalada no sector da produção e nas redes. O aumento da procura à rede tem o

efeito oposto. Além disso, no cenário *PreçoFalso Sem ApoioEE*, tendo em conta que a tarifa é subsidiada, o custo aparente ao consumidor é menor, comprometendo a sustentabilidade económica do sector eléctrico e criando um défice tarifário que terá de ser pago pelos consumidores (como foi decidido em Portugal, por exemplo) ou pelos contribuintes (como foi decidido em Espanha, por exemplo). De acordo com os cenários simulados verifica-se que o apoio à tarifa faz aumentar o custo total da electricidade, logo o preço da tarifa para todos os sectores do consumo. Por isso, as famílias têm um maior aumento do preço esperado da electricidade, tornando os seus investimentos em eficiência energética ainda mais aliciantes e diminuindo mais a procura de electricidade à rede. Esta maior redução da procura pelas famílias evita que a procura total (i.e., a procura agregada de todos os consumidores) seja ainda maior do que se verifica.

Os consumidores podem também tomar decisão de serem produtores descentralizados de electricidade, efectuando investimento em autoconsumo para reduzir a procura de electricidade à rede. Na presente tese foram analisados cenários com produção solar. Nestes cenários de autoconsumo, designados por Solar, foi assumido que os custos totais de investimento são suportados pelo consumidor. Nos cenários Solar, há uma redução de procura de electricidade à rede. O custo ao consumidor incorpora duas tendências: aumenta porque existem custos de investimento em autoconsumo solar e diminui porque diminui o custo da tarifa. Nos cenários simulados verifica-se a vantagem para os consumidores dos investimentos efectuados. Existem também as vantagens já referidas atribuídas à redução da procura à rede.

De acordo com os cenários simulados, verifica-se que uma estratégia de Apoio à eficiência é melhor do que uma estratégia de Apoio à tarifa. Verifica-se também que a tomada de decisão em autoconsumo reduz os investimentos em eficiência energética, obtendo-se menor redução do desperdício energético. A análise desenvolvida leva à seguinte reflexão: O desenvolvimento tecnológico, o ambiente e a economia não são rivais. Para haver um ganho num lado não é necessário existir uma perda nos restantes. O papel dos consumidores é importante e um sinal de preço claro pode ajudar a consumir, a preservar e a investir.

6.3 Desenvolvimentos futuros

Pese embora o modelo desenvolvido e o sistema de suporte à decisão tenham cumprido os objectivos propostos na presente tese, esta linha de investigação ainda é um trabalho em progresso. Assim, existem algumas melhorias que podem enriquecer o presente estudo:

- São diversos os modelos utilizados por diversos autores. Carece efectuar uma comparação entre os resultados produzidos por cada um desses modelos para os mesmos cenários da presente tese e comentar as características do modelo e as simplificações assumidas;
- Embora os sectores económicos estejam desagregados (estudo multi-sectorial: famílias, indústria e serviços), falta a identificação das necessidades básicas de consumo de electricidade e de energia para determinação dos consumos mínimos;

- Embora sejam consideradas as elasticidades de substituição entre as tecnologias de produção (influenciando a quota das energias primárias), faltam as de substituição da energia no consumo (não se considerando os aparelhos não eléctricos);
- A construção de grandes centrais apenas para satisfazer o pico de consumo sazonal e diária é uma gestão ineficaz do sector eléctrico. O modelo da presente tese pode ser enriquecido com a análise de mercado diário;
- Decisões baseadas em mercados liberalizados não são tecnologicamente neutras. As decisões em mercados liberalizados baseiam-se em lucros a curto prazo e aposta na construção de centrais de energia com baixos custos de capital e de elevados custos marginais. Na ausência de incentivos, isso significa uma aposta em centrais a gás. Carece um estudo dos incentivos baseados na tecnologia para alterar esta decisão;
- Portugal está actualmente a assistir um crescente processo de electrificação na mobilidade, com a introdução do veículo eléctrico, devido à incerteza económica, vontade política, insegurança do petróleo e preocupações ambientais. Por outro lado, apesar do desenvolvimento tecnológico das baterias, a flexibilidade e autonomia são menores com o veículo eléctrico do que com os actuais veículos;
- O sistema de incentivos aos automóveis empresariais pode conduzir a uma massificação dos carros eléctricos de empresa para uso particular. Tendo em conta que o abastecimento nocturno é da responsabilidade do utilizador e o abastecimento diurno é da responsabilidade da empresa, esta massificação pode agravar os impactes no diagrama de carga diário;
- Com a produção descentralizada, as redes de distribuição em baixa tensão estão a sentir os efeitos que as redes de media tensão sentiram com a introdução da E-RES, nomeadamente a nível de bidireccionalidade. Assim, o planeamento da expansão e da protecção das redes é um estudo mais complexo.

Considerando o âmbito e os conhecimentos envolvidos, qualquer desenvolvimento futuro pode ter o foco nas perguntas seguintes:

- Quem vai investir em quê?
- Qual é a verdadeira eficácia ambiental das medidas de eficiência energética?
- Qual o efeito do autoconsumo nas medidas de política?
- Qual é o efeito dos instrumentos de política de energia e de ambiente?
- Qual o faseamento da introdução ou da retirada de uma medida?
- Quais as medidas de substituição para uma determinada melhoria de um conjunto de indicadores?

7 Referências

- Abernethy, Margaret A., Wai Fong, Chua, Lockett, Peter F. & Selto, Frank H. (1999). Research in Managerial Accounting: Learning from Others' Experiences. *Accounting & Finance*, 39(1), 1-27.
- Abreu, Carla. (2007). *Custos financeiros e sociais da geração de electricidade em parques eólicos*. Universidade do Minho.
- ADENE. (2010a). Guia da Eficiência Energética.
- ADENE. (2010b). Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética. from <http://www.adene.pt/pt-pt/pnaee/paginas/pnaee.aspx>
- ADENE. (2010c). Utilização Racional de Energia: Eficiência energética na Indústria.
- AEP. (2015). Eficiência Energética na Indústria: Plano Setorial de Melhoria da Eficiência Energética em PME.
- Al-Faris, Abdul. (2002). The Demand for Electricity in the GCC Countries. *Elsevier Energy Policy Journal*, 30(2), 117-124.
- Almeida, Aníbal. (2011). Characterization of the household electricity consumption in the EU, potential energy savings and specific policy recommendations. *Energy and Buildings*, 43(8), 1884-1894. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.03.027>
- Amador, João. (2010). Produção e Consumo de Energia em Portugal: Factos Estilizados. In Banco de Portugal (Ed.), *Boletim Económico* (pp. 71-86).
- Antunes, Paula, Santos, Rui, Martinho, Sandra, & Lobo, Gonçalo. (2003). Estudo Sobre Sector Eléctrico e Ambiente - Relatório Síntese. *Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente*, 1-112.
- APA. (2010). SIDS- Sisema de indicadores de desenvolvimento sustentável. *Agência Portuguesa do Ambiente*.
- APER. (2010). from www.aper.it
- APICER. (2012). Manual de boas práticas na Utilização Racional de Energia e Energias Renováveis.
- APREN, Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2010). Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal.
- APREN, Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2011). Avaliação dos custos e benefícios da electricidade de origem renovável.
- Ashley, D.B. and Bonner, J.J. (1987). Political risks in international construction. *Journal of Construction Engineering and Management*, 113(3), 447-467.
- Bana. (2015). MacBeth. from <http://www.m-macbeth.com/pt/m-home.html>
- Barros, Tiago. (2014). *Previsão de carga – Comparação de técnicas*. (Master), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Bataille, Chris, Jaccard, Mark, Nyboer, John, & Rivers, Nic. (2006). Towards general equilibrium in a technology-rich model with empirically estimated behavioral parameters. *The Energy Journal*, 93-112.
- BdP. (2014). *Relatório do Conselho de Administração: A Economia Portuguesa* (Banco de Portugal Ed.).
- BEE, German Renewable Energy Federation. (2010). from <http://www.bee-ev.de>
- Bento, Ian W. H. Parry; Antonio Miguel. (1999). Tax Deductible Spending, Environmental Policy, and the "Double Dividend" Hypothesis. *Resources for the Future*, 99-24.
- Blarke, Morten. (2015). COMPOSE: Compare Options for Sustainable Energy. from <http://homes.et.aau.dk/mbb/compose.htm>
- Bosquet, Benoit. (2000). Environmental tax reform: does it work? A survey of the empirical evidence. *Ecological Economics*, 34(1), 19-32.
- Boucinha, Júlia. (1991). *Electricity Demand Trends in Portugal*. Paper presented at the ELAB - Encontro Luso Afro-Brasileiro de Redes de Energia.
- Branquinho, Patrícia. (2014). *Modelos de Previsão do Consumo Energético no Sector Residencial*. (Master), IST.
- Brazão, Ana. (2012). *Políticas para a Promoção da Eficiência Energética na Indústria Portuguesa*. (undergraduate), FCT-UNL.
- Bru, Lukas. (2011). The multiple pathways to industrial energy efficiency: Duke University.
- Bureau, European Environmental. (2002). *EEB position paper*. Paper presented at the OECD conference, Berlin.
- Butf, Anjum Aqeel; Mohammad. (2001). The Relationship Between Energy Consumption and Economic Growth in Pakistan. *Asia-Pacific Development Journal*, 8(2).
- Cabral, Ana. (2012). *Tributação da electricidade num contexto ambiental*. (Master), Universidade Católica Portuguesa do Porto.
- Campos, Ana. (2010). *Intelligent decision support systems for collaboration in industrial plants*. (PhD), FCT-UNL.

- Capros, P. (1995). *Integrated economy-energy-environment models*. Paper presented at the International Symposium on Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making, IAEA, Vienna, Austria.
- Carmona, Nuno. (2006). *Modelação Económica da Procura de Electricidade em Portugal Continental: Uma Aplicação Empírica*. ISEG.
- CEEGA, Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente. (2000). Estudo sobre sector eléctrico e ambiente- 1º relatório *Impactes ambientais do sector eléctrico*.
- Celestino, Nuno. (2014). *Modelação e otimização do sistema eléctrico Português com desagregação regional*. (Master), IST.
- CES, Coalition for Energy Savings. (2013). A binding energy savings target for 2030.
- Chalmers, University of Technology. (2010). from <http://www.chalmers.se>
- COM. (2005). Member States Reports in the framework of the Directive 2001/77/EC on renewable electricity: European Commission.
- COM. (2008). Tratado CEE. from http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/treaties_eec_pt.htm
- COM. (2009). Factsheets by Country. from <http://ec.europa.eu/energy/energypolicy/factsen.htm>
- COM. (2010a). EU Energy in Numbers. *European Commission*, 1-228.
- COM. (2010b). Innovation of Energy Technologies: the role of taxes *Taxation Studies from Directorate General Taxation and Customs Union* (Vol. 36).
- COM. (2010c). *Taxation trends in the European Union*: European Commission.
- COM. (2015). Country-specific recommendations. http://ec.europa.eu/europe2020/making-it-happen/country-specific-recommendations/index_en.htm
- Costa, Ana. (2010). *Aplicação de medidas de eficiência energética na academia militar – Impacto económico*. (Trabalho de investigação aplicada), Academia Militar.
- Cruz, Teresa. (2008). *Eficiência Energética nos Edifícios Públicos em Penafiel*. (Master), Universidade de Aveiro.
- Cúmano, Gonçalo. (2009). *Análise técnica e económica de diferentes estratégias passivas de eficiência energética de um edifício*. (Master), IST.
- D. Connolly, H. Lundb, B.V. Mathiesenb, M. Leahya,. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059-1082.
- DanishEnergyAgency. (2010). from <http://www.ens.dk>
- Davis, Gordon B. (1974). *Management Information Systems*: McGraw-Hill.
- De Vany, A.S. & Walls, W.D. (1997). Price Dynamics in a Network of Power Markets. *California Irvine*, 97-98-14.
- DECO, Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor. (2010). Electricidade: exigimos custos sem extras.
- Demarty, M. ; Bastien, J. (2011). GEE emissions from hydroelectric reservoirs in tropical e equatorial regions: Review of 20 years of CH4 emission measurements. *Elsevier journal, Energy Policy* 39 4197-4206.
- DGEG. (2010). Balanço Energético 2010 em Portugal.
- DGEG. (2011a). Balanço energético por sectores 2000-2011. . from www.dgeg.pt/
- DGEG. (2011b). Estatísticas e Preços-Balanços e Indicadores Energéticos (Governo de Portugal - Ministério da Economia e do Emprego, Trans.). In Direcção Geral de Energia e Geologia (Ed.). Lisboa.
- DGEG. (2014). Energia em Portugal- principais números. from <http://www.dgeg.pt?cr=13985>
- Domingues, Nuno. (2005). *Simulação do Mercado Ibérico de Electricidade - MIBEL: Análise de Sensibilidade do Preço Final de Mercado à Variação do Consumo e do Preço dos Combustíveis*. (undergraduate), ISEL.
- Domingues, Nuno. (2008). *Oferta estratégica da geração em mercados de energia eléctrica*. (Master), IST.
- Donella H. Meadows, Dennis L. Meadows, Jorgen Randers, William W. Behrens III. (1972). *The Limits to Growth*: Potomac Associates.
- Dorf, Richard C. (1997). *The Electrical Engineering Handbook*: CRC Press.
- Dozzi, S.P.; S.M., AbouRizk; S.L., Schroeder. (1996). Utility-theory model for bid markup decisions. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 122(2), 119-124.
- E4cast. (2015a). Accurate weather and power forecasts for wind farms. from <http://www.e4cast.it/index.php/en/2012-10-12-07-22-21/latest-news/42-e4cast-solar-power>
- E4cast. (2015b). E4cast solar power. from <http://www.e4cast.it/index.php/en/2012-10-12-07-22-21/latest-news/42-e4cast-solar-power>

- ECN. (2012). On the design of an EU climate and energy policy framework for 2030 - with special reference to renewable energy *Policy Studies*: Energy research Centre of the Netherlands.
- EDP. (2014a). from www.edp.pt
- EDP. (2014b). Origens da Eletricidade. Retrieved from <http://www.edpsu.pt/pt/origemdaenergia/Pages/OrigensdaEnergia.aspx> website:
- EDP. (2014c). Responsabilidade e social e ambiente. from http://www.a-nossa-energia.edp.pt/responsabilidade_social_ambiente/ambiente.php
- EEA. (2000). *Environmental Fiscal's: recent developments in tools for integration*.
- EEA. (2001). *Late lessons from early warnings: the precautionary principle 1896-2000*.
- EEA. (2012). Environmental tax reform in Europe: opportunities for eco-innovation (09 Jan 2012 ed.): European Environmental Agency.
- EEA. (2013). *Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take?* : European Environmental Agency.
- EEA. (2014). Legislation Summaries. from http://europa.eu/legislation_summaries/energy/index_pt.htm
- EEB, European Environmental Bureau. (2014). EEB Position on the EU's 2030 Framework for Climate and Energy Policies.
- EIA, Energy Information Agency. (2010). from www.eia.gov
- EIA, Energy Information Agency. (2012). from www.eia.gov
- Endesa. (2014). Como é produzida a electricidade que consome? , from <http://www.endesa.pt/PT/iframe.asp>
- EPTA. (2007). Guidelines for Energy Efficiency in Hospitals.
- ERC, Energy Research Centre of Netherlands. (2010). from www.ecn.nl/home
- EREC, European Renewable Energy Council. (2010). *RES National Policy Reviews*.
- Despacho nº 21496-A/99 (1999).
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2011a). Caracterização da procura 2010.
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2011b). Executive Summary.
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2014a). Caracterização da procura de energia eléctrica em 2014.
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2014b). Relatório Mercado Liberalizado de Eletricidade - Maio 2014.
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2015a). Ciclo horário.
- ERSE, Entidade Reguladora do Sector Energético. (2015b). Regulamento de Relações Comerciais.
- European Commission. (2010). Domínios de intervenção da União Europeia. from http://europa.eu/pol/index_pt.htm
- Eurostat. (2012a). Electricity prices for household consumers.
- Eurostat. (2012b). Gas prices for household consumers.
- EuroStat. (2014). Statistics by theme. from <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/themes>
- Evans, Joanne & Richard Green. (2005). Why did British Electricity Prices fall after 1998. *Department of Economics Working Paper, WP 05-13*.
- FAO, IUCN, UNEP, UNESCO, WWF. (1980). *World conservation strategy : living resource conservation for sustainable development*: IUCN.
- Ferguson, Robert L., & Jones, Curtis H. (1969). A Computer Aided Decision System. *Management Science*, 15(10), B-550-B-561.
- Finnish, Ministry of Employment e Economy. (2010). from <http://www.tem.fi/?l=en>
- Flataboe, Nils. (2005). *Deregulation of the Electricity Industry in the Nordic countries*. Paper presented at the IEEE Power Engineering workshop Singapore
- Fortes, Patricia. (2014). *Clearing the cloudy crystall balls: Hybrid modelling for energy and climate change mitigation scenarios – A case study for Portugal*. (Doutoramento), FCT.
- Freire, Carlos Miguel Monteiro. (2004). *Um Estudo de Caso: a liberalização do sector eléctrico e os processos de mudança organizacional no monopólio da distribuição de energia eléctrica em Portugal*. ISEG.
- Freitas, Helder. (2008). *Análise da Eficiência Energética em Edifícios alimentados em Media Tensão*. (Mestrado Integrado), FEUP.
- Friedmann, Rafael. (2005). California Industrial Energy Efficiency Potential: ACEEE.
- GALP. (2014). Eletricidade: origens e impacte ambiental. from <http://www.galpenegia.com/PT/ProdutosServicos/Produtos/Eletricidade/Centro-de-informacao/A-nossa-Energia/Paginas/A-nossa-Energia.aspx>
- GAMS. (2015). General Algebraic Modeling System. from www.gams.com

- Ganhão, António. (2011). *Construção sustentável - Propostas de melhoria da eficiência energética em edifícios de habitação*. (Master), FCT-UNL.
- GBE, Green Budget Europe. (2009). *Economic Instruments for Energy Efficiency and the Environment In Policy Research Report* (Ed.).
- GEOTA. (2013). *Reforma Fiscal Ambiental: fiscalidade e incentivos no sector energético*.
- German, Federal Ministry for Environment, Nature Conservation e Nuclear Safety. (2010). from http://www.bmu.de/english/renewable_energy
- GFN, Global Footprint Network. (2012). Global Footprint Network. from http://www.footprintnetwork.org/images/article_uploads/2012_Annual_Report.pdf
- Ghers, Jean-Charles Hourcade; Mark Jaccard; Chris Bataille; Frederic. (2006). Hybrid Modeling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of The Energy Journal. *The Energy Journal, Hybrid Modeling*. doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-VolSI2006-NoSI2-1
- Ghosh, Sajal. (2002). Electricity Consumption and Economic Growth in India. *Elsevier Energy Policy Journal*, 30(2), 125-129.
- Goldstein, Loulou; Remme; Kanudia; Lehtila;. (2005). Documentation for the TIMES Model (pp. 1-78).
- Gory, G. Anthony; Martin, Michael Scott. (1971). *A Framework for Management Information Systems. sloan management review*.
- Goulder, Lawrence H. (1994). Environmental Taxation and the "Double Dividend:" A Reader's Guide. *International Tax Policy Forum*, 2(2), 157-183.
- Green, Richard. (2004). Electricity Transmission Pricing: How Much Does it Cost to Get it Wrong? *Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0466*.
- Grilo, João. (2012). *Avaliação do Potencial de Poupança de Energia na Habitação em Portugal*. (undergraduate), FCT-UNL.
- Grubb, M., Kohler, J., & Anderson, D. (2002). Induced technical change in energy and environmental modeling: Analytic approaches and policy implications. *Annual Review of Energy and the Environment*, 27, 271-308. doi: 10.1146/annurev.energy.27.122001.083408
- Haettenschwiler, P. (1999). Neues anwenderfreundliches Konzept der Entscheidungsunterstützung. *Gutes Entscheiden in Wirtschaft, Politik und Gesellschaft*, 189-208.
- Hans-WernerSinn. (2012). The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming.
- Heffner, Robert Tromop Vida Rozite Grayson (2010). [Industrial Energy Efficiency: Opportunities and challenges for government policy].
- Higino, Gonçalo. (2014). *Indicadores de Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico em Portugal*. (Master), FCT-UNL.
- Holt, Charles C., & Huber, George P. (1969). A Computer Aided Approach to Employment Service Placement and Counseling. *Management Science*, 15(11), 573-594.
- Horne, Matt, Jaccard, Mark, & Tiedemann, Ken. (2005). Improving behavioral realism in hybrid energy-economy models using discrete choice studies of personal transportation decisions. *Energy Economics*, 27(1), 59-77. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2004.11.003>
- I Moghram, S Rahman. (1989). Analysis and Evaluation of Five Short-Term Load Forecasting Techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(4), 1484-1491.
- ICOLD, International Commission on Large Dams. (2014). Dams and Environment. from http://www.icold-cigb.org/GB/Dams/dams_environment.asp
- IEA, International Energy Agency. (2011). *World Energy Outlook 2010*.
- INE, Instituto Nacional de Estatística. (2014). Contas Nacionais - SEC2010, base 2011.
- IPCC. (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas. *Energy Policy*, 2.
- IPCC. (2014a). *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*.
- IPCC. (2014b). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change* (Working Group III Technical Support Unit Ed.): Cambridge Publisher.
- IPMVP. (2015). Overview of current best practice techniques available for verifying results of energy efficiency, water efficiency, and renewable energy projects in commercial and industrial facilities. from http://evo-world.org/index.php?option=com_content&view=article&id=272&Itemid=379&lang=en
- Italian, Ministry of Economic Development. (2010). from http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/ben/ben_2007.pdf
- Jaccard, Mark, Murphy, Rose, & Rivers, Nic. (2004). Energy-environment policy modeling of endogenous technological change with personal vehicles: combining top-down and bottom-up methods. *Ecological Economics*, 51(1-2), 31-46. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2004.06.002>

- Jaccard, Mark, Nyboer, John, Bataille, Chris, & Sadownik, Bryn. (2003). Modeling the Cost of Climate Policy: Distinguishing Between Alternative Cost Definitions and Long-Run Cost Dynamics. *The Energy Journal*, 24(1), 49-73.
- Kangari, R., Riggs, L.S. (1989). Construction risk assessment by linguistics. *IEEE Transactions on Engineering Management* 36(2), 126-131.
- Koli Fatai, Les Oxley, Frank G. Scrimgeour. (2003). Modeling and Forecasting the Demand for Electricity in New Zealand: A Comparison of Alternative Approaches. *The Quarterly Journal of the IAEE's Energy Economics Education Foundation*, 24(1).
- Lin, Bo Q. (2003). Electricity Demand in the People's Republic of China: Investment Requirement and Environmental Impact. *Asian Development Bank*(Working Paper n.37).
- Little, John D. C. (1970). Models and Managers: The Concept of a Decision Calculus. *Management Science*, 16(Number 8), B-466–B-485.
- Lopes, João. (2014). *Indicadores de desempenho ambiental do sector do petróleo e gás natural em Portugal*. (Master), FCT-UNL.
- Lopes, Pedro. (2005). *Metodologias de calibração e validação do modelo de simulação climática CLIGEN de apoio à modelação de perda de solo*. (Master), Universidade de Évora.
- Löschel, Andreas. (2002). Technological change in economic models of environmental policy: a survey. *Ecological economics*, 43(2), 105-126.
- Loulou, Goldstein G., Noble, K. (2004). *Documentation for the MARKAL Family of Models*.
- LPN, Liga para a Protecção da Natureza. (2010). *60 Anos pela Natureza em Portugal*.
- Majandus, Ministry of Economic Affairs and Communications da Estonia. (2010). from www.mkm.ee
- Decreto-Lei n.º 153/2014 (2014).
- Marakas, G. M. (1999). Decision support systems in the twenty-first century. *Upper Saddle River*(Prentice Hall).
- Martins, Júlia Boucinha; Pedro. (2006). Electricity Demand Forecasting in Portugal: EDP Distribuição - Grupo EDP.
- Metz, Bert. (2001). *Climate change 2001: mitigation: contribution of Working Group III to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Vol. 3): Cambridge University Press.
- Morton, Scott. (1967). Computer-Driven Visual Display Devices — Their Impact on the Management Decision-Making Process. *Harvard Business School*.
- Moselhi, O. and Deb, B. (1993). Project selection considering risk. *Construction Management and Economics*, 11, 45-52.
- Mosko, Juliano. (2010). Eficiência energética na indústria: elaboração e planeamento de programas de conservação de energia *Revista de Engenharia e Tecnologia*.
- Motiva. (2010). from <http://www.motiva.fi/en>
- NAS, National Academy of the Sciences. (2008). Critical Minerals and the U.S. Economy. *Minerals*.
- Newbery, D. & M. Pollit. (1997). The Restructuring and Privatisation of Britain's CEGB - Was it worth it? *The Journal of Industrial Economics*, 45(3), 269-303.
- OECD. (1992). *The polluter-pays principle- analyses e recommendations*: environment directorate.
- OECD. (2015). *Policy Challenges for the Next 50 Years*: OECD Publishing.
- Papalexopoulos, A. (1990). A Regression-Based Approach to Short-Term System Load Forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), 5135-1547.
- Parry, Ian W. H. (1995). Pollution Taxes and Revenue Recycling. *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, 64-77.
- Peak, J.H., Lee, Y.W., and Ock, J.H. (1993). Pricing Construction Risk - Fuzzy Set Application. *ASCE Journal of Construction Engineering and Management*, 119(4), 743-756.
- Pfluger, Benjamin. (2014). *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply* (Karlsruher Institut für Technologie Ed.).
- Pina, André. (2012). *Supply and Demand Dynamics in Energy Systems Modeling*. (PhD), IST.
- Pordata. (2014). Base de dados de Portugal Contemporâneo. from www.pordata.pt
- PortGov. (2013). Governo de Portugal. from www.portugal.gov.pt/media/371372/mou_pt_20110517.pdf
- Power, D. J. (1997). "What is a DSS?". *DSSstar, The On-Line Executive Journal for Data-Intensive Decision Support*, 1(3).
- Power, D. J. (2002). Decision support systems: concepts and resources for managers. *Greenwood Publishing Group*.
- Quercus. (2010). Sensibilização e Redução do Consumo de Energia.
- Raymond, R. C. (1966). Use of the Time-Sharing Computer in Business Planning and Budgeting. *Management Science*, 12(8), B-363-B-381.
- RCM. (2013). Resolução do Conselho de Ministros n.º 20 de Abril de 2013.

- REA, Renewable Energy Association. (2010). from <http://www.r-e-a.net>
- RECET. (2007). *Guia de boas práticas de medidas de utilização racional de energia (URE) e energias renováveis (ER)*.
- REN, Redes Energéticas Nacionais. (2014). from www.ren.pt
- RISOE, National Laboratory for Sustainable Energy. (2010). from <http://www.risoe.dk>
- Rivers, Nic, & Jaccard, Mark. (2005). Combining top-down and bottom-up approaches to energy-economy modeling using discrete choice methods. *The Energy Journal*, 83-106.
- Rivers, Nic, & Jaccard, Mark. (2006). Useful models for simulating policies to induce technological change. *Energy Policy*, 34(15), 2038-2047. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.02.003>
- Robert Engle, Clive Granger, J Hallman (1989). Merging Short- and Long-Run Forecasts: An Application of Seasonal Cointegration to Monthly Electricity Sales Forecasting. *Journal of Econometrics*, 1(1), 45-62.
- Rosen, Johannes, Tietze-Stöckinger, Ingela, & Rentz, Otto. (2007). Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. *Energy*, 32(4), 575-583. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2006.06.022>
- Rosinha, Cristina. (2014). *Previsão a curto prazo dos preços de mercado diário de eletricidade*. (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores), Universidade do Porto. (99303)
- Rutherford, Thomas F., & Böhringer, Christoph. (2006). Combining Top-Down and Bottom-up in Energy Policy Analysis: A Decomposition Approach
In ZEW Discussion Papers (Ed.): Center for European Economic Research.
- S. Dey, M.S. Shephard and J.E. Flaherty. (1997). Geometry representation issues associated with p-version finite element computations. *Comp. Meth. Appl. Mech. and Eng.*, 150(1-4), 39-56.
- Santana, João J. E. e Resende, Maria José (2006). *Reflectir Energia: ETEP - Edições Técnicas e Profissionais*.
- SCB, Statistic Sweden. (2010). from http://www.scb.se/default_2154.aspx
- Schmidt-Faber, Claudius. (2003). Environmental Fiscals in the European Union 1980-2001.
- Serra, Filipe. (2010). *Implementação de Fontes de Energia Renovável em Meio Urbano*. (Master), IST.
- SIEMENS. (2015). EPLAN. from <http://www.eplan.pt/pt/start>
- Silva, Patricia. (2014). *Clearing the cloudy crystal balls: Hybrid modelling for energy and climate change mitigation scenarios – A case study for Portugal*. (PhD), FCT-UNL.
- Silva, Susana, Soares, Isabel, & Afonso, Óscar. (2010). E3 Models Revisited: Universidade do Porto, Faculdade de Economia do Porto.
- Simões, João Cleto; Sofia. (2007). Cenários para o sistema energético Português para 2030. *Clean Air: International Journal on Energy for a Clean Environment*
- SINTEF. (2015). from <http://www.sintef.no/en/>
- Sorrell, Steve. (2011). Barriers to Industrial energy efficiency. In United Nations (Ed.). *Development policy, statistics and research branch*.
- Sprague, R. H., Jr., and Watson, H. J. (1979). Bit by Bit: Toward Decision Support Systems. *California Management Review*, 22(1), 60-68.
- Sutherland, Ronald J. (1991). Market barriers to energy-efficiency investments. *The Energy Journal*, 15-34.
- SwedishEnergyAgency. (2010). from <http://www.energimyndigheten.se/en>
- Tahsin Bakirtas, Sohbet Karbuz, Melike Bildirici. (2000). An Econometric Analysis of Electricity Demand in Turkey. *METU Studies in Development*, 27(1).
- Tallin, University of Technology. (2010). from www.ttu.ee
- Terna, Italian electricity distribution company. (2010). from <http://www.terna.it/>
- TNA, The National Archives. (2008). Renewable Energy Strategy consultation.
- Transport, Hungarian Ministry Energy e. (2010). from <http://www.eh.gov.hu>
- Turban, Efraim. (1967). THE USE OF MATHEMATICAL MODELS IN PLANT MAINTENANCE DECISION MAKING. *Management Science*, 13(6), B-342.
- UE. (2006). LIVRO VERDE: Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura In COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS (Ed.), *SEC(2006) 317*.
- UE. (2015). A construção europeia através dos tratados. from http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/index_pt.htm
- UKGovernment, Department of Business Enterprise e Regulatory Reform. (2010). National Statistics Publication.
- UN. (1987). *Our Common Future*. United Nations: World Commission On Environment and Development.

- UNAPRGF. (2015). A melhoria da eficiência energética numa Unidade Militar 2012 - 2015. Estado-Maior-General das Forças Armadas: Unidade de Apoio ao Reduto Gomes Freire.
- US-DE, US Department of Energy. (2010). CRITICAL MATERIALS STRATEGY.
- Vale, Cátia. (2014). *Regulação económica no setor elétrico: Discussão das metodologias de cálculo do custo de capital*. (Master), Universidade do Porto.
- VTT, Research Centre. (2010).
- Williamson, Oliver. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - In General and With Respect to CATV. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 7, 73-104.
- Winston, Clifford. (1993). Economic Deregulation: Days of Reckoning for Microeconomists. *Journal of Economic Literature*, 31, 1263-1289.
- Yeo, G. K. (1991). A Framework for Developing Simulation Game Systems. *Simulation & Games*, 22, 308-327.

Anexo 1. Electricidade

A.1.1. Evolução do sector eléctrico a nível internacional

Até finais dos anos 70 dominava o monopólio da produção, transmissão, distribuição e atribuição da tarifa de energia no sector eléctrico, em que a mesma entidade efectuava a gestão de todo o sistema. Considerava-se a electricidade um bem essencial e eram os organismos estatais que regulavam o mercado e suportavam os eventuais prejuízos. Começou-se então a admitir que a melhor maneira de minimizar os custos e oferecer diversidade de preços para os diferentes clientes (de acordo com as suas características) seria dividir o sector eléctrico (quer em várias especialidades, quer dentro da mesma especialidade). Argumentava-se que, além de permitir a livre entrada e saída de empresas no mercado e obrigar as empresas instaladas a manter elevados níveis de inovação e eficiência, se reduzia também o peso do Estado na economia (Williamson, 1976; Winston, 1993). No entanto, receou-se um mercado demasiado competitivo em que fosse difícil garantir um nível adequado de qualidade (continuidade de serviço, ripple e outros ruídos, nível de tensão, forma de onda, entre outros) pela redução de custos em manutenção de máquinas e equipamentos e também pelos cortes na investigação e na formação profissional (Evans, 2005; Green, 2004). Outro receio era que a redução de custos de produção não fosse suficiente para impedir que, após ser transaccionada por todos os agentes intervenientes no mercado, o preço final fosse superior ao do sector eléctrico integrado convencional (Newbery, 1997).

A primeira fase do processo foi no início da década de 80, com as principais características das alterações do sector eléctrico seguintes: a privatização das centrais produtoras, a liberalização do mercado, a criação de uma entidade reguladora e o aparecimento de novos agentes no negócio da electricidade. Estes novos mercados assistiram a uma introdução da competição num mercado de infraestruturas físicas. A regulação enfrentava o problema da dualidade rigidez e aplicabilidade: regras muito restritas seriam mais difíceis de implantar devido à diversidade das características dos participantes; muita liberdade poderia levar à criação de monopólios e existência de poder de mercado. O Chile foi o primeiro país a iniciar a reestruturação em 1982. Contudo em 1978, foi adoptada nos Estados Unidos a *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) que estabelecia a obrigatoriedade de aquisição, por parte das empresas eléctricas, da electricidade produzida pelos “produtores qualificados”, na maioria cogeneradores e pequenos produtores independentes. A segunda fase foi na década de 90, com a definição das etapas de mercado para a produção e para a formação do preço da electricidade, permitindo assim a competição entre produtores. Iniciou-se em 1990 com a criação da bolsa de Inglaterra e Gales. Seguiu-se a bolsa da Noruega em 1991 (incluindo a Suécia em 1996 e em 2004 a Finlândia e a Dinamarca), a bolsa da Austrália em 1997 (pela fusão da Victoria Pool, de 1994, com a New South Wales Pool, de 1996), a bolsa voluntária da Nova Zelândia em 1996, bolsa em Espanha e, nos Estados Unidos, na ligação na Califórnia entre a Pennsylvania, New Jersey e Maryland (PJM) em 1998, a bolsa da Holanda em 1999 e a reestruturação da bolsa de Inglaterra e Gales em 2001.

Para preparar um mercado único, os Países da União Europeia entraram em acordo com umas directrizes orientadoras do processo na União Europeia (contidas na Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996). Estabelecendo regras comuns para o mercado interno da electricidade, visando a unificação do mercado de energia e procurando a redução da desvantagem do mercado energético Europeu face ao mercado energético Americano e às companhias do sudeste Asiático. Em 26 de Junho de 2003, esta Directiva acabou por ser revogada pela 2003/54/CE, estendendo-se a sua aplicabilidade ao sector do gás. Em Janeiro de 2007, a Comissão Europeia propôs um pacote integrado de energia e alterações climáticas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. O pacote de energia visa estabelecer uma nova política energética para a Europa para combater as alterações climáticas e aumentar a segurança energética da UE e da competitividade, sendo designado por pacote «20–20–20», que visam alcançar, em 2020:

- (i) 20% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990,
- (ii) 20% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto e
- (iii) 20% de redução do consumo de energia primária relativamente à projeção do consumo para 2020 (efetuada a partir do ano base de 2007 por aplicação do modelo PRIMES da Comissão Europeia).

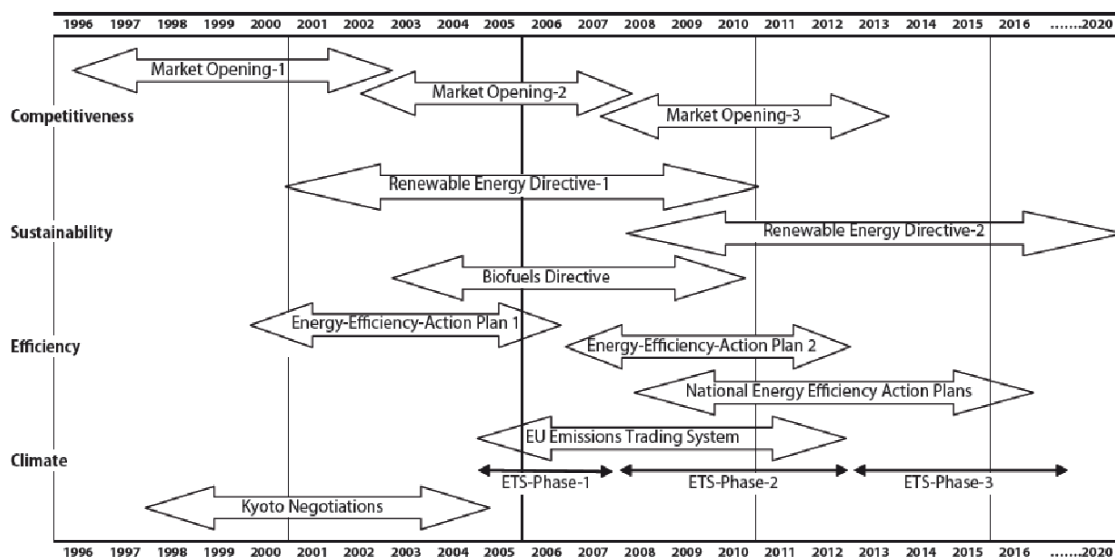
Foi estabelecido para Portugal, para o horizonte de 2020, um objetivo geral de redução no consumo de energia primária de 25% e um objetivo específico para a Administração Pública de redução de 30%. No plano da utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis, pretende-se que os objetivos definidos de, em 2020, 31% do consumo final bruto de energia e 10% da energia utilizada nos transportes provir de fontes renováveis, sejam cumpridos ao menor custo para a economia. Em simultâneo, pretende-se reduzir a dependência energética do país e garantir a segurança de abastecimento, através da promoção de um mix energético equilibrado. (RCM, 2013)

Em Março de 2007, o Conselho Europeu aceitou a maior parte destas propostas e concordou com acções para desenvolver uma política energética clima europeu integrado e sustentável. A política resultante tem os três seguintes objectivos:

- Aumentar a segurança do fornecimento de energia
- Assegurar a competitividade das economias europeias e a disponibilidade de energia a preços acessíveis
- Promover a sustentabilidade ambiental e o combate às alterações climáticas.

O desafio energético é um dos maiores desafios que a Europa enfrenta actualmente. A perspectiva de um aumento em flecha do preço da energia e a crescente dependência das importações ameaçam a fiabilidade do abastecimento energético e põem em risco toda a economia. Há que tomar decisões de fundo para reduzir as emissões e limitar as alterações climáticas. Nos próximos anos, deverão ser feitos enormes investimentos para adaptar a infraestrutura energética da Europa às futuras necessidades. (EuropeanCommission, 2010)

A Figura A.7.1 resume os principais passos na política energética da EU (EuroStat, 2014).



Fonte: (EuroStat, 2014)

Figura A.7.1- Principais passos na política energética da UE

As ONGA nacionais e internacionais defendem o cumprimento das metas europeias para 2020 em matéria de renováveis na electricidade (31%), renováveis nos transportes (10%), eficiência energética e emissões de CO₂ (20%). Uma redução de 40% do consumo até 2030 ao nível da EU, no seguimento da posição da (CES, 2013). A redução das emissões ao nível europeu em 55% até 2030 e entre 80% e 95% até 2050, para ser consistente com o que a (IPCC, 2014a) diz ser necessário para ficar abaixo de um aumento de temperatura global de 2 graus Celsius.

As propostas de redução do consumo são feitas em função do seu uso e não em função do tipo de energia. Em certos casos podemos aumentar o consumo de electricidade (por exemplo, se aumentarmos o numero de automóveis eléctricos) e continuarmos a crescer na quota de renováveis e, ainda assim, baixarmos o consumo de energia total.

A meta da Directiva Europeia de Eficiência Energética é reduzir 20% do consumo de energia primária em cada Estado-membro da União Europeia. Segundo o modelo PRIMES, com o ano de 2007 como base de cálculo, Portugal em 2020 estaria com um consumo de 29 Mtep: uma redução de 20% implica uma redução de 5Mtep e um consumo máximo em 2020 de 24 Mtep.

O atual Estado Português foi mais Agressivo e escreveu no seu programa de Estado que Portugal deve reduzir 25% do consumo de energia final em 2020, o que se traduz num consumo total de 22,3 Mtep e uma redução de 6,3 Mtep. As ONG de ambiente (ONGA) europeias têm defendido que o ano de base de cálculo deve ser 2009 para acomodar a crise de 2008-2009. Com este ano base, as contas mudam um bocado e Portugal devia ter em 2020 um consumo máximo de 22,3 Mtep, o que implica uma redução de 6,7 Mtep. Valor superior quer à meta actual europeia, quer à nacional. As ONGA de Portugal defendem também que deve ser apresentado um Plano Nacional para as Alterações Climáticas até 2030 que seja consistente com um desenvolvimento económico de baixo carbono, tal como apontado por um

anterior documento governamental, o Roteiro de Baixo Carbono para 2050. O país deve, na visão das ONGA, apostar na eficiência energética, como forma de melhoria da intensidade energética, cujos valores atuais, apesar de melhores, ainda se traduzem num maior gasto de energia por cada unidade de riqueza produzida.

A.1.2. Estrutura organizativa do sector eléctrico em Portugal

Nos finais da década de 80 começou a ser delineado o actual modelo organizativo do Sector eléctrico Nacional, o qual consagrou a abertura do sector à iniciativa privada através da publicação do DL n.º 449/88, de 10 de Dezembro. O sector eléctrico conheceu outro momento chave com a publicação dos Decretos-lei 182 a 187/95 que estabelecem as bases da organização do SEN e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte, distribuição, coprodução e regulação deste sector. Em 19 de Dezembro de 1996 foi publicada a Directiva Comunitária 96/92/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade, as quais entraram em vigor a 19 de Fevereiro de 1997. Esta Directiva, que resultou da negociação entre os Estados-Membros da União Europeia, obrigou a rever a legislação de 1995, o que foi feito no Dec. Lei 56/97. Este diploma introduziu também as alterações necessárias ao novo modelo decorrente do processo de privatização da EDP. A parte processual foi, por sua vez, complementada com a aprovação pela ERSE, em 29 de Fevereiro de 2000, dos Manuais de Procedimentos (MP) propostos pela REN (MP do Gestor do Sistema, MP do Gestor de Ofertas e MP do Agente Comercial do SEP), os quais completam assim a estrutura legal que serve de base ao modelo organizativo do sector eléctrico que está presentemente em vigor.

Da estrutura legislativa destaca-se um conjunto de sete regulamentos, sendo quatro da responsabilidade da ERSE (Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento do Despacho e Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações), e três da responsabilidade da DGE – Direcção Geral de Energia (Regulamento da Rede de Transporte, Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço).

A organização do SEN assenta na coexistência de um Sector eléctrico de Serviço Público (SEP) com um Sector eléctrico Independente, o qual pode ser esquematizado na Figura A.7.2.

O SEP (Sector eléctrico Público) compreende a Rede Nacional de Transporte, explorada em regime de concessão de serviço público pela REN (Rede Eléctrica Nacional, S.A.) e o conjunto de instalações de produção (Produtores Vinculados) e de redes de distribuição (Distribuição Vinculada) explorado mediante um regime de licença vinculada ao SEP. Os Produtores Vinculados relacionam-se comercialmente, em regime de exclusividade, com a concessionária da RNT, mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE) ou Contractos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) de longo prazo. A Distribuição Vinculada está obrigada a fornecer a electricidade que estes contrataram aos clientes do SEP, segundo tarifas e condições estabelecidas pela regulação.

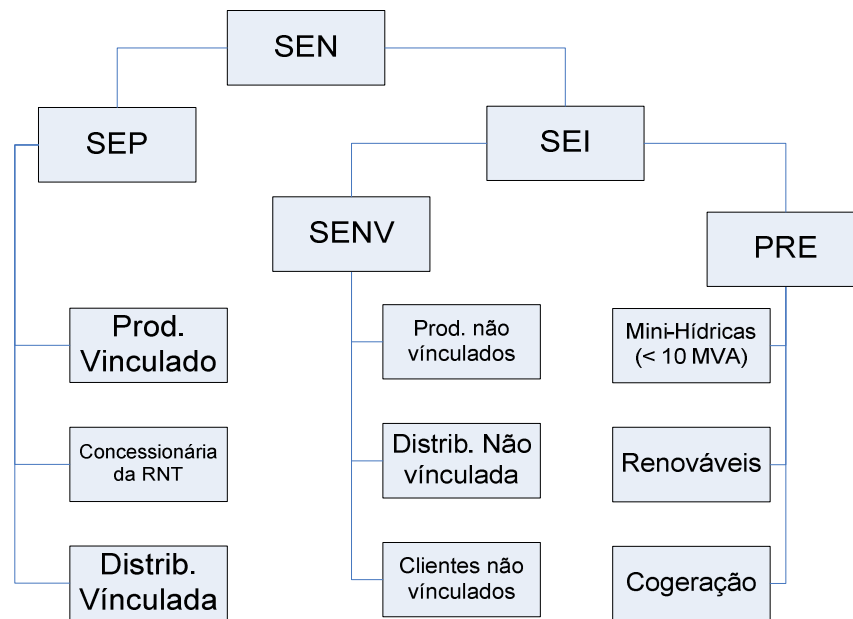


Figura A.7.2 Organograma do SEN

O SEI (Sistema Eléctrico Independente) é composto pelo Sector eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos produtores por energias renováveis e por coprodução, designados Produtores em Regime Especial (PRE), que efectuem entregas às redes do SEP ao abrigo de legislação específica.

O SENV, regido pela lógica de mercado, é composto por Produtores não Vinculados, Distribuição não Vinculada e pelos Clientes não Vinculados. Estes têm o direito a utilizar as redes do SEP para a transacção física de energia, mediante o pagamento de tarifas determinadas regulamentarmente. A transacção de energia é feita ao abrigo de regulamentação específica e gerida pela REN, através das suas funções de participante como Gestor de Ofertas e como Gestor de Sistema (REN, 2014).

A PRE é definida como a actividade licenciada para incentivar a produção de electricidade através da utilização de recursos endógenos, energias renováveis ou produção combinada de calor e electricidade (cogeração):

- Com base em recursos hídricos para potência até 10 MVA e, em alguns casos até 30 MW
- Utilizar outras fontes de energia renováveis
- Com base em resíduos (urbanos, Industriais e agrícolas)
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW
- Para micro-geração, com potência instalada até 5,75 kW
- Através de um processo de cogeração.

Anexo 2. Extracto do memorando de entendimento

O Memorando de Entendimento assinado a 17 de Maio de 2011 marcou os três anos do resgate a Portugal. As condicionalidades de política económica que afectam o sector eléctrico e energético são apresentadas no seu capítulo 5.

(...) Objectivos (do Memorando de Entendimento)

Com referência ao Regulamento do Conselho (UE) n. ° 407/2010 de 11 de Maio de 2010, que estabelece o Mecanismo Europeu de Estabilização Financeira (European Financial Stabilisation Mechanism — EFSM) e, em particular, o Artigo 3(5) do mesmo, o presente Memorando de Entendimento descreve as condições gerais da política (...) sobre a concessão de assistência financeira da União Europeia a Portugal.

(...)

5. Mercados de bens e serviços

Energia

Objectivos

Concluir a liberalização dos mercados da electricidade e do gás; assegurar que a redução da dependência energética e a promoção das energias renováveis seja feita de modo a limitar os sobrecustos associados à produção de electricidade no regime ordinário e no regime especial (co-produção e renováveis); garantir a consistência da política energética global, revendo os instrumentos existentes. Prosseguir com a promoção da concorrência nos mercados da energia e incrementar a integração no mercado ibérico da electricidade e do gás (MIBEL e MIBGAS).

Liberalização dos mercados de electricidade e gás

5.1. As tarifas reguladas de electricidade serão progressivamente eliminadas o mais tardar até 1 de Janeiro de 2013. Apresentar um calendário para eliminação faseada das tarifas reguladas seguindo uma abordagem por etapas até ao final de Julho de 2011. As disposições irão especificar:

- i. Os prazos e os critérios para liberalizar os restantes segmentos regulados, como por exemplo, as condições pré-determinadas respeitantes ao grau de concorrência efectiva no mercado em questão;
- ii. Os métodos destinados a garantir que, durante o período de eliminação gradual (*phasing out*), os preços de mercado e as tarifas reguladas não irão divergir significativamente e evitar a subvenção cruzada entre segmentos de consumidores;
- iii. A definição de consumidores vulneráveis e o mecanismo para os proteger.

5.2. Transpor o Terceiro Pacote de Energia da União Europeia até ao final de Junho de 2011, o que garantirá a independência da autoridade reguladora nacional e todos os poderes previstos no pacote.

5.3. No mercado do gás, o Estado tomará medidas para acelerar o de um mercado ibérico operacional para o gás natural (MIBGAS), nomeadamente através de convergência regulamentar.

Assumir iniciativas políticas com as autoridades espanholas, com o objectivo de eliminar a dupla tarifação. [T3-2011]

5.4. As tarifas de gás reguladas devem ser progressivamente eliminadas até 1 de Janeiro de 2013, o mais tardar.

5.5. Avaliar num relatório as razões da falta de entrada no mercado do gás, apesar da existência de capacidade não utilizada, e as razões para a falta de diversificação das fontes de gás. O relatório deverá igualmente propor as medidas possíveis para resolver os problemas identificados. [T4-2011]

Sobrecustos associados à produção de electricidade em regime ordinário

5.6. Tomar medidas de modo a limitar os sobrecustos associados à produção de electricidade em regime ordinário, nomeadamente através da renegociação ou de revisão em baixa dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) paga a produtores do regime ordinário e os restantes contratos de aquisição de energia a longo prazo (CAE). [T4-2011]

Esquemas de apoio à produção de energia em regime especial (co-produção e renováveis)

5.7. Avaliar a eficiência dos esquemas de apoio à co-produção e propor as opções para ajustar em baixa a tarifa bonificada de venda (feed-in tariff) da co-produção (reduzir o subsídio implícito). [T4-2011]

5.8. Avaliar num relatório a eficiência dos esquemas de apoio às renováveis, incluindo a sua lógica, os seus níveis e outros elementos de concepção importantes. 21 [T4-2011]

5.9. Em relação aos actuais contratos em renováveis avaliar, num relatório, a possibilidade de acordar uma renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa bonificada de venda mais baixa. [T4-2011]

5.10. Em relação a novos contratos em renováveis, rever em baixa as tarifas e assegurar que as mesmas não compensam em excesso os produtores pelos seus custos e que continuam a proporcionar um incentivo para reduzir os custos através da adopção de tarifas que se reduzem gradualmente ao longo do tempo. Para tecnologias mais maduras, desenvolver mecanismos alternativos (tais como prémios de mercado). Os relatórios sobre as medidas adoptadas serão fornecidos anualmente no T3-2011, T3-2012 e T3-2013.

5.11. As decisões sobre investimentos futuros em renováveis, designadamente em tecnologias menos maduras, serão baseadas numa análise rigorosa em termos dos seus custos e consequências para os preços da energia. Na análise serão utilizados os índices de referência internacionais e será realizada uma avaliação independente. Os relatórios sobre as medidas adoptadas serão fornecidos anualmente no T3-2011, T3-2012 e T3-2013.

5.12. Reduzir os atrasos e a incerteza em torno dos procedimentos planeamento, de autorização e certificação e aumentar a transparência dos requisitos administrativos e dos encargos para os produtores de energias renováveis (em conformidade com o artigo 13.º e 14.º da Directiva da EU 2009/28/EC). Fornecer provas das medidas tomadas neste sentido. [T4-2011]

Instrumentos de política energética e tributação

5.13. Avaliar os actuais instrumentos relacionados com a energia, incluindo os incentivos fiscais em matéria de eficiência energética. Em particular, avaliar o risco de sobreposição ou de inconsistência de instrumentos. [T3-2011].

5.14. Com base nos resultados da análise, modificar os instrumentos de política energética, a fim de garantir que proporcionam incentivos para uma utilização racional, eficiência energética de energia e reduções de emissões. [T4-2011]

5.15. Aumentar a taxa do IVA na electricidade e no gás (actualmente é de 6%), bem como tributar em sede de impostos especiais sobre o consumo a electricidade (actualmente abaixo do mínimo exigido pela legislação comunitária). [T4-2011] (...)

(PortGov, 2013)

Anexo 3. Enquadramento energético a nível mundial

O consumo de energia comercializada a nível mundial aumenta cerca de 49% entre 2007 e 2035 no caso de referência. A procura total de energia nos Países não membros da OECD aumenta 84% em comparação com um aumento de 14% nos Países da OECD. No caso de referência IEO2010, caso este que reflecte um cenário que pressupõe que as leis e políticas actuais permanecem inalteradas durante todo o período de projecção, o consumo de energia comercializada a nível mundial cresce 49% entre 2007 e 2035. O consumo de energia a nível mundial sobe de 495 quadrilhões de unidades térmicas britânicas (BTU) em 2007 para 590 quadrilhões de BTU em 2020 e 739 quadrilhões de BTU em 2035, como ilustrado na Figura A.7.3.

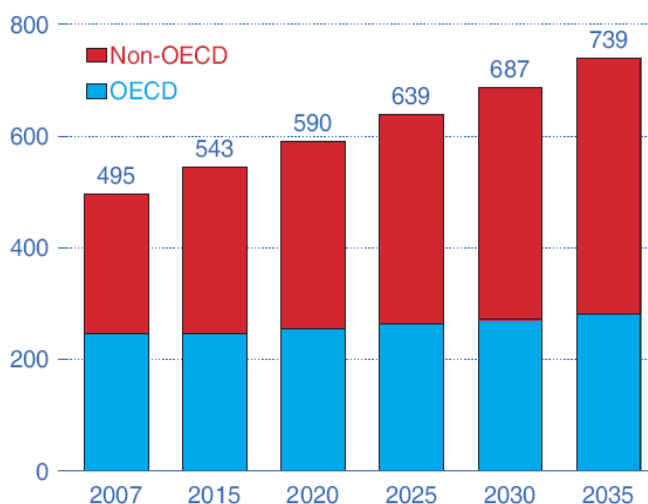


Figura A.7.3- Consumo de energia comercializada a nível mundial, 2007-2035 (quadrilhões Btu)

A recessão económica global que começou em 2007 e continuou até 2009 teve um impacto profundo sobre a procura mundial de energia a curto prazo.

O consumo total de energia fixo de 1,2 % em 2008 e de cerca de 2,2 % estimado em 2009, correspondente à indústria fabril e à procura de energia do consumidor para bens e serviços, diminuíram. Embora a recessão pareça ter terminado, o ritmo de recuperação tem sido desigual até agora, com a China e Índia a liderar e o Japão e os Países membros da União Europeia em atraso. No caso de referência, à medida que a situação económica melhora, a maioria das nações retorna aos padrões de crescimento económico que foram antecipados antes do início da recessão.

O crescimento mais rápido na procura de energia entre 2007 e 2035 ocorre em Países fora da Organização para a Cooperação Económica e Desenvolvimento (Países não membros da OECD). O consumo total de energia nos Países não membros da OECD aumenta em 84% no caso de referência, em comparação com um aumento de 14% no consumo de energia entre os Países da OECD. Um forte crescimento a longo prazo do produto interno bruto (PIB) nas economias emergentes de Países não membros da OECD impulsiona o crescimento acelerado

da procura de energia. Em todos os Países não membros da OECD, a actividade económica, medida pelo PIB paralelamente com o poder de compra, aumenta 4,4% ao ano em média, em comparação com uma média de 2,0% por ano para os Países da OECD.

Os projectos do caso de referência IEO2010 tiveram um aumento de consumo da energia comercializada, proveniente de todas as fontes de combustível durante o período de projecção 2007-2035, como ilustrado na Figura A.7.4.

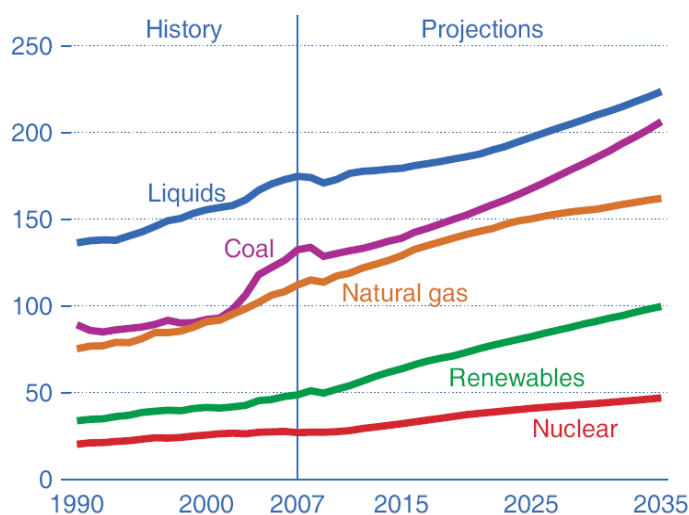


Figura A.7.4- Consumo de energia comercializada, a nível mundial, por tipo de combustível 1990-2035 (quadrilhões de Btu)

É esperado que a maior parte da energia consumida em todo o mundo continue a ser fornecida por combustíveis fósseis (combustíveis líquidos e outros petróleos, gás natural e carvão).

Embora os combustíveis líquidos permaneçam a maior fonte de energia, a fatia de combustíveis líquidos comercializados para o consumo de energia mundial cai de 35 % em 2007 para 30 % em 2035, como resultado dos elevados preços mundiais do petróleo o que leva muitos consumidores de energia a abandonar os combustíveis líquidos, quando possível. No caso de referência, o uso de líquidos cresce modestamente ou sofre quedas em todos os sectores de consumo final, excepto nos transportes, onde, na ausência de avanços tecnológicos significativos, os combustíveis líquidos continuam a fornecer grande parte da energia consumida.

Os preços médios do petróleo aumentaram fortemente entre 2003 e meados de Julho de 2008, quando os preços entraram em colapso, como resultado de preocupações sobre o agravamento da recessão. Em 2009, os preços do petróleo tenderam a subir ao longo do ano, de cerca de US \$ 42 por barril em Janeiro para US \$ 74 por barril em Dezembro. Os preços do petróleo têm sido especialmente sensíveis às expectativas de procura, com os produtores, consumidores, e comerciantes numa procura constante de um indicador de uma possível recuperação do crescimento económico mundial e correspondente aumento na procura de petróleo. Do lado da oferta, a conformidade acima da média da OPEC para acordos de metas de produção, aumentou a capacidade de reposição do grupo para cerca de 5 milhões de barris

por dia em 2009. Além disso, muitos dos projectos dos Países não OPEC, que foram atrasados durante a queda dos preços no segundo semestre de 2008, não foram ainda retomados.

Após 2 anos de procura decrescente, esperava-se que o consumo mundial de líquidos aumenta-se em 2010 e se fortalecesse à medida que as economias mundiais se recuperassem totalmente dos efeitos da recessão. No caso de Referência IEO2010, o preço do petróleo nos Estados Unidos (2.008 dólares) sobe de US \$ 79 por barril em 2010 para US \$ 108 por barril em 2020 e 133 dólares por barril em 2035.

Os combustíveis líquidos continuam a ser a maior fonte de energia do mundo em todo o caso de Referência IEO2010, dada a sua importância nos sectores de utilização final industriais e de transportes. O consumo mundial de líquidos e outros petróleos cresce de cerca de 86,1 milhões de barris por dia em 2007 para 92,1 milhões de barris por dia em 2020, 103,9 milhões de barris por dia em 2030 e 110,6 milhões de barris por dia em 2035. Em termos globais, o consumo de líquidos permanece constante no sector dos edifícios, aumenta modestamente no sector industrial, mas sofre um decréscimo no sector da electricidade, como é o caso dos geradores de electricidade, como reacção ao aumento dos preços mundiais do petróleo e mudando para combustíveis alternativos sempre que possível. No sector dos transportes, apesar do aumento dos preços, o uso de combustíveis líquidos aumenta uma média de 1,3 % ao ano, ou 45 % do total entre 2007 e 2035.

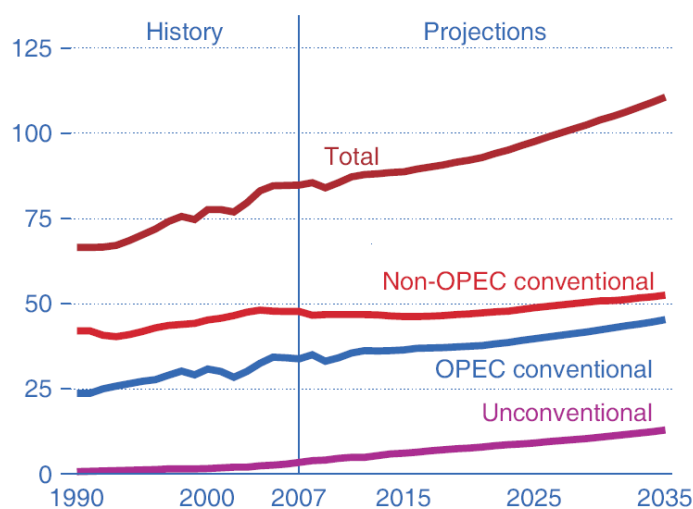


Figura A.7.5- Produção mundial de combustíveis líquidos, 1990-2035 (milhões de barris por dia)

Para satisfazer o aumento da procura mundial, no caso de referência, a produção de líquidos (incluindo ambas, fontes convencionais e não convencionais de líquidos) aumenta um total de 25,8 milhões de barris por dia entre 2007 e 2035. O caso de referência assume que os Países da OPEC vão investir num incremento da capacidade de produção com o objectivo de manter uma participação de aproximadamente 40% da produção total de líquidos no mundo até 2035, de acordo com sua participação ao longo dos últimos 15 anos. O aumento do volume de líquidos convencionais (petróleo, líquidos naturais provenientes de plantas e gás) dos

produtores da OPEC contribuem com 11,5 milhões de barris por dia para o aumento total na produção de líquidos no mundo, e fontes convencionais de Países não-OPEC adicionam outros 4,8 milhões de barris por dia, conforme ilustrado na Figura A.7.5.

Recursos não convencionais (incluindo areias betuminosas, petróleo extrapesado, biocombustíveis, carvão-para-líquidos, gás-para-líquidos, e óleo de xisto) de ambas as fontes não OPEC e OPEC crescem, em média, de 4,9 % ao ano ao longo do período de projecção. Altos preços sustentados do petróleo permitem que recursos não convencionais se tornem economicamente competitivos, particularmente quando "acima do solo" possam haver restrições geopolíticas, ou outras, de acesso a recursos convencionais. A produção mundial de combustíveis líquidos não convencionais, que somou apenas 3,4 milhões de barris por dia em 2007, sobe para 12,9 milhões de barris por dia e contabiliza 12 % do fornecimento total de líquidos no mundo, em 2035. Areias betuminosas do Canadá e biocombustíveis, em grande parte provenientes Brasil e dos Estados Unidos, são os maiores componentes da futura produção não convencional no caso de Referência IEO2010, proporcionando 70 % do aumento da oferta não convencional total ao longo do período de projecção.

O consumo mundial de gás natural aumenta cerca de 44 %, sendo que no caso de referência passou de 108 triliões de pés cúbicos em 2007 para 156 triliões de pés cúbicos em 2035. Em 2009, o consumo mundial de gás natural diminuiu em cerca de 1,1 %, e a utilização do gás natural no sector industrial sofreu uma queda ainda mais acentuada, de 6,0 %, à medida que a procura de bens manufaturados caiu durante a recessão. O sector industrial consome actualmente mais gás natural do que qualquer outro sector de utilização final, e na projecção continua como o maior consumidor até 2035, sendo que 39 % do abastecimento de gás natural do mundo é consumido para fins industriais. A geração de electricidade é outro importante sector de consumo de gás natural em toda a projecção, e a sua participação no consumo total de gás natural do mundo, aumenta de 33 % em 2007 para 36 % em 2035.

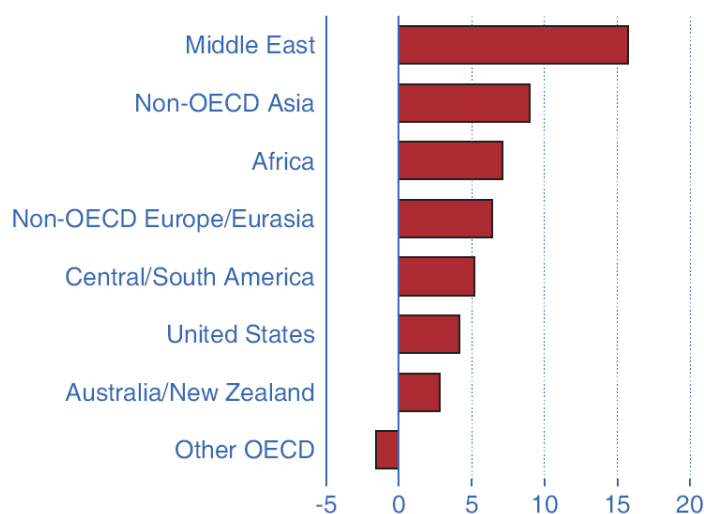


Figura A.7.6- Variação líquida de produção de gás natural no mundo, por região, 2007-2035 (triliões de pés cúbicos)

Para atender ao crescimento projectado de procura de gás natural, os produtores terão de aumentar a produção anual em 2035 para um nível que é 46 % maior do que o total de 2007. A curto prazo, com a recuperação das economias mundiais, a procura global de gás natural deve igualmente recuperar, com fornecimento de gás natural a partir de uma variedade de fontes, mantendo deste modo os mercados bem fornecidos e os preços relativamente baixos. O maior aumento previsto na produção de gás natural é para os países não membros da OECD, com os maiores aumentos vindos do Médio Oriente (um aumento de 16 triliões de pés cúbicos entre 2007 e 2035), África (7 triliões de pés cúbicos), Rússia e outros Países da não-OECD Europa e Eurásia (6 triliões de pés cúbicos).

Embora a extensão de gás comprimido no mundo, gás de xisto e gás metano de carvão, como base de recursos ainda não ter sido totalmente avaliada, o caso de Referência IEO2010 projecta um aumento substancial dessas fontes, especialmente dos Estados Unidos, mas também no Canadá e China. Nos Estados Unidos, uma das chaves para o aumento da produção de gás natural tem sido os avanços na perfuração horizontal e tecnologias de perfuração hidráulicas, o que tornaram possível explorar os vastos recursos de gás de xisto do país.

Estimativas crescentes de recursos de gás de xisto têm ajudado a aumentar as reservas totais de gás natural dos EUA em quase 50 % na última década, e o gás de xisto sobe para 26 % da produção de gás natural dos EUA, em 2035, no caso de Referência IEO2010. As fontes de gás comprimido, gás de xisto e gás metano do são ainda mais importantes para o futuro do abastecimento de gás natural doméstico no Canadá e China, onde respondem por 63% e 56% da produção doméstica, respectivamente, em 2035, no caso de referência.

O comércio mundial de gás natural, tanto por gasoduto com pelo envio na forma de gás natural liquefeito (GNL), está prestes a aumentar no futuro. A maior parte do aumento projectado na oferta de GNL vem do Médio Oriente e Austrália, onde se espera que uma série de novos projectos de liquefacção se venha a tornar operacional na próxima década. No caso de Referência IEO2010, a capacidade de liquefação mundo aumenta 2,4 vezes, passando de cerca de 8 triliões de pés cúbicos em 2007 para 19 triliões de pés cúbicos em 2035. Além disso, novos gasodutos actualmente em construção ou em projecto vão aumentar as exportações de gás natural da África aos mercados europeus e da Eurásia para a China.

Para o carvão, na ausência de políticas nacionais e de acordos internacionais vinculantes que limitem ou reduzam emissões de gases de efeito estufa, o consumo mundial de carvão está projectado para aumentar de 132 quadrilhões de BTUs em 2007 para 206 quadrilhões de BTUs em 2035, a uma taxa média anual de 1,6%. Grande parte do aumento projectado na utilização do carvão ocorre em Países não membros da OECD da Ásia, que representa 95% do aumento total líquido em utilização mundial de carvão de 2007 para 2035. A procura crescente de energia para geração de electricidade e produção industrial na região deverá ser cumprida em grande parte pelo carvão. Por exemplo, a capacidade instalada de geração a carvão na China mais do que duplica no caso de referência entre 2007 e 2035, e o uso do carvão no sector industrial da China cresce 55%. O desenvolvimento da electricidade e de sectores industriais

da China vai exigir não só capitais de grandes infraestruturas, mas também capital substancial em infraestruturas de minério e transporte de carvão.

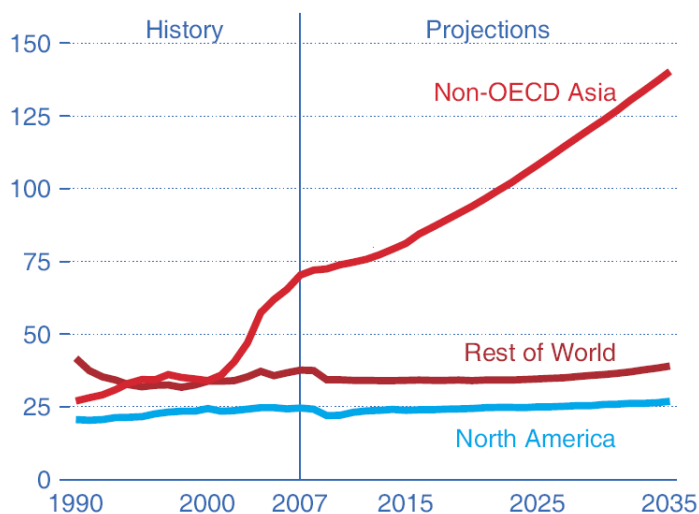


Figura A.7.7- O consumo de carvão no mundo, por região, 1990-2035 (quadrilhões de Btu)

A geração de electricidade no mundo aumenta em 87% no caso de referência, a partir de 18.8 trilhões de kWh em 2007 para 25,0 trilhões de kWh em 2020 e 35.2 trilhões de kWh em 2035. Embora a recessão tenha desacelerado o ritmo de crescimento da procura de electricidade em 2008 e 2009, o seu crescimento retorna a taxas pré-recessão em 2015, no caso de referência. Em geral, nos Países da OECD, onde os mercados de electricidade estão bem estabelecidos e os padrões de consumo são estáveis, o crescimento da procura de electricidade é mais lento do que nos Países não membros da OECD, onde uma grande quantidade de potencial procura permanece reprimida. No caso de referência, a geração líquida total em Países não membros da OECD aumenta 3,3% por ano, em média, em comparação com 1,1% ao ano nos Países da OECD.

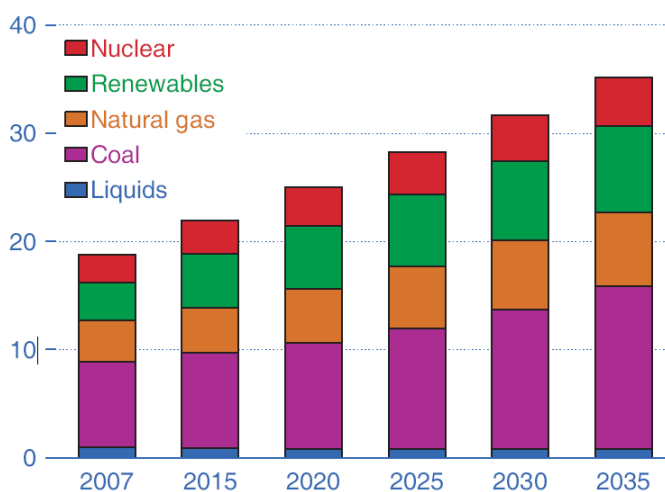


Figura A.7.8- Geração mundial de electricidade, por combustível, 2007-2035 (trilhões de kWh)

O rápido aumento dos preços da energia a nível mundial, de 2003 a 2008, combinado com as preocupações sobre as consequências ambientais de emissões de gases de efeito estufa, tem levado a um interesse renovado em alternativas para os combustíveis, em particular, recursos nucleares e renováveis. Como resultado, as perspectivas de longo prazo continuam a melhorar para a geração de ambos, nuclear e fontes renováveis de energia, apoiados por incentivos do Estado e por preços mais altos dos combustíveis fósseis.

De 2007 a 2035, o uso de energia renovável a nível mundial para a geração de electricidade cresce a uma média de 3,0% por ano, e a parcela renovável de geração de electricidade mundial aumenta de 18% em 2007 para 23% em 2035. A geração a carvão aumenta a uma média anual de 2,3% no caso de referência, fazendo o carvão a segunda fonte de maior crescimento para a geração de electricidade na projecção. As perspectivas para o carvão podem no entanto ser alteradas substancialmente, por toda a legislação futura que possa reduzir ou limitar o crescimento das emissões de gases de efeito estufa. A geração a partir de gás natural e energia nuclear, que produzem níveis relativamente baixos de emissões de gases de efeito estufa (gás natural) ou nenhum (German), aumenta de 2,1 e 2,0% ao ano, respectivamente, no caso de referência.

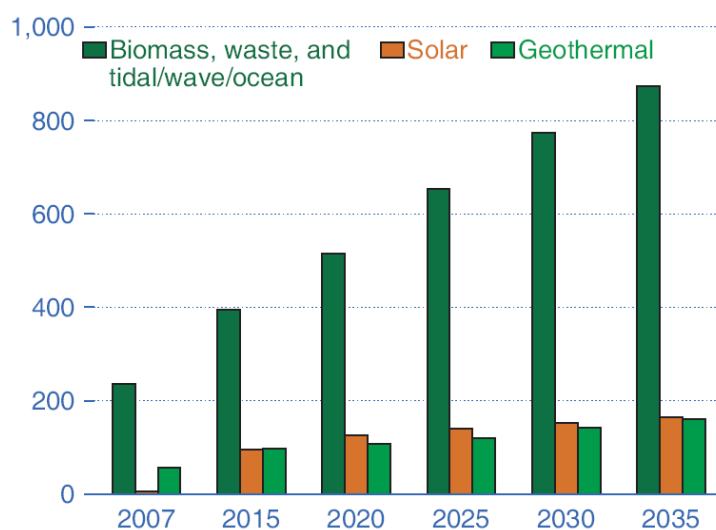


Figura A.7.9- Geração mundial de electricidade renovável, por fonte de energia, excluindo eólica e hídrica, 2007-2035 (bilhões de kWh)

Grande parte do aumento mundial no fornecimento de electricidade renovável é abastecida por energia hidroeléctrica e eólica. Dos 4,5 triliões de kWh de aumento da geração de energia renovável ao longo do período de projecção, 2,4 triliões de kWh (54%) é atribuída à energia hidroeléctrica e 1,2 triliões de kWh (26%) ao vento. Excepto estas duas fontes, a maior parte das tecnologias de geração renováveis não são economicamente competitivas com os combustíveis fósseis ao longo do período de projecção, fora um número limitado de nichos de mercado. Normalmente, incentivos do Estado ou políticas fornecem o suporte inicial para a construção de instalações de geração renovável. Apesar de continuarem a ser uma pequena parte do total de geração de energia renovável, outras fontes renováveis que não a

hidroeléctrica e vento, incluindo solar, geotérmica, biomassa, resíduos, e marés / ondas / energia oceânica, sofrem um rápido aumento durante o período de projecção.

A geração de electricidade a partir de energia nuclear aumenta de cerca de 2,6 triliões de kWh em 2007 para um valor projectado de 3,6 triliões de kWh em 2020 e, em seguida, para 4,5 triliões de kWh em 2035. Futuramente, os elevados preços dos combustíveis fósseis tornam a energia nuclear economicamente competitiva com a geração de electricidade a partir do carvão, gás natural, e combustíveis líquidos, apesar dos custos de capital relativamente altos das centrais nucleares. Além disso, o aumento das taxas de utilização da capacidade instalada tem sido relatado por muitas instalações nucleares existentes, e a projecção antecipa que, para a maioria das centrais nucleares mais antigas da OECD e Países não membros da OECD Eurásia serão concedidas prorrogações das suas vidas operacionais.

Em todo o mundo, a geração nuclear está a atrair um novo interesse à medida que os Países procuram aumentar a diversidade das suas fontes de energia, melhorar a segurança a nível energético, e fornecer uma alternativa de reduzidos valores de carbono para os combustíveis fósseis. Ainda assim, há uma considerável incerteza associada com as projecções nucleares. Questões que podem retardar a expansão da energia nuclear no futuro incluem a segurança da central, recolha e eliminação de lixo radioactivo, subindo os custos de construção e risco de capital, e, preocupações com a proliferação de materiais nucleares.

Essas questões continuam a aumentar a preocupação pública em muitos Países e podem dificultar o desenvolvimento de novos reactores nucleares. No entanto, o caso de Referência IEO2010 abrange a melhoria das perspectivas para a energia nuclear mundial. A projecção para a geração de electricidade nuclear em 2030 é 9% maior do que a projecção publicada na IEO do ano anterior.

Em termos regionais, o caso de Referência projecta um crescimento mais forte na energia nuclear para os Países não membros da OECD na Ásia, onde a geração de energia nuclear está projectada para crescer a uma taxa média de 7,7% ao ano entre 2007 e 2035, incluindo aumentos projectados numa média de 8,4% por ano na China e de 9,5% por ano na Índia. Fora da Ásia, o maior aumento previsto na capacidade nuclear instalada está na América Central e América do Sul, com o aumento da geração de energia nuclear em média de 4,3% ao ano. As perspectivas de geração de energia nuclear nos Países Europeus da OECD passaram por uma revisão significativa sobre as perspectivas do ano passado, visto que um número de Países da região está a reverter políticas que requerem o fim de vida de centrais nucleares e a construção de novas. No caso de referência IEO2010, a geração de energia nuclear nos Países Europeus da OECD aumenta, em média, 0,8% ao ano, em comparação com a pequena redução projectada pelo IEO2009.

O sector industrial consome mais energia a nível mundial do que qualquer outro sector de utilização final, consumindo actualmente cerca de 50% da energia total distribuída pelo mundo. A energia no sector industrial é consumida por um grupo diversificado de indústrias, incluindo produção industrial, agricultura, minério e construção, e para uma ampla gama de actividades, tais como o processamento e montagem, acondicionamento e iluminação. Em todo o mundo, a

projecção do consumo de energia a nível industrial cresce de 184 quadrilhões de BTUs em 2007 para 262 quadrilhões de BTUs em 2035. O sector industrial foi responsável pela maior parte da redução no consumo de energia durante a recessão, principalmente como resultado de cortes substanciais na produção, que tiveram impactos mais pronunciados sobre o consumo total de combustível do que as reduções marginais no consumo de energia de outros sectores. No caso de referência, as taxas de crescimento da economia nacional e os padrões de consumo de energia voltam a valores históricos.

A procura de energia a nível industrial varia entre regiões e Países do mundo, com base em níveis e combinações de actividade económica e desenvolvimento tecnológico, entre outros factores. As economias dos Países não membros da OECD representam cerca de 95% do aumento mundial do consumo de energia do sector industrial, no caso de referência. Está projectado para os Países não membros da OECD, um rápido crescimento económico, acompanhado por um rápido crescimento de consumo total de energia a nível industrial, alcançando uma média de 1,8% ao ano entre 2007 e 2035. Devido ao facto de os Países da OECD terem vindo a sofrer uma transição de economias de produção para economias de serviços nas últimas décadas, e terem tido um crescimento projectado relativamente pequeno a nível económico, o consumo de energia a nível industrial na região da OECD, no seu todo, cresce a uma média de apenas 0,2% ao ano a partir de 2007 até 2035 (em comparação com um aumento médio de 0,9% ao ano no consumo de energia do sector comercial).

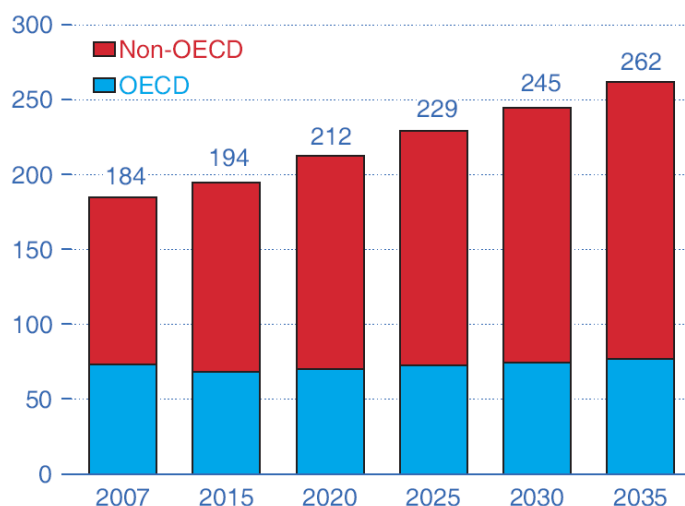


Figura A.7.10- Utilização da energia mundial no sector industrial, 2007-2035 (quadrilhões de Btu)

Uma nova adição à análise de energia em IEO2010 é a incorporação de séries históricas e projeções para o consumo mundial de comercialização de energia renovável industrial. A utilização de energias renováveis (excluindo o consumo de electricidade gerada a partir de fontes renováveis de energia) constitui uma parte substancial do consumo de energia do sector industrial do mundo. Em 2007, o sector industrial consumiu 13 quadrilhões de Btu de energias renováveis não-eléctricas, ou cerca de 7 % da energia total entregue ao sector. De 2007 a 2035, o uso de energia renovável no sector industrial aumenta em todo o mundo numa média

de 1,8% ao ano, e a fatia de energia renovável do total de energia entregue para consumo no sector industrial aumenta para 8% em 2035. Biomassa para produção de energia e calor representa actualmente a grande maioria da energia renovável consumida no sector industrial (90%), e espera-se que se mantenha a ser o maior componente do quota das energias primárias renovável do sector industrial ao longo do período de projecção.

O consumo de energia no sector dos transportes inclui a energia consumida na movimentação de pessoas e de mercadorias por via rodoviária, ferroviária, ar, água, e tubagem. O sector dos transportes é apenas o segundo do sector industrial em relação ao consumo total de energia de consumo final. Quase 30% da energia total fornecida no mundo é utilizada para os transportes, a maior parte sob a forma de combustíveis líquidos. O consumo total de líquidos no mundo, referente ao sector dos transportes, aumenta de 53% em 2007 para 61% em 2035, no caso de Referência IEO2010, contabilizando 87% do aumento total do consumo de líquidos no mundo. Assim, a compreensão do desenvolvimento de utilização de energia nos transportes é o factor mais importante na avaliação das futuras tendências na procura por combustíveis líquidos.

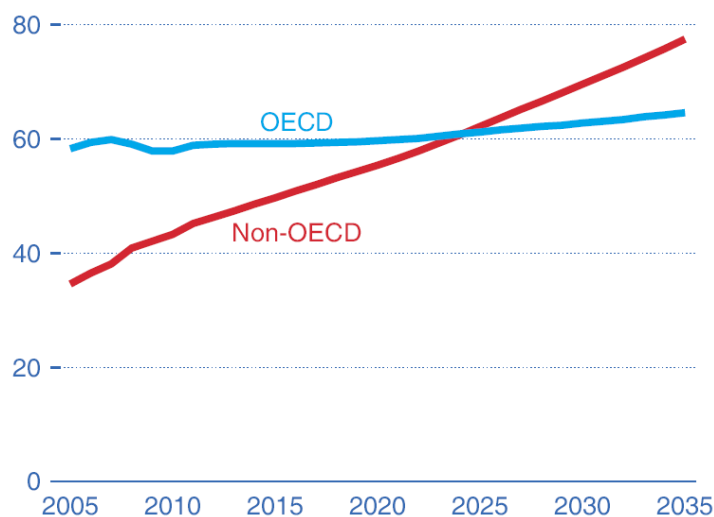


Figura A.7.11- Utilização da energia mundial no sector dos transportes, 2005-2035 (quadrilhões de Btu)

Os preços mundiais do petróleo atingiram níveis historicamente elevados em 2008, em parte por causa de um forte aumento na procura de combustíveis para transportes, particularmente em economias emergentes de Países não membros da OECD. O uso de energia para transportes em Países não-OECD aumentou 4,5% em 2007 e 7,3% em 2008, antes do impacto da recessão económica global 2007-2009 que resultou numa desaceleração da actividade do sector dos transportes. Ainda em 2009, fora da OECD, o consumo de energia em transportes cresceu cerca de 3,2%, em parte porque muitos dos Países não membros da OECD (em particular, mas não limitado às nações ricas em petróleo) forneceram subsídios para combustíveis aos seus cidadãos. Com a robusta recuperação económica que se espera que continue na China, Índia, e outros Países não membros da OECD, a crescente procura por

matérias-primas, produtos manufacturados, negócios e viagens pessoais é projectada para suportar o crescimento acelerado do consumo de energia para os transportes, tanto a curto prazo como a longo prazo. No caso de Referência IEO2010, em Países não pertencentes à OECD o consumo de energia nos transportes cresce 2,6% por ano entre 2007 e 2035. Em comparação com as economias dos Países não membros da OECD, os elevados preços do petróleo e a recessão económica tiveram impactos mais profundos sobre as economias da OECD. Na OECD, o consumo de energia nos transportes diminuiu cerca de 1,3% em 2008, seguido de uma nova queda estimada em 2,0% em 2009. Há indicações de que um retorno ao crescimento no consumo de energia nos transportes nos Países da OECD não começará antes do final de 2010, dada a recuperação relativamente lenta da recessão global prevista para muitos dos principais Países da OECD. Além disso, os Estados Unidos e alguns dos outros Países da OECD instituíram uma série de novas medidas para aumentar a eficiência dos combustíveis das suas frotas de veículos, bem como os regimes de tributação dos combustíveis para incentivar a conservação de combustível. Assim, na OECD o consumo de energia nos transportes, com um crescimento de apenas 0,3% ao ano durante todo o período de projecção, não retorna ao seu nível de 2007 antes de 2020. A longo prazo, tanto para as economias da OECD como para as economias dos Países não membros da OECD, o aumento crescente de procura por viagens pessoais, é um factor primordial subjacente a um aumento projectado na procura de energia para os transportes. Aumentos na urbanização e nos orçamentos familiares pessoais têm contribuído para o aumento no tráfego aéreo e motorização (mais veículos por habitante) nas economias em crescimento. Aumentos no transporte de mercadorias devem resultar de um crescimento económico contínuo em ambos, nos Países da OECD e nas economias dos Países não-membros da OECD. Para o transporte de carga, o transporte rodoviário deverá liderar o crescimento na procura por combustíveis. Além disso, com o aumento do comércio entre os Países, o volume de carga transportada por via aérea e marítima deverá aumentar rapidamente.

O sector dos edifícios, compreendendo consumidores residenciais e comerciais, contabiliza cerca de um quinto do consumo total de energia entregue no mundo. No sector residencial, o consumo de energia é definido como a energia consumida por Doméstico, excluindo fins de transporte. O tipo e quantidade de energia utilizada por Doméstico pode variar de país para país, dependendo dos níveis de orçamento familiar, recursos naturais, clima e infraestrutura de energia disponível. Os típicos Domésticos em Países da OECD utilizam mais energia do que os de Países não membros da OECD, em parte devido a orçamentos familiares mais elevados nas nações da OECD, que permitem a aquisição de casas maiores e mais equipamentos eléctricos. No caso de edifícios residenciais, o tamanho físico da estrutura é um indicador chave da quantidade de energia usada pelos seus ocupantes, embora o orçamento familiar e uma série de outros factores, como o clima, possam afectar a quantidade de energia consumida por família. Controlando esses factores, casas maiores, geralmente requerem mais energia para fornecer aquecimento, ar condicionado, e iluminação, e tendem a incluir mais consumo de energia por parte de electrodomésticos, como televisões e máquinas de lavar e

secar. Estruturas menores geralmente requerem menos energia, porque contêm menos espaço para ser aquecido ou arrefecido, produzem menos de transferência de calor com o ambiente exterior, e geralmente têm menos ocupantes. No caso de Referência IEO2010, o consumo de energia residencial no mundo aumenta cerca de 1,1% ao ano ao longo do período de projecção, de 50 quadrilhões de Btu em 2007 para 69 quadrilhões de Btu em 2035. Grande parte do crescimento no consumo de energia residencial ocorre nas nações não pertencentes à OECD, onde um crescimento económico robusto melhora os padrões de vida e a procura de combustíveis para energia residencial. O consumo de energia residencial, em Países não membros da OECD sobe 1,9% por ano, em comparação com uma taxa muito mais lenta de 0,4% por ano para os Países da OECD, onde os padrões de consumo de energia residencial já estão bem estabelecidos e um crescimento mais lento de populações com envelhecimento da população se traduzem em aumentos menores na procura de energia.

O sector comercial, muitas vezes referido como o sector de serviços ou sector de serviços institucionais é composto por empresas, instituições, organizações que prestam serviços. O sector abrange diversos tipos de edifícios diferentes e uma vasta gama de actividades de serviços relacionados com a energia. Como exemplo de instalações comerciais temos escolas, lojas, instituições de correcção, restaurantes, hotéis, hospitais, museus, edifícios de escritórios, bancos e espaços esportivos. A maior parte da energia utilizada a nível comercial ocorre em edifícios ou estruturas, fornecimento de serviços, tais como aquecimento, aquecimento de água, iluminação, cozinha, e refrigeração. A energia consumida por serviços não relacionados com os edifícios, como iluminação pública, água, serviços de esgoto de e de trânsito da cidade, também é classificada como energia de utilização comercial. As tendências económicas e o crescimento da população, regulam a actividade no sector comercial bem como a respectiva utilização de energia. A necessidade de serviços (saúde, educação, financeiro e Estado) aumenta à medida que a população cresce. O grau com que as necessidades adicionais são atendidas depende em grande parte dos recursos económicos, tanto a partir de fontes nacionais como estrangeiras, e do crescimento económico. O crescimento económico determina também o grau com que as actividades adicionais são oferecidas e utilizadas no sector comercial. Maiores níveis de actividade económica e orçamento familiar disponível levam ao aumento da procura por hotéis e restaurantes para atender às necessidades de lazer e negócios, escritórios, novas empresas em expansão, para espaços de lazer e culturais, como teatros, galerias e estádios. O consumo comercial de energia dos Países da OECD expande-se cerca de 0,9% ao ano no caso de Referência IEO2010. A lenta expansão do PIB e o baixo crescimento ou mesmo o declínio da população em muitos Países da OECD contribui para taxas esperadas de crescimento mais lentas da procura de energia comercial. Além disso, a melhoria contínua da eficiência modera o crescimento da procura de energia ao longo do tempo, à medida que os equipamentos com consumo de energia são substituídos por equipamentos mais eficientes.

Por outro lado, o continuado crescimento económico deve incluir o crescimento na actividade empresarial, com o uso de energia associado, em áreas como negócios de comércio, serviços

financeiros e serviços de lazer. Nos Países não membros da OECD, a actividade económica e de comércio aumenta rapidamente ao longo do período de projecção 2007-2035, alimentando uma procura adicional de energia nos sectores de serviços. O crescimento populacional também é esperado que seja mais rápido do que nos Países da OECD, pressagiando aumentos na necessidade de educação, saúde, serviços sociais e da energia necessária para fornecê-los. Além disso, com o crescimento dos Países em desenvolvimento, espera-se a transição de mais empresas relacionadas com o serviço, o que aumentará a procura por energia no sector comercial. A energia necessária para alimentar o crescimento em edifícios comerciais será substancial, com o uso comercial de energia total entregue entre os Países não membros da OECD a crescer 2,7% ao ano entre 2007 e 2035.

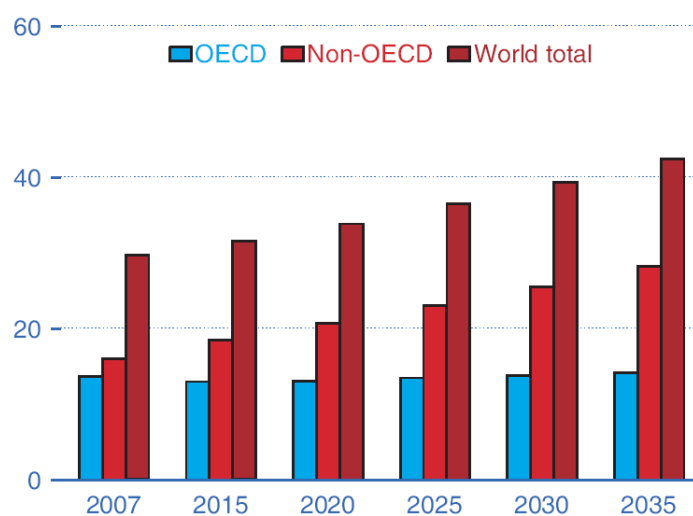


Figura A.7.12- Emissões de dióxido de carbono relacionadas com a energia a nível mundial, 2007-2035 (bilhões de toneladas)

As emissões de dióxido de carbono relacionadas com a energia no mundo sobem de 29,7 bilhões de toneladas em 2007 para 33,8 bilhões de toneladas em 2020 e 42,4 bilhões de toneladas em 2035, representando um aumento de 43% ao longo do período de projecção. Com o forte crescimento económico e uma forte dependência contínua de combustíveis fósseis previstos para a maioria das economias não-membros da OECD no âmbito das políticas actuais, grande parte do aumento projectado das emissões de dióxido de carbono ocorre entre as nações em desenvolvimento não membros da OECD. Em 2007, as emissões não-OECD e OECD superaram as emissões em 17%, em 2035, prevê-se que esse valor atinga o dobro das emissões da OECD.

Um significativo grau de incerteza envolve qualquer projecção a longo prazo das emissões de dióxido de carbono relacionadas com a energia. As principais fontes de incerteza incluem estimativas de consumo de energia por fonte de combustível. A Identidade Kaya fornece uma abordagem intuitiva à interpretação de tendências e projecções futuras tendo como base registos históricos de emissões de dióxido de carbono. É uma expressão matemática que é utilizada para descrever a relação entre os factores que influenciam as tendências nas

emissões: intensidade de carbono de energia (a quantidade de emissões de dióxido de carbono relacionadas com a energia emitida por unidade de energia produzida), a intensidade energética da economia (energia consumida por dólar de PIB), a produção per capita (PIB por pessoa), e população. Dos quatro componentes Kaya, a massa política é a mais activamente preocupada com a intensidade energética da economia e da intensidade de carbono de energia, que são mais facilmente afectadas pelos instrumentos políticos disponíveis para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. No caso de Referência IEO-2010, assumindo que não há novas políticas climáticas, aumenta em todo o mundo a produção per capita e crescimento populacional relativamente moderado a sobrecarregar as melhorias projectadas em intensidade energética e intensidade de carbono.

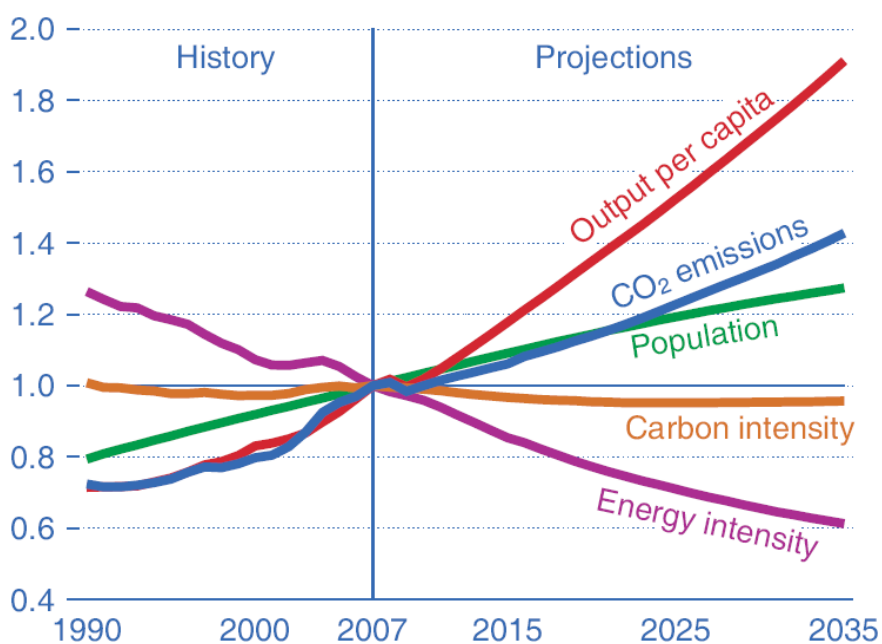


Figura A.7.13- Impactes das emissões de dióxido de carbono nos quatro factores Kaya, 1990-2035, a nível mundial (índice: 2007 = 1,0)

Anexo 4. Os incentivos na análise tradicional do comportamento dos mercados

Um mercado livre de electricidade tem várias etapas. Na etapa inicial recebem-se as ofertas de compra e de venda para um determinado período no futuro. Os produtores fazem ofertas de venda, os consumidores fazem ofertas de compra e os agentes comerciais fazem ofertas de venda e de compra. Estas ofertas consistem em conjuntos de pares de valores (energia, preço).

Apos receber todas as ofertas de compra e venda, há o fecho de mercado. Estas ofertas são então ordenadas por ordem crescente de preço de venda e por ordem decrescente de preço de compra, obtendo-se a curva de oferta de venda ilustrada na Figura A.7.14 e a curva de oferta de compra ilustrada na Figura A.7.15. Assume-se que:

- a curva de oferta de venda é modelada pela equação $P_s = P_{s0} + (1 + \theta)Q$
- a curva de oferta de compra modelada pela equação $P_D = P_{D0} - \frac{\partial P}{\partial Q}Q \Leftrightarrow P = P_{D0} - sQ$

A elasticidade do preço do consumo é uma medida do efeito do preço sobre o consumo que reflecte as preferências dos consumidores, as suas necessidades, disponibilidade de tecnologia do consumo e da existência de energia de substituição.

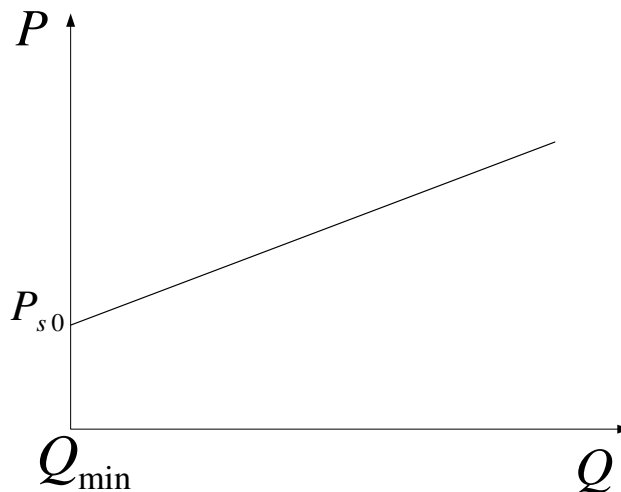


Figura A.7.14- Curva de oferta de venda

Tendo em conta que todas estas características podem mudar, especialmente a longo prazo, as repercussões dos preços normalmente têm um maior impacto a longo prazo do que no curto prazo, isto é, a elasticidade de longo prazo é superior à elasticidade de curto prazo.

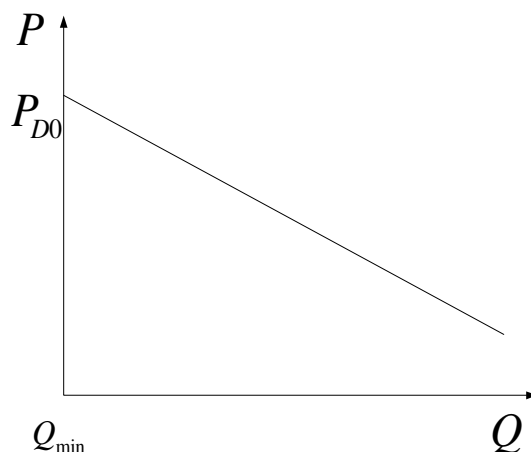


Figura A.7.15- Curva de oferta de compra

Se:

- $\frac{\partial P}{\partial Q} = \infty$, consumo perfeitamente elástico
- $\frac{\partial P}{\partial Q} \in]1, \infty[$, consumo elástico
- $\frac{\partial P}{\partial Q} = 1$, consumo elástico unitário
- $\frac{\partial P}{\partial Q} \in]0, 1[$, consumo inelástico
- $\frac{\partial P}{\partial Q} = 0$, consumo perfeitamente inelástico.

Tendo em conta a heterogeneidade do consumo, a análise dever ser efectuada por sector. A oferta de compra das famílias e dos serviços pode ser representada por uma equação semelhante com diferentes factores (uma vez que têm dimensão diferente).

Para doméstico admitiu-se também que o consumo é dependente do orçamento familiar (I); da precipitação (R); das temperaturas superiores a 30 ° C (H) e das temperaturas inferiores a 10 ° C (L). Excepto para os casos de consumo inelástico, os consumidores dependem do mercado para orientação dos seus consumos.

Apos a ordenação das ofertas, procura-se o ponto Equilíbrio de mercado. A Figura A.7.16 ilustra a sobreposição das duas curvas de oferta, onde se identificam o ponto de equilíbrio

(ponto E), o preço de mercado, P_E , e quantidade de electricidade a produzir, Q_E , para aquele período.

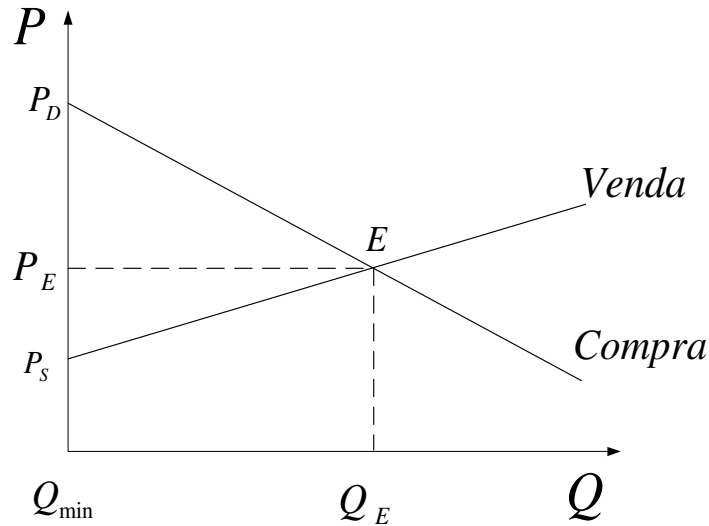


Figura A.7.16- Fecho de mercado

A área $P_D E P_E$ representa o excedente do consumidor (the consumer's welfare), quantificando a diferença entre o que o consumidor está disposto a pagar e quanto efectivamente paga. A área $P_E E P_S$ representa o excedente do produtor (the producer's surplus), quantificando a diferença entre o que o produtor estava disposto a vender e quanto efectivamente vende.

O consumo (Bosquet) depende do preço da electricidade (P) e do orçamento familiar (I). Quando se introduzem benefícios, há uma alteração da curva de oferta de compra ou da curva de oferta de venda respectiva. Análise de equilíbrio parcial considera apenas o impacto do benefício diretamente sobre o preço de equilíbrio (e, posteriormente, o preço e quantidade de mercado).

Considerando-se o impacto ambiental, a falta de uma penalização (A) por danos tem o mesmo efeito que a introdução de um benefício (B) e a remoção de um benefício perverso tem o mesmo efeito que a introdução de uma penalização.

A introdução de uma penalização vai agravar o preço da curva de oferta de compra, conforme ilustrado na Figura A.7.17. O fecho de mercado acontece a um preço superior e a uma menor quantidade de venda.

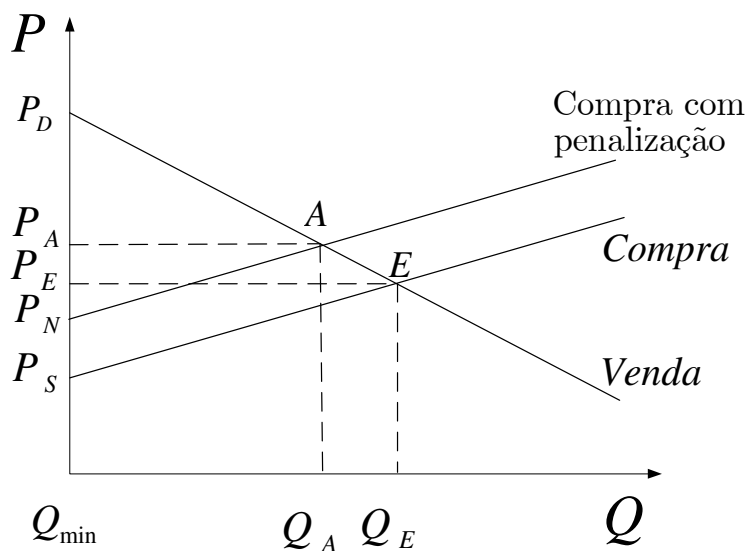


Figura A.7.17- Efeito no mercado de uma penalização

A diferença $P_A - P_E$ representa as externalidades. A diferença $Q_A - Q_E$ representa os consumidores que não estão dispostos a pagar o preço real.

O excedente do consumidor reduz-se para a área $P_A A E P_E$ i.e., a diferença entre a área $P_D E P_E$ e a área $P_D A P_A$. Embora o excedente do consumidor aparente diminuir, na realidade esta a aumentar porque a diferença $P_A - P_E$ representa o impacte da externalidade que estava a ser paga por todos e não por quem a provoca. Com a introdução da externalidade o ajuste do preço conduz a uma maior transparência (os consumidores sabem o custo real do que estão a consumir) e as receitas fiscais extraordinárias podem ser utilizadas para mitigar os impactes, investir no sistema e reduzir o défice.

O excedente do produtor também se reduz, da área $P_S E P_E$ para a área $P_N A P_A$. O aumento dos custos de produção pode estimular a decisão de investimento em eficiência energética e melhoria de processos de modo a diminuir a penalização, melhorando o sistema.

A introdução de um benefício diminui a curva de oferta de venda. No fecho de mercado, o equilíbrio dá-se a um preço inferior e a uma maior quantidade. A diferença $Q_A - Q_E$ representa o número de consumidores que são fornecidos, embora sem estarem dispostos a pagar os preços reais.

A Figura A.7.18 ilustra o efeito no mercado de um benefício.

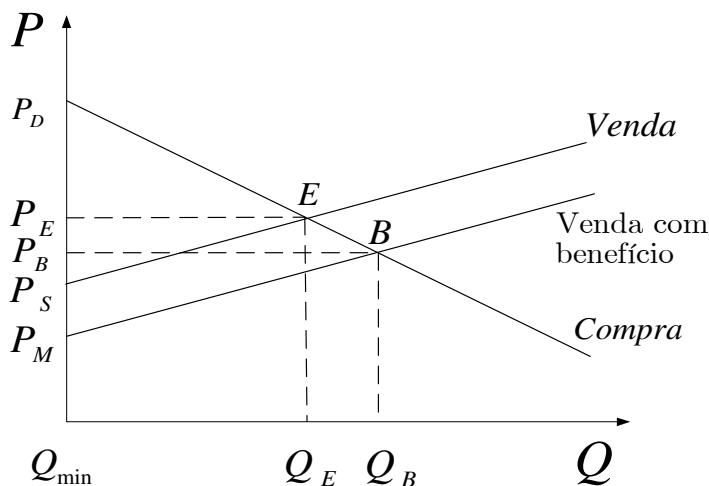


Figura A.7.18- Efeito no mercado de um benefício

O excedente do consumidor aumenta para a área $P_E E B P_B$ i.e., da área $P_D E P_E$ para a área $P_D B P_B$. Embora aparente ser positivo, na realidade a diferença será paga por todos os contribuintes ou irá agravar o déficit.

O excedente do produtor aumenta da área $P_E E P_S$ para a área $P_B B P_M$. Isto pode levar a decisão de adiar os investimentos em eficiência energética e melhoria de processos.

Para que os agentes tomem decisões «certas», os mercados devem transmitir sinais confiáveis, nomeadamente um preço de acordo com o custo. Os subsídios introduzem distorções de mercado e devem ser cuidadosamente introduzidos.

Para os serviços e a Indústria, em geral, as reformas aumentam os custos de produção. Quando esses custos não podem ser totalmente transmitidos aos consumidores, existem potenciais perdas de competitividade. No entanto, estes custos de curto prazo podem incentivar investimentos em eficiência energética, aumentando o ganho ambiental e económico a longo prazo.

Os instrumentos baseados no mercado têm a vantagem de permitir orientar os agentes embora possam ter forte oposição por parte dos consumidores (sobretudo pela indústria por receio de perda de competitividade internacional). Assim, há uma elevada tendência para o Estado atribuir isenções fiscais, introduzindo deste modo distorções de mercado.

Anexo 5. A experiência internacional da Reforma Fiscal Ambiental

A Suécia planeia ser a primeira economia verde do mundo em 2020 e está actualmente entre os Países em melhor posição para cumprir o Protocolo de Quioto. Este é um dos Países que implementou instrumentos fiscais para fins ambientais e que criou um dos sistemas mais complexos de medidas abrangentes. O imposto de energia e de CO₂ foi implementado com alvos muito precisos, exigindo, assim, um maior número de instrumentos para cumprir os objectivos. O objectivo inicial dos impostos sobre a energia era para ajudar a financiar despesas públicas, mas nos últimos anos passou para a necessidade de controlar a oferta e alcançar vários objectivos da política de ambiente e energia. Quando o primeiro imposto sobre a energia do petróleo e electricidade foi implementado em 1950, a sua receita fiscal foi orientada para a construção de estradas e para a electrificação das zonas rurais. Durante a década de 80 o imposto sobre a energia foi alargado a outras energias (ao biodiesel, carvão, GLP, gás natural, gasolina e diesel), mas o objectivo desta vez era outro: a desincentivar o uso de derivados de petróleo, melhorar a eficiência energética, estimular o uso de biocombustíveis, criar incentivos para as empresas reduzirem o seu impacte ambiental e aumentar a quota das energias endógenas no mix de electricidade.

Existem diferentes impostos sobre electricidade e combustíveis, em emissões de CO₂ e NO_x. As taxas de energia variam de acordo com a energia primária, o seu conteúdo energético e a sua utilização. Além disso, no caso da electricidade, o imposto difere no norte da Suécia e no resto do país. Exemplos de tributação incluem:

- Alívio fiscal de energia para os biocombustíveis e pellets
- Reduções fiscais para determinadas melhorias ambientais na construção das casas
- Redução do imposto sobre o CO₂ para a Indústria.

Em 1990, a Indústria foi sujeita a uma elevada carga fiscal sobre energia (maior do que a existente actualmente).

Em 1991, o imposto sobre a energia foi complementada com um novo instrumento: o imposto de CO₂ para todos os produtos com excepção da electricidade, os biocombustíveis e as pellets.

Nesse ano, a Suécia tinha a seguinte conjuntura:

- A energia fóssil representava apenas 33% do total da energia consumida, e um dos níveis de utilização de produtos petrolíferos mais baixos do mundo (a média da OCDE era de 80%)
- O consumo de energia per capita era muito elevado em comparação com os seus homólogos europeus, devido às necessidades de aquecimento resultantes do clima do norte
- As emissões per capita estiveram num dos níveis mais baixos
- A indústria usava apenas 29% da energia directamente a partir de combustíveis fósseis, sendo o restante a electricidade e biocombustíveis
- O custo da energia representava uma fracção relativamente pequena da estrutura de Custo total das empresas

- O tecido económico era muito dependente das exportações, e não podia arriscar a perda de competitividade.

Um imposto de enxofre também foi introduzido em 1991, sendo cobrado a uma taxa de 30 SEK/ kg de emissão de enxofre a partir de carvão e pellets, e em 2,7 SEK/ m³ de petróleo. Óleos que contenham menos de 0,05% de enxofre estão isentos do imposto.

A taxa ambiental sobre a emissão de NO_x foi introduzida em 1992, e desde o início de 2008 tem sido aplicado a uma taxa de SEK 50/kg NO_x, sobre as emissões de caldeiras, turbinas a gás e instalações eléctricas a combustão de pelo menos 25 GWh por ano.

Em 1992-1993 houve a transferência fiscal do sector industrial para o doméstico, sendo atribuída isenção: a indústria. Entre 1991 e 2002, a taxa de CO₂ teve sempre aumentos graduais compensados por reduções dos impostos sobre os salários e o trabalho.

Na Suécia, a energia ainda está sujeita a IVA de 25%.

A electricidade verde é suportada por obrigações de cotas. A produção de electricidade está isenta de imposto de energia e de CO₂, embora seja sujeita ao imposto de NO_x e de enxofre em determinados casos. As centrais nucleares foram inicialmente tributadas com base na sua produção, mas desde 01 de julho de 2000, o imposto foi baseado na potência instalada, tendo aumentado em 24% em 2008 para SEK 12 648/MW por mês. Além disso, há uma taxa de 0,3 öre / kWh para a descontaminação e desmantelamento de centrais nucleares anteriores e uma taxa de 1 öre / kWh para o financiamento de futuras instalações de armazenamento de resíduos nucleares.

As centrais também estão sujeitas ao imposto sobre a propriedade. Para centrais hidroeléctricas, este imposto foi aumentado de 1,2% para 1,7% no início de 2008 e para 2,2% em 2011.

O aquecimento urbano centralizado representa cerca de 40% do mercado de aquecimento e cerca de 21% do consumo total de calor é fornecido pela biomassa e biocombustíveis. O uso de calor não é tributado: biocombustíveis e pellets são isentos de impostos para todos os utilizadores. Além de calor, não há imposto sobre a energia de combustíveis fósseis para actividades industriais intensivas em energia.

Há também um sistema de Certificados Verdes de electricidade, que em 2008 teve 15,0 TWh. No entanto, como as pellets não são contabilizadas como um combustível renovável, ao abrigo da Directiva 2001/77/CE, há que subtrair 0,83 TWh.

No início de 2009, a taxa sobre o CO₂ aumentou em 4 öre/ kg CO₂ atingindo 105 öre/ kg CO₂. As taxas de CO₂ e de energia são indexadas a evolução dos preços. (Chalmers, 2010; COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; OECD, 1992; SCB, 2010; SwedishEnergyAgency, 2010)

A Dinamarca tem o menor consumo de energia por unidade do PIB e a maior contribuição de renováveis para a electricidade da UE. A Dinamarca conseguiu uma dissociação do crescimento económico e do consumo de energia desde 1980. Na Dinamarca, a carga tributária sobre energia é provavelmente a mais alta do mundo. Os impostos sobre a energia

(além de impostos existentes sobre os óleos minerais) foram introduzidos na década de 70, após a crise do petróleo quando a Dinamarca sofreu significativamente devido à sua dependência de 95% de recursos externos. Estes impostos foram aumentados na década de 80, de forma a compensar a redução gradual dos preços do petróleo nos mercados internacionais, mantendo os preços elevados da energia para assegurar a continuidade da política de racionalização de energia capital. Na década de 90, estes impostos foram aumentados pelo pacote de políticas para combater as alterações climáticas, incluindo o imposto sobre o CO₂. No entanto, as primeiras versões incluíram bastantes isenções fiscais e elevados subsídios, reduzindo o objectivo ambiental e reduzindo a receita fiscal. Para corrigir a situação, o Parlamento dinamarquês, em 1996, introduziu uma reforma tributária, aumentando gradualmente a taxa e introduzindo variáveis de competitividade, com o imposto sobre o CO₂ dependente da utilização final de energia: processos intensivos em energia (que representam 33% do total consumo de energia), processos pouco consumidores de energia (o que representa 60% do consumo total de energia) e aquecimento de edifícios (que representa 7% da energia total). O imposto foi concebido para proteger as empresas intensivas de energia para garantir que a sua competitividade não era afetada. Houve 35 casos elegíveis como processos intensivos em energia para uma taxa de imposto reduzida substancialmente (70 DKK por tonelada de CO₂, em comparação com 135 casos e 645 levas para aquecimento) ou para a taxa reduzida (de 48 DKK por tonelada de CO₂ para processos intensivos em energia e DKK 113 para processos pouco consumidores de energia). Essa distribuição desigual significa que os actores económicos responsáveis por 70% do consumo de energia, que geram 20% do PIB, vão pagar imposto de 40% (em vez de 70%, como no caso da aplicação de uma taxa uniforme). A manutenção de uma taxa única para o aquecimento serve para explorar o maior potencial de economia de energia (aquecimento de edifícios existentes), sem afetar a competitividade das empresas. Para cada fonte de energia, a taxa é calculada de acordo com o nível de CO₂ emitido e toda a receita fiscal é reciclada para a economia, através de três formas:

- investimento directo (*Energy Grant Scheme*), que cobrem até 30% do custo total do capital social
- reduções de contribuições de empresas para a Segurança Social (para combater a elevada taxa de desemprego encontrado na Dinamarca)
- criação de um fundo especial para as pequenas e médias empresas.

Os combustíveis utilizados para produção de electricidade não são taxados, embora seja taxado no consumo (a taxa aplicada é o equivalente à produção de electricidade a partir do carvão, pois estas centrais representam 55% da produção de electricidade, sendo as restantes energia nuclear, biodiesel, gás natural e eólica). As energias a partir de fontes renováveis, de coprodução e a gás natural são subsidiadas. No entanto, a fim de permitir a melhoria da eficiência energética, a taxa de CO₂ imposto foi introduzida gradualmente entre 1996 e 1998.

Outros instrumentos relacionados com o imposto são:

- Imposto de electricidade
- Imposto de gás natural

- Imposto de matérias-primas
- Imposto de resíduos, águas residuais
- Imposto de registo do veículo automóvel
- Imposto de cilindrada do veículo automóvel
- imposto sobre o consumo de combustível para veículos ligeiros
- Imposto de passageiros;
- Taxa de utilização rodoviária
- Imposto sobre a água.

Os principais impactes (entre 1996 e 2000) foram os seguintes:

- Redução do consumo de energia per capita em 3%
- A intensidade energética caiu 13%
- O consumo de energia para aquecimento doméstico caiu 15%
- Redução de 34% no nível de CO₂ emitida por kWh de energia vendida
- A participação da energia eólica na capacidade de produção de electricidade aumentou de 6% para 19%
- Aumento da complexidade burocrática que resultou num custo administrativo significativo.

O apoio para RES electricidade é dada sob a forma de prémio e ou por FIT. Todos os subsídios são repassados aos consumidores como uma prestação de serviço público (*PSO-Public Service Obligation*) na tarifa de consumo. (COM, 2009, 2010a, 2010c; DanishEnergyAgency, 2010; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; OECD, 1992; RISOE, 2010)

A Holanda é um importante produtor (e exportador) de gás natural e depende de importações de energia de petróleo e de carvão. A electricidade é produzida principalmente a partir do gás e do carvão. O uso de fontes de energia renováveis para produção de electricidade tem vindo a aumentar. A Holanda tem uma capacidade instalada de energia eólica significativa.

Em julho de 2003, um avanço em prémio foram introduzidas as tarifas feed-in, com o mecanismo MEP Premium (valor acrescido preço de mercado-fixado para 10 anos), sendo abolido em agosto de 2006, quando o Ministro da Economia considerou que o objectivo da EU aprovado para a Holanda, de 9% de energia renovável consumida até 2010 seria atingido. Desde então, os investimentos em novas centrais renováveis foram praticamente nulos.

Em outubro de 2007, o Estado holandês publicou um novo regulamento para as tarifas feed-in, chamado SDE ('Stimuleringsregeling Duurzame energieproductie'), em que os produtores recebem um prémio para suportar os custos adicionais ao preço da energia para o máximo de dez anos. O montante e a duração do subsídio dependem da tecnologia de produção e do preço de mercado da electricidade.

Com o objectivo de incentivar a produção de electricidade e calor a partir da biomassa, foi criado o mecanismo EIA: uma redução fiscal sobre o investimento em energias renováveis, poupança energética e à investigação e desenvolvimento. Os proprietários de habitações

particulares podem receber um subsídio para a compra de sistemas de aquecimento térmico e bombas de calor.

Em 2006 foi introduzido um apoio aos fornecedores de combustível para fins de transporte rodoviário, com a proporção de 2% de biocombustíveis. Em 2008 e 2009, o percentual era para ser gradualmente aumentada para 3,25% e 4,5%, respectivamente, e para 2010 terá que ser de 5,75%, conforme previsto na Directiva Europeia. No entanto, o debate sobre a sustentabilidade dos biocombustíveis levou a uma redução para 2009 e 2010 (3,75% e 4,0%, respectivamente). Em 2006, a redução do imposto atingiu 10,10 € por 1000 litros. No final de 2006, o gabinete holandês atribuiu um total de 60 milhões de euros em subsídios para projectos relacionados com os biocombustíveis inovadores que possam trazer uma redução significativa nas emissões de CO₂. Este esquema prolongou-se até ao final de 2010. (COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; ERC, 2010; EREC, 2010; OECD, 1992)

O Reino Unido tem sido um dos Estados mais activos na implementação de políticas destinadas a reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa. A "Declaração de Intenções sobre fiscalização ambiental do Estado", publicado pela primeira vez em Julho de 1997, estabelece o interesse do Estado em reformar o sistema tributário, a fim de aumentar a conscientização sobre a necessidade de minimizar os impactes ambientais. Apesar de ter tido uma das metas mais ambiciosas da Europa no Protocolo de Kyoto (compromisso de reduzir as emissões em 12,5%) também é, provavelmente, um dos melhores resultados. O desempenho do Reino Unido foi essencial no seio da União Europeia porque, juntamente com a Alemanha, França, Finlândia, Suécia e Luxemburgo, que também têm vindo a reduzir a quantidade de poluição produzida, pode ajudar a compensar as falhas de outros Países e, assim, permitir que a União Europeia seja capaz de cumprir o seu objectivo global do Protocolo de Quioto.

A actual Reforma Fiscal Ambiental no Reino Unido é a imposição fiscal *Climate Change Levy (CCL)*, que entrou em vigor em: 01/04/2001 e incide sobre o comércio, sector público e indústria, mas apenas para o consumo de electricidade, gás natural, coque, carvão e GLP. Os seguintes instrumentos foram utilizados:

- penalização sobre o comportamento que não se alterava
- oportunidade para reduzir o impacte fiscal (reembolso de imposto do trabalho e da contribuição para a segurança social).

Em 2008, as receitas fiscais ambientais no Reino Unido Fiscal Ambiental foram de 2,7% do PIB. O imposto sobre os óleos de hidrocarbonetos na gasolina e no gasóleo foram a maior contribuição fiscal ambiental (64,4% em 2008).

O segundo maior aumento foi em Impostos de circulação automóvel, onde as receitas fiscais aumentaram de £ 0,1 mil milhões para £ 5,5 mil milhões em 2008.

As receitas fiscais de transporte aéreo de passageiros (*Air Passenger Duty*) mantiveram-se quase inalteradas em £ 1,9 mil milhões.

As receitas do imposto sobre as alterações climáticas foram praticamente inalterada em cerca de £ 0,7 mil milhões.

As propostas para a Reforma Fiscal Ambiental no Reino Unido são, principalmente, para a Eficiência Energética:

- Prestações de capital reforçada
- Melhorias de construção (Green Building)
- Redução da taxa municipal
- Licenças de emissão e hipoteca de receitas de leilões ETS da UE
- Prorrogação da isenção do imposto para edifícios não residenciais de carbono zero.

No Reino Unido, todos os anos há um debate aprofundado sobre a despesa pública, enquanto na UE isso só acontece a cada sete / cinco anos. (COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; OECD, 1992; REA, 2010; TNA, 2008; UKGovernment, 2010)

A Finlândia é um dos líderes mundiais a utilizar bioenergia com um papel importante no sistema descentralizado de energia, com uma quota de quase 20% do consumo total de energia primária. Actualmente na Finlândia a cogeração a biomassa e biocombustíveis são mais largas usadas, um objectivo político principal é expandir seus sistemas de aquecimento a cogeração para distrito (district heating) e de biocombustíveis no transporte. A política fiscal para a bioenergia tem sido muito eficaz, embora outras energias renováveis com potencial estão menos desenvolvidas. A energia eólica onshore tem um apoio adicional na forma de tarifas feed-in com base em obrigações de compra ou certificados verdes.

Tendo em conta que 30% da área total da Finlândia é classificada como floresta, as pellets são muitas vezes utilizada em centrais de coprodução, existindo uma tarifa feed-in.

Em maio de 2006, o Conselho Municipal de Helsinki aprovou um programa de três anos para mudar metade da frota de autocarros públicos da cidade (cerca de 700 veículos) para utilizar biodiesel a partir de biomassa, gordura animal e óleo de cozinha usado.

Em maio de 2002, o Parlamento aprovou a construção da quinta central nuclear, para entrada em operação em 2009, mas a construção da central continua atrasada.

A Finlândia atingiu a sua meta de fontes renováveis na electricidade para 2010.

O mercado de energia está totalmente liberalizado e o apoio ao mercado de electricidade renovável é composto de diferentes instrumentos:

- Subsídios de investimento
- Restituição de impostos para os fornecedores de energia renovável
- Garantia de acesso à rede (Lei de Mercado de Electricidade - . 386/1995)
- Tarifa feed-in ou certificados verdes
- Feed-in para as pellets
- Impostos incidentes sobre o calor, são calculados com base nas emissões de CO₂ líquido da entrada de combustíveis e são zero para fontes de energia renováveis.
- Obrigações de quotas para biocombustíveis.

(COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; Finnish, 2010; Motiva, 2010; OECD, 1992; VTT, 2010)

Na Noruega, o objectivo das medidas fiscais ambientais é assegurar o uso racional dos recursos energéticos e reduzir os efeitos adversos do uso de energia. A preocupação com a eficiência energética é uma parte integrante das políticas ambientais da Noruega desde a crise do petróleo dos anos 70. O compromisso do Estado norueguês foi particularmente elevado entre 1990 e 1993, quando apresentou subsídios ao investimento em eficiência energética no sector privado, indústria, construção e sectores públicos. Em 1989, a Noruega foi o primeiro país no mundo a estabelecer uma meta para as emissões de CO₂, abandonado em 1995 por ser difícil e caro. No final dos anos 90 criou novos incentivos para a produção de energia a partir de fontes renováveis. O imposto sobre o CO₂ sobre o biodiesel e o diesel foi de 40 NOK/l em 2002 e foi de 50 NOK/l em 2003. No entanto, alguns dos maiores consumidores de energia, a indústria e polpa de pesca, estão isentos de 50% do imposto. Os navios de mercadorias e o transporte aéreo doméstico foram sujeitos, em 2003, a uma taxa de 29 NOK/l. As indústrias metalúrgicas e de cimento estiveram sempre isentas do imposto sobre CO₂. A combustão por gás natural está sujeito a imposto (75NOK/m³). Existem dois modos:

- pagamentos baseados em declarações de vendas por parte das próprias empresas, de acordo com a realização de auditorias regulares para NCE (*Downstream*). O beneficiário é a entidade Alfândegas e Impostos Especiais de Consumo (NCE)
- pagamentos bianual de montante fixo (*Upstream*). O beneficiário é Norwegian Petroleum Directorate (NPD).

Os principais impactes foram:

- Redução do desemprego, reduzindo as contribuições obrigatórias para a Segurança Social
- Em 1997, cinco anos após sua entrada em vigor, o imposto abrangia cerca de 60% das emissões de CO₂.

Outros instrumentos fiscais relacionados:

- Imposto anual sobre veículos
- Imposto sobre os combustíveis automóveis
- Imposto de importação sobre os veículos automóveis
- Imposto sobre o consumo de electricidade
- Imposto sobre o tratamento final de resíduos.

(COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; OECD, 1992)

Na Alemanha, o petróleo domina o fornecimento de energia primária, sendo principalmente proveniente da Rússia. A produção de electricidade é baseada principalmente em energia nuclear e carvão, embora a quota de gás natural e de fontes renováveis esteja a aumentar.

Em 1990, foram introduzidas as tarifas feed-in, pela Lei *Electric Feed Act (StrEG)*, sendo revogada em abril de 2000 pela Lei *Renewable Energy Sources (EEG)* e actualizada em 2004 e em 2008. A Lei EEG é baseada nos seguintes princípios fundamentais:

- acesso prioritário à rede de prioridade para as energias renováveis

- obrigação de comprar a electricidade produzida a partir de energias renováveis durante 20 anos, a preço fixo (tarifa Feed-in), de acordo com a energia primária e a capacidade instalada da central.

Em 2002, a Alemanha adoptou uma lei de abandono da energia nuclear, sendo atribuído a cada reactor um valor fixo de produção. Em 2002, a Alemanha era líder da UE (e segunda no mundo, depois dos EUA) na energia fotovoltaica, energia solar térmica e biocombustíveis e tinha a maior capacidade instalada de energia eólica do mundo. Uma política estável e de confiança criou condições favoráveis à expansão de fontes renováveis. Também em 2002, a Alemanha tinha tarifas feed-in para energia renovável para produzir electricidade (FER-E), incentivos de mercado para calor renovável (FER-H), e isenções fiscais para os biocombustíveis.

Em agosto de 2007, o Estado alemão elaborou um Programa de Clima e Energia, definido pela lei Renewable Energies Haet Act (RES-H) constituída por um programa de subsídios para a RES-H para a produção de energia solar térmica e de pequena escala da biomassa de calor, apoiar as energias renováveis em edifícios existentes, obrigar a instalação de equipamentos de calor por energias renováveis em edifícios novos ou aceitar medidas de mitigação das alterações climáticas (como melhorar o isolamento dos seus edifícios, obter calor de sistemas de aquecimento urbano, usar calor de cogeração, de biomassa, de energia geotérmica ou de resíduos.

Há uma isenção fiscal parcial (B100) para o biodiesel (de 9 c € por litro, em 2007, até 0,45 €/l em 2012) e para os óleos vegetais (de 0,10 €/l em 2008 para 0,45 c € €/l no início de 2012). Os biocombustíveis de 2^a produção estão isentos do imposto até 2015 (E85).

(BEE, 2010; COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; German, 2010; OECD, 1992)

Na Itália, a mais importante fonte de energia renovável é a hidroeléctrica, contribuindo em 2010 com 16,6% da produção de electricidade. A Itália é o mais importante produtor de electricidade geotérmica na Europa, tanto de alta como de baixa temperatura. Apesar do forte crescimento em sectores como a energia eólica onshore, biogás e biodiesel, a Itália está longe de atingir os seus objectivos. Em primeiro lugar, há um grande elemento de incerteza devido às mudanças políticas e ambiguidades na concepção da política. Em segundo lugar, há restrições administrativas, tais como procedimentos de autorização complexos a nível local. Em terceiro lugar, existem barreiras financeiras, tais como custos de ligação a rede. Em 2008, Estado italiano estava a trabalhar em mecanismos de apoio mais agressivos para o desenvolvimento e uso de fonte renováveis (baseados em tarifas Feed-in semelhante aos modelos de sucesso implementados na Alemanha e na Espanha) e a desenvolver uma lei de construção nacional para garantir instalações térmicas solares são instalados em edifícios novos e renovados.

No referendo nuclear de novembro 1987 foi decidido parar a expansão da energia nuclear com a construção de novas centrais nucleares e em 1988 foi decidido eliminar progressivamente as centrais nucleares existentes.

No final de 2007, o Estado italiano introduziu algumas novas disposições para PRE:

- pequenos geradores (até 1 MW, com exceção de centrais eólicas, cujo limite é de 200kW) terão a escolha entre vender seus certificados verdes no mercado e receber uma tarifa feed-in
- Imposição de quotas de energias renováveis na Produção
- Certificados verdes negociáveis
- tarifa Feed-in para fotovoltaico.

Em 2008, os contribuintes italianos podiam deduzir 55% dos custos de capital de seus sistemas solares térmicos (e qualquer outro investimento em eficiência energética), distribuídos por dez anos, nas suas declarações fiscais. Além disso, os investimentos em energias renováveis tinham um desconto sobre o IVA (10% em vez de 20%) e de uma redução de imposto do trabalho de 10 anos, se fosse realizada em regiões do sul. (APER, 2010; COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; ERC, 2010; EREC, 2010; Italian, 2010; OECD, 1992; Terna, 2010)

Outros Países seguiram os Países pioneiros, como por exemplo a Estónia e a Hungria.

Na Estónia as taxas ambientais consistem em taxas de poluição (para resíduos e poluentes de ar ambiente, das águas subterrâneas, dos cursos de água ou do solo) e de exploração de recursos naturais (gás de xisto, pellets, materiais de construção naturais, extração de água e areias, pesca e caça). Os impostos ambientais (adotados em 2005) estão relacionados com o combustível e consumo de electricidade, transporte em veículos pesados, embalagens, taxa de registo automóvel.

(COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; Majandus, 2010; OECD, 1992; Tallin, 2010)

O objectivo de quota de energias renováveis na electricidade na Hungria para 2010 já foi alcançado em 2005, principalmente devido à contribuição da biomassa. Para solar, geotérmica e eólica a tarifa feed-in é muito baixa e um limite de capacidade de 330 MW foi criado até 2010, por razões de segurança do sistema. Até 2020, a Hungria ambiciona uma quota de 13% a 15% de fontes renováveis e a maior parte do excesso será fornecida para as novas centrais de biomassa.

(COM, 2009, 2010a, 2010c; EEA, 2000, 2001; EREC, 2010; OECD, 1992; Transport, 2010)

Como exemplo de uma medida diferente, nos EUA as novas centrais solares térmicas e fotovoltaicas são elegíveis para receber 30% de crédito fiscal ao investimento, se a central estiver em serviço antes do final de 2016, e de 10% depois dessa data. As novas centrais eólicas, geotérmicas, a biomassa, hidroeléctricas e a gás de aterro são elegíveis para receber uma das opções:

- incentivo fiscal de 22 US \$ /MWh nos primeiros dez anos de serviço
- 30% do incentivo fiscal ao investimento, se colocado em serviço antes do final de 2013 (ou 2012, para a eólica apenas).

Anexo 6. Conjuntura nacional e internacional

No momento de elaboração da presente tese, existe uma instabilidade nacional e internacional relevante. Os ganhos financeiros de curto prazo alcançados por alguns tiveram consequências terríveis para muitos, levando a uma descredibilidade no sistema por ser social e economicamente sustentável. A crise financeira global reforçou a necessidade de transparência nos negócios. Intimidados pela escala do resgate na Grécia (em Fevereiro de 2010) e na Irlanda (em Maio de 2009), e pela possibilidade de resgate na Itália, Espanha e Portugal, os investidores internacionais começaram a esmiuçar mais prudentemente as finanças dos Estados-Membros da EU. Em Portugal (considerado um risco por causa de seu fraco crescimento económico e do seu elevado nível de endividamento), em 2010, a dívida do país foi superior a 100% do PIB (mais do que a Irlanda, Grécia e Espanha), prejudicando a economia e aumentando a desconfiança dos credores estrangeiros. As despesas correntes do Estado (sem juros) passaram de 26,7% em 1990 para mais de 40% do PIB em 2010. O crescimento do PIB foi de apenas 0,5%, fixando Portugal longe de seus parceiros europeus. Portugal apresenta dificuldades para competir no mercado externo, devido à sua baixa produtividade e altos preços de produtos e serviços (apesar do custo da mão de obra ser barata) (BdP, 2014).

No sector de energia, o financiamento externo caiu de mais de 50% em 2003 para menos de 30% em 2010. Portugal foi o quinto país com o maior nível de dependência energética da UE, a importação de 83,1% do consumo de energia contra uma média europeia de 53,1%. No final de 2010, 17,7% da energia primária consumida em Portugal veio de fontes renováveis, a quinta taxa mais elevada na Europa e mais do dobro da média europeia (7,5%) (DGEG, 2011b).

Portugal terminou 2010 com uma discussão energética polémica entre as formas de produção de electricidade (renovável versus fóssil) e seu efeito na independência energética e na dívida pública (APREN, 2010, 2011; DECO, 2010).

Internacionalmente, as equações eram múltiplas e difíceis de resolver. Os Países tinham de lidar com os problemas globais em expansão: as alterações climáticas, a economia internacional e a crise da dívida, a balança de pagamentos (em deterioração desde o início dos anos 80), a influência dos Países BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China), o fim das fontes de energia convencionais baratas, o valor dos ecossistemas, Kyoto e acordos de Cancun, o custo das energias renováveis, a promoção da eficiência no uso da energia e da proliferação do lobby nuclear. Esses factores amplificaram os desafios globais e da UE na protecção ambiental, na segurança de abastecimento de energia e a expansão do mercado livre de energia da UE. No final de 2010, a Europa apresentava dificuldades em três dimensões: segurança do abastecimento energético (Europa tinha uma elevada dependência energética externa, superior a 50%, e era esperado ultrapassar 65% dentro de 20 anos), ambiente (a Europa tinha assumido grandes compromissos ambientais que levaram a importantes metas impostas aos seus estados-membros) e competitivos (a Europa via o seu crescimento ameaçada pela estagnação do capital de negócios e do consumo das famílias). (COM, 2005, 2010c)

Esperava-se que as energias renováveis fossem ter um papel fundamental nos próximos anos, na procura de uma energia mais limpa e na continuidade de serviço. No entanto, o seu sucesso continuava dependente do apoio dos Estados, as mudanças no sector eléctrico e da competição a partir de fontes de energia concorrentes (IEA, 2011). Em 25 anos a quota de fontes renováveis de energia - incluindo a hídrica, eólica, solar, geotérmica, biomassa e marinhos (ondas, das marés e eólica offshore) - o peso de energias limpas no mix energético mundial duplicou, com o seu desenvolvimento directamente ligada ao sector eléctrico. No mesmo período, a participação das energias renováveis na produção de electricidade subiu de 19% para mais de 30%, dominado pela energia eólica e pela energia hídrica. A energia fotovoltaica terá uma forte expansão, mas representara apenas 2% do total de electricidade produzida. A nuclear subiu de 6% para 8%. O uso de biocombustíveis no sector dos transportes vai mais que quadruplicar a partir de um milhão de barris para 4,4 milhões de barris, com os EUA, o Brasil e a União Europeia a continuarem a ser os maiores produtores e consumidores. Com a expectativa do aumento do preço do barril de petróleo e o desenvolvimento da «tecnologia verde», as energias renováveis irão tornar-se cada vez mais competitivas (IEA, 2011). No entanto, a alegação de que a tecnologia verde levaria a uma menor dependência de fontes externas de energia era contestada porque as tecnologias de energia verde dependem de recursos raros e localizados: mais de 95% dos indispensáveis minerais utilizados em turbinas eólicas e painéis solares são provenientes da China (NAS, 2008; US-DE, 2010).

Nos EUA, a Clean Energy e Security Act são aprovadas pela Câmara dos Deputados em 2009 onde estão incluídas as cláusulas sobre os impostos de carbono, que cria direitos de importação de materiais (tais como aço, cimento, vidro e papel) de Países que não tomaram medidas para reduzir as emissões.

A crise da dívida e a deterioração da posição da balança de pagamentos de muitos Países desenvolvidos, desde o início da década de 80 levam a ajustes estruturais nas suas economias. O caminho para garantir o abastecimento de energia, mobilizar receita fiscal para os Estados e melhorar as práticas de protecção ambiental está a ser repensado. O novo dogma é que os dogmas do passado estável estão desadaptados de um presente tumultuoso, sendo necessário um novo paradigma energético (Amador, 2010; Antunes et al., 2003; Bureau, 2002; COM, 2010a; EEA, 2000; EIA, 2010, 2012; EREC, 2010; IEA, 2011).

Anexo 7. O sector da electricidade em Portugal

Até 2004 o sector eléctrico nacional manteve-se sem alterações significativas. A partir de 2004 introduziram-se mudanças nomeadamente a nível do mercado livre e na PRE.

Até 2005, o consumo de electricidade manteve o ritmo de crescimento dos anos anteriores com uma variação de cerca de 5.5% (cerca de 4.5% com correcção de temperatura e número de dias úteis). Nos anos seguintes o ritmo de crescimento foi decrescendo, tendo aumento apenas 1.0% (ou 1.1% com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis), sendo o ritmo de crescimento mais baixo desde 1993. Em 2009 o consumo de electricidade registou uma evolução anual negativa (a primeira desde 1981) de 1.4% (ou 1.8 % com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis). Em 2010 o consumo de electricidade recuperou da quebra verificada, crescendo 4,7% (3,3% com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis). De modo geral, no sector eléctrico português a potência máxima solicitada à rede pública verifica-se em Dezembro ou em Janeiro.

Em 2004 entraram em serviço o segundo grupo da central hidráulica de Alqueva com 120 MW, e o segundo grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW de potência. Na Rede Nacional de Transporte entraram em serviço a segunda interligação Alto Lindoso-Cartelle e a nova interligação Alqueva-Balboa, ambas a 400 kV.

Em 2005 entrou em execução a Portaria 399/2002, permitindo aos cogeneradores a venda da totalidade da produção. As entregas dos Produtores em Regime Especial (PRE) subiram 47%, com crescimentos acentuados nos eólicos e nos cogeneradores, neste último caso devido ao efeito da Portaria 399/2002. Em 2005 entrou em serviço o 3º grupo da central de ciclo combinado do Ribatejo com 392 MW bem como os dois grupos reversíveis da central hidroeléctrica de Frades com 196 MW. Na Produção em Regime Especial destaque para a entrada em serviço de 30 novos parques eólicos totalizando cerca de 400 MW. Na RNT, foi efectuado o reforço de capacidade de 400 km de linhas de 220 kV o que contribuiu para o aumento da capacidade de trocas com a rede espanhola, nomeadamente no sentido importador. Prosseguiu também a extensão dos 400 kV na área de Lisboa, com a construção de um novo troço de linha dupla entre o posto de corte do Ribatejo e a zona de Fanhões. Em termos de qualidade de serviço, medida pelo tempo de interrupção equivalente, o ano de 2005 foi o melhor de sempre (TIE=0,49 minutos).

Em 2006 as afluências aos aproveitamentos hidroeléctricos tiveram uma distribuição muito irregular, com um começo de ano muito seco mas recuperando acentuadamente no último trimestre (acabando por ficar muito próximas do regime médio com um coeficiente de hidraulicidade de 0,98). A partir de Setembro o mercado estendeu-se aos clientes de Baixa Tensão ficando completamente liberalizado. Ainda assim o consumo no Sistema Não Vinculado (liberalizado) baixou ao longo de todo o ano reduzindo-se 30% face ao ano anterior. No desenvolvimento da RNT, destaca-se a entrada em serviço da linha Tunes-Estói a 150 kV,

melhorando os níveis de qualidade de serviço no Algarve. Assinala-se ainda a abertura das novas subestações de Bodiosa (Viseu), Paraimo (Anadia) e Portimão, bem como a construção das novas linhas Castelo Branco-Ferro, a 220 kV, Bodiosa-Paraimo e Pego-Batalha, a 400 kV, e a remodelação da linha a 220 kV Fanhões-Alto de Mira, com um terno a 400 kV e outro a 220 kV. Em termos de qualidade de serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente situou-se abaixo de 1 minuto pelo segundo ano consecutivo, facto indiciador da sustentada robustez da Rede de Transporte.

Em 2007 a potência máxima solicitada à rede pública ocorreu em 18 de Dezembro com 9110 MW, que passou a ser o máximo histórico. Com o MIBEL a funcionar desde 1 de Julho as trocas com Espanha foram as mais elevadas de sempre com o saldo importador a subir 38%, abastecendo 15% do consumo. Quanto ao desenvolvimento da RNT, assinala-se a entrada ao serviço das linhas a 400 kV Bodiosa-Paraimo (explorada a 220 kV), Batalha-Pego e Sines-Portimão (explorada a 150 kV) e, a 220 kV, Castelo Branco-Ferro e Fanhões- Trajouce, proporcionando um reforço da estrutura global da RNT e da garantia de satisfação de consumos perante o seu crescimento. Entraram também em exploração as novas subestações de Penela, Castelo Branco, Trafaria (Almada) e Alqueva (Vidigueira) e ainda o posto de corte de Pedralva (Braga). Em termos de qualidade de serviço, a rede apresentou um bom desempenho, mantendo-se o Tempo de Interrupção Equivalente pelo terceiro ano consecutivo abaixo de 1 minuto.

Em 2008 entraram em serviço na RNT as subestações de V.P. Aguiar e Macedo de Cavaleiros, integradas no novo eixo a 220 kV no interior de Trás-os-Montes, do qual já foi concretizada a linha Valdigem – V. P. Aguiar e o ramal da linha Mogadouro – Valeira para Macedo de Cavaleiros. Estes investimentos são relevantes para a melhoria da qualidade de serviço e reforço da capacidade de recepção de energias renováveis na região. Entraram ainda em serviço as novas subestações de Frades (Vieira do Minho) e Carvoeira (Torres Vedras), ambas importantes para a recepção de nova produção eólica e, no segundo caso, também para reforço de alimentação à região oeste a norte de Lisboa. Foi ainda ampliado o posto de corte de Carrapatelo com a introdução da transformação 220/60 kV, dotando esta subestação de capacidade de recepção de energia eólica no nível 60 kV. Em termos de qualidade de serviço, a rede continuou a apresentar um bom desempenho, sendo o Tempo de Interrupção Equivalente de 1,3 minutos.

Em 2009 o consumo abastecido com tarifa regulada desceu para 82% do total. A potência máxima verificada na rede pública ocorreu no dia 12 de Janeiro, com 9217 MW, 100 MW acima do anterior máximo histórico datado de Dezembro de 2007. O saldo importador foi o mais baixo desde 2003 e abasteceu 9% do consumo. No desenvolvimento da RNT destaca-se a construção da linha Falagueira-Estremoz e a abertura da subestação de Estremoz, reforços

importantes para a melhoria na qualidade de serviço da zona interior do Alto Alentejo. A abertura da subestação de Tábua, para recepção de produção PRE e ainda a entrada em serviço da subestação de Lagoaça (Freixo de Espada à Cinta), é primeiro passo para um aumento significativo da capacidade de troca com a rede espanhola, a alcançar com o fecho da nova interligação a 400 kV nesta zona. Foram também reforçadas as potências de autotransformação das subestações de Falagueira e Ferreira do Alentejo com uma nova unidade em cada subestação, contribuindo a primeira para o aumento da capacidade de recepção de energia renovável no eixo da Beira Interior e a segunda, para o aumento da capacidade de interligação com Espanha. Assinala-se ainda a entrada em serviço da central de ciclo combinado de Lares (2x435 MW), com ligação à rede através de linha dupla de 400 kV, entre a central e a subestação de Lavos. Em termos de qualidade de serviço, a rede continuou a apresentar um bom desempenho, sendo o Tempo de Interrupção Equivalente de 0,42 minutos (o melhor valor de sempre).

Em 2010 a potência solicitada à rede teve um novo máximo histórico: 9 403 MW, a 11 de Janeiro. A produção hidroeléctrica conheceu o primeiro ano húmido desde 2003, com um índice de hidraulicidade de 1,31, abastecendo 28% do consumo. A Produção em Regime Especial cresceu 24% e abasteceu 34% do consumo, dos quais 17% se deveram às eólicas. A produção eólica aumentou 20%, com 350 MW de novos parques este ano e com um índice de eolicidade de 1,08. O saldo importador foi o mais baixo desde 2002 e abasteceu 5% do consumo. Em 2010, entrou em serviço a central de ciclo combinado do Pego (2x418,6 MW), com ligação à rede no posto de corte do Pego. No desenvolvimento da RNT salienta-se a entrada em serviço das linhas a 400 kV Armamar – Lagoaça e Lagoaça – Aldeadávila, a passagem a 400 kV do eixo Armamar – Bodiosa – Paraimo e a abertura da subestação de Armamar e a ampliação de Lagoaça, ambas com autotransformação 400/220 kV. Estes projectos permitem dotar a rede de um aumento da capacidade de recepção de produção renovável na zona do Douro e aumentar a capacidade de interligação com a rede espanhola. Foi ainda reforçado o eixo a 220 kV da falda norte da serra da Lousã, com a nova linha a 220 kV Penela – Tábua, contribuindo para a recepção de nova energia renovável na região. Na faixa litoral entrou ao serviço a linha 400 kV Batalha – Lavos, importante para o escoamento da produção dos novos grupos térmicos da zona centro litoral. No Sul, passou à exploração a 400 kV a linha Sines – Portimão 3, melhorando as condições de alimentação ao Algarve. Em 2010 ocorreram 3 falhas na RNT com interrupção de abastecimento, totalizando um Tempo de Interrupção Equivalente de 1,15 minutos. (REN, 2014)

Em 2011 o consumo de electricidade situou-se em 50,5 TWh, registando a maior quebra anual até hoje verificada em Portugal, 3,2% ou 2,3% com correcção dos efeitos de temperatura e número de dias úteis. A potência máxima ocorrida na rede atingiu 9 192 MW, cerca de 200 MW abaixo do máximo histórico registado em 2010. A produção de origem renovável abasteceu 46% do consumo (eólica 18%, hídrica 22% e outras renováveis 6%), inferior aos 52% do ano

anterior, verificados com condições meteorológicas excepcionais. Os índices de produtividade hidroelétrica e eólica situaram-se respectivamente em 0.92 e 0.97. Pela primeira vez a produção eólica baixou face ao ano anterior apesar do aumento de 375 MW da potência ligada à rede. Nas grandes hídricas, entraram em serviço os reforços de potência de Picote e Bemposta com 431 MW. A produção térmica em regime ordinário aumentou 12% e abasteceu 38% do consumo (20% a gás natural e 18% a carvão). O saldo importador aumentou 7% e representou 6% do consumo. No desenvolvimento da RNT destacam-se, para melhoria de alimentação aos consumos, no Porto a nova subestação de Prelada e a remodelação de Ermesinde para 220 kV, e em Lisboa a abertura da subestação do Zambujal e a conclusão de um circuito subterrâneo entre Sacavém e a zona do Alto de S. João (220 kV, mas nesta fase a operar a 60 kV). Em Trás-os-Montes entrou em exploração a linha a 220 kV Macedo de Cavaleiros-Valpaços, componente importante do futuro eixo transmontano a 220 kV entre Lagoaça e Valdigem. na região centro, facilitando os trânsitos norte-sul e o escoamento da produção nesta zona, entrou em serviço a linha a 400 kV Lavos-Paraimo. na Península de Setúbal, a linha a 400 kV Palmela-Ribatejo foi desviada para Fernão Ferro, no âmbito da introdução dos 400 kV nesta subestação. No Algarve, para reforço de abastecimento aos consumos, receção de energia renovável e nova interligação com Espanha, entraram em exploração a subestação de Tavira, as linhas a 400 kV Portimão-Tavira e o troço nacional da futura interligação Tavira-Puebla de Guzman (Espanha) bem como a linha a 150 kV Portimão-Tunes 3. Em termos de qualidade de serviço a rede de transporte apresentou o melhor desempenho de sempre com um tempo de interrupção equivalente de 0,27 minutos.

Em 2012 o consumo de electricidade totalizou 49.1 TWh, contraindo 2.9% face ao ano anterior, ou 3.6% com correcção dos efeitos de temperatura e nº de dias úteis. Face ao consumo máximo anual, ocorrido em 2010, verifica-se já uma quebra de 6%. A potência máxima atingiu 8554 MW, cerca de 850 MW abaixo do máximo histórico registado também em 2010. Verificaram-se condições hidrológicas extremamente desfavoráveis ao longo de todo o ano, com um índice de hidraulicidade de apenas 0.48. A produção de origem renovável abasteceu 37% do consumo, com a eólica a atingir a quota mais elevada de sempre, 20%, a hídrica 11% e outras renováveis 6%. As centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural abasteceram respectivamente, 25% e 11% do consumo. O saldo importador abasteceu 16% do consumo, com uma ocupação da capacidade importadora de 59%. Em 2012 entrou em serviço a nova central de Alqueva II, reversível, com 254 MW e foi desclassificada a central do Carregado, a fuelóleo, com 710 MW. No desenvolvimento da RNT destacam-se, para melhoria de alimentação aos consumos, em Trás-os-Montes a nova subestação 220/60 kV de Valpaços, no Porto duas novas ligações em circuito subterrâneo a 220 kV, uma entre as subestações de Vermoim e Prelada, e a outra entre o posto de transição de Valongo e a subestação de Ermesinde. Em Lisboa, também para apoio ao abastecimento dos consumos, passou à exploração a 220 kV o segundo circuito subterrâneo Alto de Mira – Zambujal (que se encontrava já construído mas a operar na rede de 60 kV), e um novo circuito subterrâneo entre

o Prior Velho e o Alto de São João (construído para 220 kV mas nesta fase a operar a 60 kV). Na zona litoral norte e sul do Tejo, foi concluída a nova ligação a 400 kV entre Marateca e Fanhões, introduzindo um reforço na fiabilidade do eixo norte-sul e também na alimentação aos consumos da região Lisboa/Península de Setúbal. Entraram ainda cinco novos transformadores em serviço, com uma potência total de 850 MVA.

Os dados passados para o mix de produção e para o consumo de electricidade estão representados no Quadro A.7.1.

Quadro A.7.1- Dados históricos da produção por central e do consumo de electricidade

GWh	Ano													
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hídrica a fio de água	7840	7576	4282	6348	7579	4233	9385	6064	2876	5870	6080	3892	4626	8397
Hídrica com albufeira	4415	4648	2622	4496	5817	3027	5286	3152	1649	4335	3443	2550	3269	6472
Carregado	168	1682	2713	1257	1510	2408	1093	328	1162	240	197	42	-5	36
Barreiro	138	209	249	179	210	251	195	202	221	146	113	78	122	0
Setúbal	2555	5035	4636	3193	3861	5190	1833	1687	3556	1235	961	684	184	9
Pego	3606	2796	4822	4600	4022	4795	4168	4421	4699	4377	3615	3496	3073	1662
Sines	8381	8385	9320	9092	8678	9533	9473	9530	9591	9692	8048	6925	8868	4888
Outeiro CC	0	1260	6130	5895	5950	7126	5404	6154	6287	4059	4456	5093	4769	5028
Lares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	876	2055
Pego CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	516
Ribatejo	0	0	0	0	0	0	203	3418	5089	5728	6036	7480	5818	3102
Importação	2896	274	-857	918	239	1899	2796	6480	6819	5441	7488	9430	4777	2624
PRE Hídrica	553	529	480	603	673	707	1027	690	387	992	697	661	826	1376
PRE Térmica	1196	1354	1702	1704	1646	1773	2188	2994	4430	4868	5436	5178	5964	7314
PRE eólica	24	79	107	154	237	340	476	781	1726	2892	4013	5694	7492	9023
PRE Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	32	148	204
Consumo	31944	33809	35801	37931	40015	40666	43061	45498	47940	49176	50058	50596	49884	52198

Ou, agregada por tecnologia, tal como representado no Quadro A.7.2.

Quadro A.7.2- Dados historicos da produção por tecnologia e do consumo de electricidade

GWh	Ano													
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Eólica	24	79	107	154	237	340	476	781	1726	2892	4013	5694	7492	9023
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	32	148	204
Hídrica	12808	12753	7384	11447	14069	7967	15698	9906	4912	11197	10220	7103	8721	16245
Carvão	14848	18107	21740	18321	18281	22177	16762	16168	19229	15690	12934	11225	12242	6595
Gás Natural	0	1260	6130	5895	5950	7126	5607	9572	11376	9787	10492	12573	11463	10701
Consumo	31944	33809	35801	37931	40015	40666	43061	45498	47940	49176	50058	50596	49884	52198

Anexo 8. Tarifa

A.8.1. Evolução da Estrutura Tarifária

O Decreto-Lei nº 187/95, de 27 de Julho, criou a Entidade Reguladora do Sector eléctrico (ERSE), tendo definido no seu artigo 4º que a ERSE estabelece periodicamente os valores das tarifas e preços a aplicar previstos no Regulamento Tarifário, procedendo à sua publicação no Diário da República, 2.a série, até 15 dias antes da data de início da sua aplicação. Assim, a primeira vez que a ERSE aprovou tarifas e preços de electricidade foi a partir de 1 de Janeiro de 1999, através do Despacho nº 21 717-A/98 (2.a série), de 15 de dezembro. O Despacho de aprovação de tarifas e preços é precedido de consulta ao Conselho Tarifário da ERSE, e do ato final de aprovação fazem parte integrante documentos justificativos das decisões tomadas.

O Quadro legal do sector eléctrico sofreu uma profunda reestruturação durante o ano de 2006 e em 2007. Procedeu-se à transposição da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e aprofundou-se a integração e operacionalização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

A aprovação das tarifas e preços foi, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, precedida de proposta submetida à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. As tarifas ora aprovadas têm em consideração o parecer do Conselho Tarifário. O parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE são tornados públicos.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases da organização e do funcionamento do sector eléctrico, remetendo para legislação complementar um conjunto de matérias que concretizam essas bases. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, surge como parte dessa legislação complementar, definindo, entre outros, os procedimentos para atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensão e em baixa tensão. O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, limita o acréscimo das tarifas reguladas em BTN para 2007 e aprova os mecanismos respeitantes à recuperação dos montantes relativos aos défices tarifários e aos ajustamentos tarifários. Por fim, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabelece um conjunto de disposições destinadas a promover o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade, sendo de destacar as que respeitam ao processo de cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), à aquisição de electricidade pelo agente comercial de último recurso e à revisão, com carácter extraordinário, das tarifas de electricidade pela ERSE nos termos do Regulamento Tarifário.

Com vista a adaptar a regulamentação do sector eléctrico ao novo Quadro legal e ao desafio de criação do MIBEL a ERSE lançou uma revisão regulamentar que se concluiu no mês de Junho de 2007 com a aprovação da revisão dos regulamentos do sector eléctrico, incluindo o Regulamento Tarifário.

Assim, as tarifas para 2008 foram determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005, de 31 de Agosto, e alterado pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto. As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das actividades de transporte e distribuição de electricidade e por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Electricidade, no Quadro da legislação em vigor anteriormente referida.

As tarifas para 2008 contemplam ainda as seguintes alterações legislativas:

- A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro e determinou a revisão das taxas de remuneração dos terrenos do domínio público hídrico afectos aos centros electroprodutores;
- O Decreto-Lei n.º 199/2007, 18 de Maio, que alterou o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que procedeu à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada parte contratante naqueles contratos (CMEC);
- A Portaria n.º 782/2007, de 19 de Julho, que reconheceu a entidade gestora dos mercados diários e intradiário do MIBEL e estabeleceu as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo agente comercial de último recurso;
- O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o novo regime de utilização dos recursos hídricos. Este diploma estabeleceu regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares dos centros electroprodutores bem como sobre os pagamentos destas a título de transmissão dos direitos de utilização da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores. Parte do valor do Balanço económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos foi destinada à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, através do Despacho de S. Exa. o Ministro da Economia, cujos mecanismos de recuperação nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro;
- O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, determinou a revisão extraordinária das tarifas de electricidade em 2007, na sequência do início do mercado organizado a 1 de Julho de 2007. Assim, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007, as quais implementam as principais alterações regulamentares e legislativas até à data. As tarifas ora fixadas para 2008 dão continuidade às novas tarifas extraordinárias publicadas para 2007, no que diz respeito à estrutura tarifária, aos custos e às actividades do sector eléctrico.

As principais alterações introduzidas nas tarifas para 2008 são:

- Cessação da actividade de aquisição de electricidade da Concessionária da RNT;
- Criação da nova actividade de compra e venda de electricidade do Agente Comercial, responsável pela gestão dos contratos de aquisição de energia das centrais da Tejo Energia e da Turbogás;

- Formulação dos custos da actividade de compra e venda de electricidade do agente comercial de último recurso em ambiente de mercado que condicionam a tarifa de Energia;
- Introdução do pagamento dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) no termo de potência contratada da tarifa de UGS;
- Afectação dos custos das centrais da Tejo Energia e da Turbogás não recuperados no mercado ao sobrecusto da actividade de compra e venda de electricidade do Agente Comercial na tarifa de UGS;
- Aceitação de custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira na tarifa de UGS;
- Ajustamento da afectação dos custos com a produção em regime especial (PRE) incluídos na tarifa de UGS em resultado da diminuição dos custos de aquisição de electricidade do agente comercial de último recurso e, por consequência, da tarifa de Energia (resultando num aumento do diferencial do custo desta produção);
- Redução das taxas de remuneração dos terrenos do domínio público hídrico afectos aos centros electroprodutores;
- Amortização de parte dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, cujos mecanismos de recuperação nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, pela utilização de parte do valor do Balanço económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos, previsto no Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio;
- Introdução das rendas na tarifa de UGS associadas aos défices tarifários remanescentes de (i) limitação de acréscimos em BT e BTN de 2006 e 2007, respectivamente e de (ii) limitação dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de 2006 e 2007, nos termos do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) tem por objecto estabelecer as disposições relativas às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sector eléctrico Nacional, bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas. Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação deste regulamento as seguintes entidades:

- Consumidores ou clientes
- Agente comercial de último recurso
- Agente comercial
- Operadores das redes de transporte e de distribuição
- Produtores de electricidade
- Operador logístico de mudança de agente comercial
- Agente comercial
- Operadores de mercados

O Regulamento de Relações Comerciais define os componentes da tarifa, a metodologia para a determinação dos rendimentos de cada taxa, a metodologia de cálculo das tarifas e estrutura tarifária. As várias etapas metodológicas e os parâmetros utilizados para calcular as taxas estão claramente definidos na portaria, que permite que os agentes económicos a antecipar as suas decisões.

O sistema tarifário e a metodologia de cálculo das tarifas, definidas no Regulamento Tarifário, devem promover de forma transparente a eficiência na afectação de recursos e a equidade e justiça das tarifas, sem esquecer a necessidade de manter o Balanço económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de electricidade e a estabilidade da evolução tarifária. A garantia da inexistência de subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais e nas tarifas de acesso impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa que lhe é aplicada seja composta pelas tarifas por actividade que, por sua vez, são determinadas com base nos diferentes custos por actividade. As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar a cada actividade um montante de proveitos calculados de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

Em Portugal os preços das tarifas são definidos pela ERSE. As diferentes tarifas para 2014 (ERSE, 2015b) estão apresentadas desde o Quadro A.7.3 até ao Quadro A.7.8. São utilizados os períodos trimestrais de entrega de electricidade (ERSE, 1999), a forma como o consumo de electricidade se distribui ao longo das 24 horas e os 7 dias da semana (ERSE, 2015a) e os parâmetros de horas de utilização (ERSE, 1999) definidos pela ERSE.

Quadro A.7.3- Tarifa transitória de venda a clientes finais em AT

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)
			69,94	2,2995
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		6,010	0,1976
	Contratada		0,820	0,0270
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		5,824	0,1915
	Contratada		0,677	0,0223
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta		11,834	0,3891
	Contratada		0,478	0,0157
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1133
		Horas cheias		0,0909
		Horas de vazio normal		0,0691
		Horas de super vazio		0,0582
	Períodos II, III	Horas de ponta		0,1124
		Horas cheias		0,0937
		Horas de vazio normal		0,0714
		Horas de super vazio		0,0654
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1250
		Horas cheias		0,0934
		Horas de vazio normal		0,0698
		Horas de super vazio		0,0606
	Períodos II, III	Horas de ponta		0,1261
		Horas cheias		0,0964
		Horas de vazio normal		0,0732
		Horas de super vazio		0,0654
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1462
		Horas cheias		0,1068
		Horas de vazio normal		0,0702
		Horas de super vazio		0,0621
	Períodos II, III	Horas de ponta		0,1458
		Horas cheias		0,1065
		Horas de vazio normal		0,0732
		Horas de super vazio		0,0666
Energia reactiva			(EUR/kvarh)	
		Indutiva		0,0226
		Capacitiva		0,0169

Quadro A.7.4- Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)
			45,19	1,4856
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	9,595	0,3155
		Contratada	1,468	0,0483
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	9,671	0,3179
		Contratada	1,381	0,0454
Tarifa de curtas utilizações		Horas de ponta	14,259	0,4688
		Contratada	0,580	0,0191
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1287	
		Horas cheias	0,1004	
		Horas de vazio normal	0,0708	
		Horas de super vazio	0,0604	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1316	
		Horas cheias	0,1030	
		Horas de vazio normal	0,0735	
		Horas de super vazio	0,0677	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1346	
		Horas cheias	0,1036	
		Horas de vazio normal	0,0720	
		Horas de super vazio	0,0615	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1403	
		Horas cheias	0,1042	
		Horas de vazio normal	0,0760	
		Horas de super vazio	0,0677	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2025	
		Horas cheias	0,1121	
		Horas de vazio normal	0,0761	
		Horas de super vazio	0,0679	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2022	
		Horas cheias	0,1121	
		Horas de vazio normal	0,0766	
		Horas de super vazio	0,0713	
Energia reactiva			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0246	
		Capacitiva	0,0185	

Quadro A.7.5- Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		25,32	0,8326
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	14,407	0,4737
	Contratada	0,628	0,0206
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	20,467	0,6729
	Contratada	1,449	0,0476
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2097
	Horas cheias		0,1211
	Horas vazio normal		0,0849
	Horas super vazio		0,0747
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,1491
	Horas cheias		0,1164
	Horas vazio normal		0,0776
	Horas super vazio		0,0685
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0293
	Capacitiva		0,0223

Quadro A.7.6- Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (>20,7 kVA)

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência (kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa de médias utilizações	27,6	44,02	1,4473
	34,5	54,87	1,8038
	41,4	65,71	2,1604
Tarifa de longas utilizações	27,6	150,60	4,9512
	34,5	188,17	6,1865
	41,4	225,73	7,4214
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2938
	Horas cheias		0,1477
	Horas de vazio		0,0845
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2131
	Horas cheias		0,1233
	Horas de vazio		0,0767

Quadro A.7.7- Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência (kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	3,45	4,64	0,1526
	4,6	6,03	0,1984
	5,75	7,42	0,2439
	6,9	8,81	0,2895
	10,35	12,96	0,4262
	13,8	17,12	0,5629
	17,25	21,28	0,6996
	20,7	25,44	0,8362
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		0,1528	
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		0,1543	
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1785	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0955	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2029	
	Horas de cheias	0,1613	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2066	
	Horas de cheias	0,1642	
	Horas de vazio	0,0955	

Quadro A.7.8- Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 2,3$ kVA)

(ERSE, 2015b)

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência (kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	1,15	2,43	0,0797
	2,3	4,26	0,1400
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1317	

Em 2007, antes do mercado livre, foram estabelecidos contratos de preço com os produtores de electricidade, designados por Contratos de Aquisição de Energia (CAE), através dos quais privados investiriam nas novas centrais mediante uma concessão de venda da electricidade à rede pública, sendo remunerados por uma tarifa com dois termos: um fixo que assegurava os custos de investimento na potência instalada e um variável que remunerava o fornecimento de energia. Estes contratos baseiam-se em previsões dos preços dos combustíveis (uma parcela

dos custos variáveis de produção), que devido a sua volatilidade obriga ao ajustamento do CAE no ano seguinte.

Tal não era ainda a liberalização do sistema, pois tais centrais eram financeiramente activos da EDP. Com a liberalização da electricidade, as novas centrais a serem feitas correriam os riscos de mercado e já não teriam CAE. Mas as que tinham sido construídas ao abrigo dos CAE poderiam manter esse regime ou passarem para o regime dos Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual (CMEC), no qual fariam ofertas de energia no mercado grossista, simulando o funcionamento em mercado livre, mas beneficiando de um mecanismo de compensação que lhes permitisse a recuperação dos investimentos feitos, no caso de o funcionamento em mercado livre lhes dar cash-flows inferiores aos que tinham nos CAE. A criação do CMEC é baseada no cálculo da diferença entre o valor actual das receitas de venda esperadas para uma determinada central de geração de energia, antes da liberalização dos mercados, tal como previsto no CAE. Os ajustamentos anuais ao valor inicial do CMEC são determinados pela Direção-Geral de Energia (DGEG, 2014), ouvida a ERSE, com base nos dados fornecidos pela entidade concessionária da RNT, pelas entidades que desenvolvam a actividade de distribuição de energia e pelos produtores. Os factores que introduzem ajustamentos de CMEC são os seguintes:

- Comparação do preço da electricidade e da receita da central;
- Evolução dos custos operacionais (custos de combustível e subsídios de CO2);
- Evolução da taxa de inflação.

Quadro A.7.9- Custos de interesse económico geral de electricidade em Portugal em 2010

(ERSE, 2011b)

Custos de interesse económico geral de electricidade (k€)	
Total	1 826 309
PRE	805 123
CAE	248 060
CMEC	305 026
CIEG	37 036
Rendas do equilíbrio tarifário (BT-2006 e BTN-2007)	20 026
PPDA	18 211
PPEC	11 500

O montante para os CAE e para os CMEC está integrado no Tarifário de UGS e é composto de uma parte fixa e uma parte variável, que é publicado pela ERSE. Com os contractos CAE ainda

permanece a Tejo Energia (Central do Pego) e a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro), gerido pela REN Trading.

Os custos de interesse económico geral de electricidade em Portugal em 2010, definidos para serem pagos até 2020 por todos os consumidores, estão ilustrados no Quadro A.7.9. (ERSE, 2011b)

A.8.2. Evolução da legislação da produção descentralizada

Até 2014, existiam duas figuras de venda de energia à rede pelo próprio consumidor:

- A microprodução: a geração de energia, através de instalações de painéis solares fotovoltaicos, microturbinas ou microeólicas. A energia produzida pode ser aproveitada para o aquecimento de águas sanitárias ou para a produção de electricidade, que é depois vendida à rede de distribuição
- A miniprodução: a actividade de produção de electricidade, com base numa só tecnologia e recorrendo a recursos renováveis, que é depois vendida à rede de distribuição. Exige que exista consumo efectivo de electricidade no local da instalação e que potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

O Decreto-Lei n.º 118-A/2010 alterou o regime jurídico aplicável à microprodução, e procedeu à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007 e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001. Este Decreto-Lei pretendeu incentivar a microprodução por particulares, revendo o regime jurídico da microprodução (passa a ser obrigatório para a generalidade dos comercializadores que fornecem a electricidade comprar a electricidade microgerada) e aumentando a quantidade de electricidade que pode ser produzida (passando de 14MW para 25MW por ano). Também, são criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, a entidades que prestem serviços de carácter social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e protecção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

Por fim, estabelece-se que o regime bonificado fica também associado à implementação de medidas de eficiência energética, uma vez que se exige que o local de consumo disponha de colectores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria.

Qualquer particular que queira produzir energia neste regime passa a poder fazê-lo através de um registo aberto, que só deixa de estar disponível quando é atingida a potência máxima destinada para o ano em causa. Os registos passam a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter maior previsibilidade quanto à data em que poderão proceder à instalação da microprodução.

A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos: o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos. A tarifa de referência é fixada em € 400/MWh para o primeiro período e em € 240/MWh para o segundo período, sendo o valor de

ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em € 20/MWh. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:

- a) Solar: 100 %;
- b) Eólica: 80 %;
- c) Hídrica: 40 %;
- d) Co -geração a biomassa: 70 %;
- e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável: percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
- f) Co -geração não renovável: 40 %.

A electricidade vendida nos termos dos números anteriores é limitada a 2,4 MWh/ano no caso das alíneas a) e b) do número anterior, e a 4 MWh/ano no caso das restantes alíneas deste mesmo número, por cada kW instalado.

A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objecto de registo para microprodução, no âmbito do regime bonificado, não pode ser superior à quota anual de 25 MW.

O regime jurídico aplicável à miniprodução, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, prevê um regime remuneratório bonificado baseado numa tarifa de referência predefinida e sujeita à aplicação de uma percentagem de redução anual também prefixada. O valor da redução anual da tarifa de referência prevista no n.º 5 do artigo 11.º do Decreto -Lei n.º 363/2007, alterado pela Lei n.º 67 -A/2007 e pelo Decreto -Lei n.º 118 -A/2010, é fixado em € 130/MWh, para o primeiro período de oito anos, e em € 20/MWh, para o segundo período de sete anos, com efeitos a partir de 2013, inclusive, no que respeita à produção de electricidade de fonte solar com utilização da tecnologia fotovoltaica. Assim, a tarifa de referência aplicável em 2013 à microprodução a partir de fonte solar com utilização de tecnologia fotovoltaica, nos termos e para os efeitos previstos nos n.ºs 1 a 3, 6 e 10 do artigo 11.º do Decreto -Lei n.º 363/2007, alterado pela Lei n.º 67 -A/2007 e pelo Decreto -Lei n.º 118 -A/2010, é de € 196/MWh, para o primeiro período de oito anos, e de € 165/MWh para o segundo período de sete anos.

A quota anual de potência prevista no n.º 8 do artigo 11.º do Decreto -Lei n.º 363/2007, alterado pela Lei n.º 67 -A/2007, de 31 de dezembro e pelo Decreto -Lei n.º 118 -A/2010, é fixada em 11 MW, com efeitos a partir de 2013, inclusive. Prevê ainda que este tipo de produção de energia terá, progressivamente, uma quota de produção de 500MW até 2020.

O Decreto-Lei n.º 25/2013 procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 34/2011, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por unidades de miniprodução.

O produtor tem acesso a um dos seguintes regimes remuneratórios:

- a) O regime geral, aplicável a todos os que tenham acedido à actividade de microprodução e não se enquadrem no regime bonificado, nos termos do presente decreto-lei;
- b) O regime bonificado, aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos:
 - a) A potência de ligação da respetiva unidade de microprodução não seja superior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW;
 - b) A unidade de microprodução utilize uma das fontes de energia previstas no n.º 6 do artigo 11.º;
 - c) O local de consumo associado à microprodução disponha de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.
 - d) Aos produtores que preencham os requisitos previstos nas alíneas a) e b) e cuja unidade de microprodução seja uma cogeração e esteja a integrada no aquecimento do edifício;
 - e) Aos condomínios, mediante uma auditoria energética e desde que a implementação de medidas de eficiência energética identificadas na auditoria preveja um retorno até dois anos.

A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subseqüentes 7 anos. A tarifa de referência é fixada em € 400/MWh para o primeiro período e em € 240/MWh para o segundo período, nos termos do n.º 3, sendo o valor de ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em € 20/MWh.

A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:

- a) Solar: 100 %;
- b) Eólica: 80 %;
- c) Hídrica: 40 %;
- d) Cogeração a biomassa: 70 %;
- e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
- f) Cogeração não renovável: 40 %.

A electricidade vendida nos termos dos números anteriores é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso das alíneas a) e b), e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas, por cada kW instalado.

Anexo 9. Diagrama de carga diário e diagrama de duração de carga

A curva de consumo diário de electricidade é o diagrama de carga. Um diagrama de carga apresenta o valor de consumo de energia num determinado instante de tempo. Para fazer a previsão do diagrama de carga em Portugal para um determinado dia da semana, optou-se por analisar os vários tipos de consumidores, de acordo com o diagrama de carga típica disponível nos diagramas de carga históricos.

Cada consumidor tem diferentes características, tendo por isso uma evolução do consumo própria. A presente tese faz o estudo sectorial dividido em sector doméstico, serviços e indústria.

A Figura A.7.19 (Dorf, 1997) ilustra os diagramas de carga para cada um destes diferentes sectores de consumo:

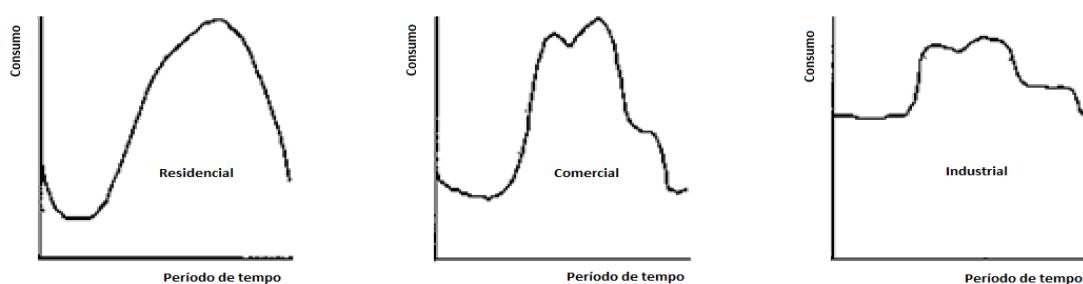


Figura A.7.19- Diagramas de carga para diferentes sectores de consumo

Na presente tese é considerado um grupo suficientemente grande de consumidores para cada grupo para "filtrar" o perfil de carga individual. A Figura A.7.20 (Dorf, 1997) ilustra o exemplo desta agregação para o sector dos consumidores domésticos.

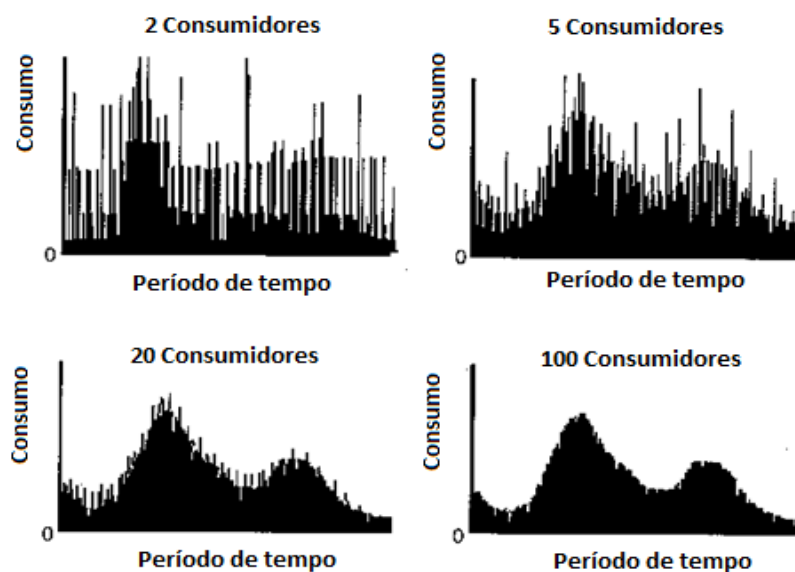


Figura A.7.20-Diagramas de carga para diversos conjuntos de consumidores.

Para seleccionar o método de previsão do consumo é necessário ter em conta os dados disponíveis, os recursos computacionais e da eficiência desejada (ou o erro admissível). A quantidade de informação (um diagrama de carga diária tem infinitos pontos) que será necessário lidar pode tornar-se um obstáculo. Mesmo com a agregação dos consumidores, não há uma função que facilmente descreva a curva característica de um dado perfil do diagrama de carga. Na presente tese pretende-se simplificar o diagrama de carga para lidar com menos dados, mas manter a representatividade de modo a obter informações credíveis, optando-se por efectuar a divisão do diagrama de carga em diversas partes e definir uma função por blocos.

Foi assumido que existem 7 pontos de inflexão que definem segmentos de recta que aproximam um diagrama de carga real, tal como ilustrado na Figura A.7.21

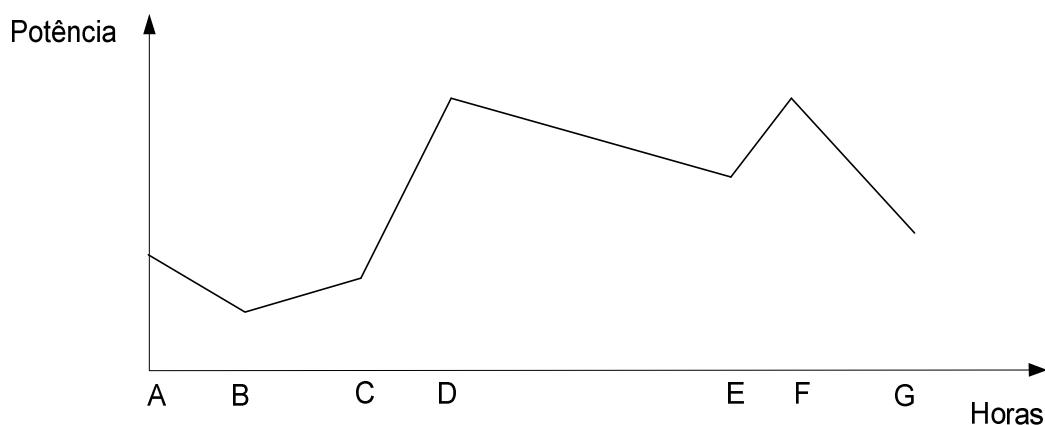


Figura A.7.21- Diagrama de carga genérico na presente tese

Em que os pontos de inflexão assumidos foram os seguintes:

- A. Consumo as 00h00m
- B. Super vazio
- C. Inflexão no consumo (início do consumo nas famílias seguido pelo início do consumo da actividade laboral)
- D. Potência de pico diária
- E. Fim da actividade laboral
- F. Aumento do consumo doméstico
- G. Consumo as 24h00m

A abordagem utilizada foi a regra do trapézio (simples). Por aplicação deste método reduziram-se os infinitos pontos do diagrama de carga a apenas 7 pontos.

O passo seguinte foi tipificar as curvas de carga sazonais. Na presente tese foi assumido separar nos seguintes grupos: verão, inverno, férias de verão, férias de inverno, maior dia de consumo de energia, dia de maior pico de consumo e dia de menor pico de consumo dias. Além disso, os quatro primeiros grupos (verão, inverno, férias de verão e férias de inverno) foram divididos em dias de semana e dias de fim-de-semana. Desta forma, estes 13 dias são usados para representar todos os 365 dias de um ano.

Após a análise dos diagramas de carga históricos, investigaram-se os dados da previsão demográfica e da evolução económica, para se identificar a sua correlação com o consumo de electricidade. Há vários factores que influenciam a evolução natural entre anos consecutivos: demografia, o uso de equipamentos especiais (por exemplo, ar condicionado, bombas de calor), o preço da electricidade, o preço das energias de substituição, a renda familiar (ou do orçamento ou seu poder de compra), variação, o PIB, os gastos do Estado, a produtividade, armazenamento, salários, capital, o equilíbrio fiscal, a balança comercial, o desemprego, a precipitação, alta ou baixa temperatura, por exemplo. Na presente tese, a previsão de consumo de electricidade depende da caracterização do tipo de consumidor, da previsão económica e dos aspectos energéticos do consumo de electricidade (medidas de melhoria de eficiência energética). Assim, a previsão foi efectuada por regressão econométrica, em que se utilizam os dados históricos dos consumos de energia e de outros dados correlacionados para determinar a elasticidade dos consumidores.

Em virtude de existirem vários recursos para a produção de electricidade, torna-se imprescindível garantir uma determinada fiabilidade ao sistema. Em Portugal, o sistema de produção tem de fornecer uma garantia que satisfaça a carga com 96% de probabilidade. Para o planeamento é comum utilizar-se a curva de duração de carga. A Figura A.7.22 ilustra uma curva de duração de carga para cinco centrais.

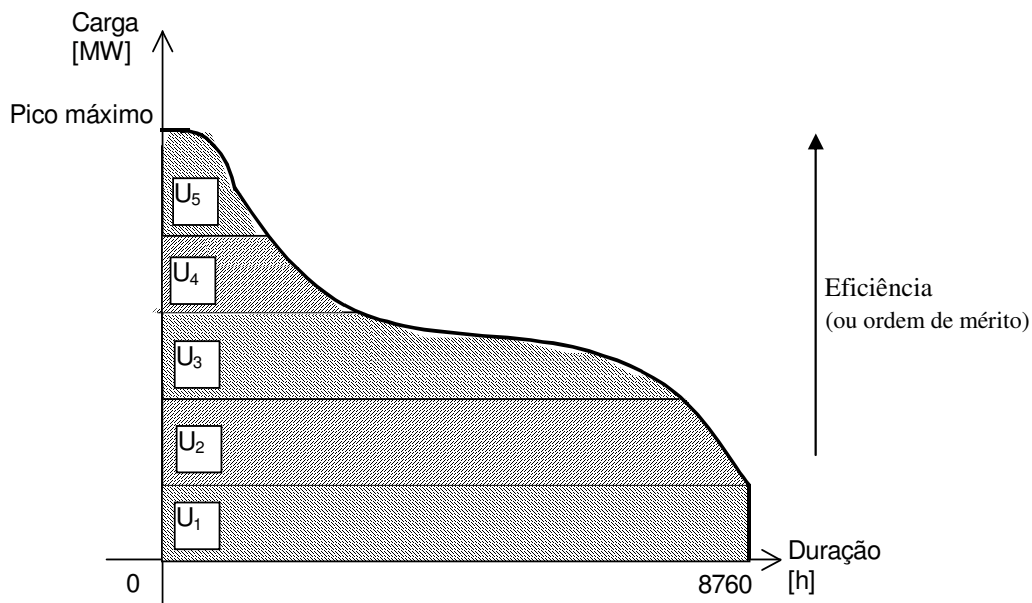


Figura A.7.22- Curva de Duração de Carga genérica

Na Figura A.7.22 estão representadas cinco centrais, cujo posicionamento obedece a uma ordem de mérito (ou seja, uma ordem crescente de eficiência). A ordem de mérito é baseada no custo médio e cada área na figura representa a energia total produzida pela central U_i num ano. Seja h o número de horas que determinada central funcionou anualmente e P a energia anual produzida pela central se trabalhasse 8760 h no ano, então pode-se calcular a potência relativa a h , sendo:

$$Q_{rel} = \frac{Q \cdot h}{8760}$$

Anexo 10. SSD user manual

A.10.1. Introduction

The present software simulates an electric system regarding the technical, environmental and economical aspects. This manual is in English because it is an international language spoken for a great majority of people.

A.10.2. Equipment

No special equipment is required to run the simulator; however it was not tested in mobile devices.

A.10.3. What this software helps the user to accomplish

There is a usual predisposition to stakeholders and decision makers/ takers to support an opinion or suggestion based on international practices rather than on their own country's conjuncture. However this can lead countries to solutions not appropriate to the country or to a strange hybrid of different approaches. The present simulator is a decision support system that helps the user to gather information in order to accomplish a number of important tasks regarding to his interest.

A.10.4. How it is organized

The simulator is built based on two tabs for the input data and five tabs for the output data. The input tabs are divided in production and consumption areas and they have predefined values that can be changed by the user, partially or totally. The items in those two input tabs are technical, environmental and economical associated.

The production input tab is represented in Figure 1.

It is divided in economical and technical items, per technology. It is considered 5 technologies: wind, solar, hydro, coal and natural gas. There is also a possibility to add other technology with the aim to exercise the impact of a new technology or an existing one with different characteristics.

For the economical items, there are the variable (the unit fuel cost, de CO_{2e} emissions per unit produced, the associated CO₂ tax and the variable O&M), the constant costs (constant O&M and constant costs per year), the incentives (the benefits and the penalties, variable per unit produced and constant per year) and also other constant costs per year as global. There are also other costs where the user can introduce the system management costs and the ancillary services costs, for instance.

For the technical items, there is the capability factor for the renewable energy and the installed capacity for all technologies.

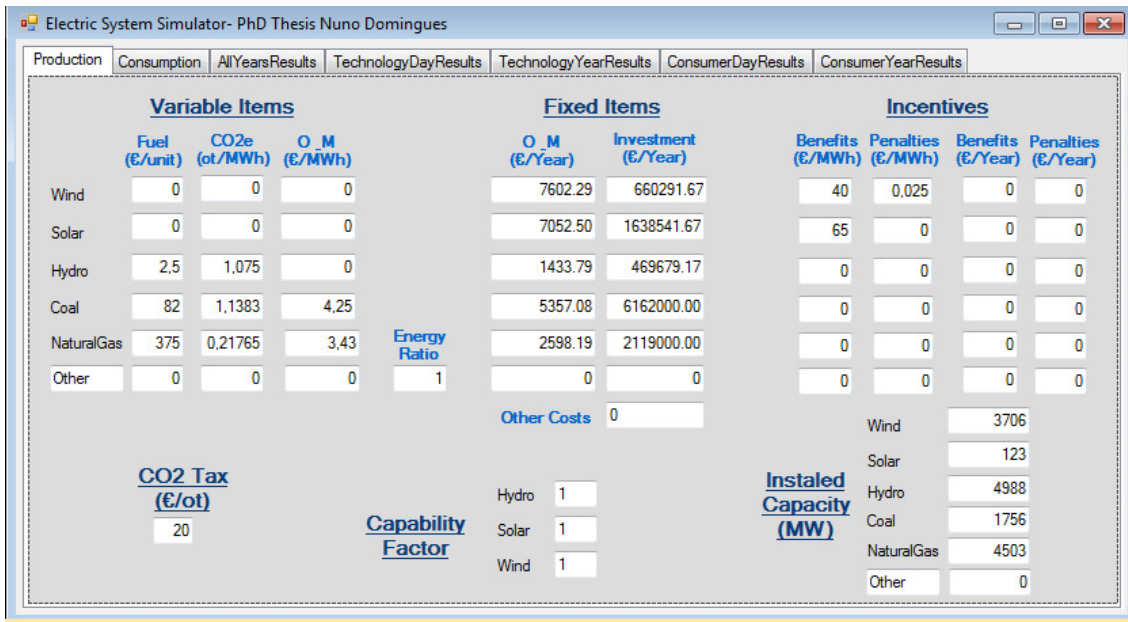


Figure 1. Production Input Tab

The consumption input tab is represented in Figure 2.

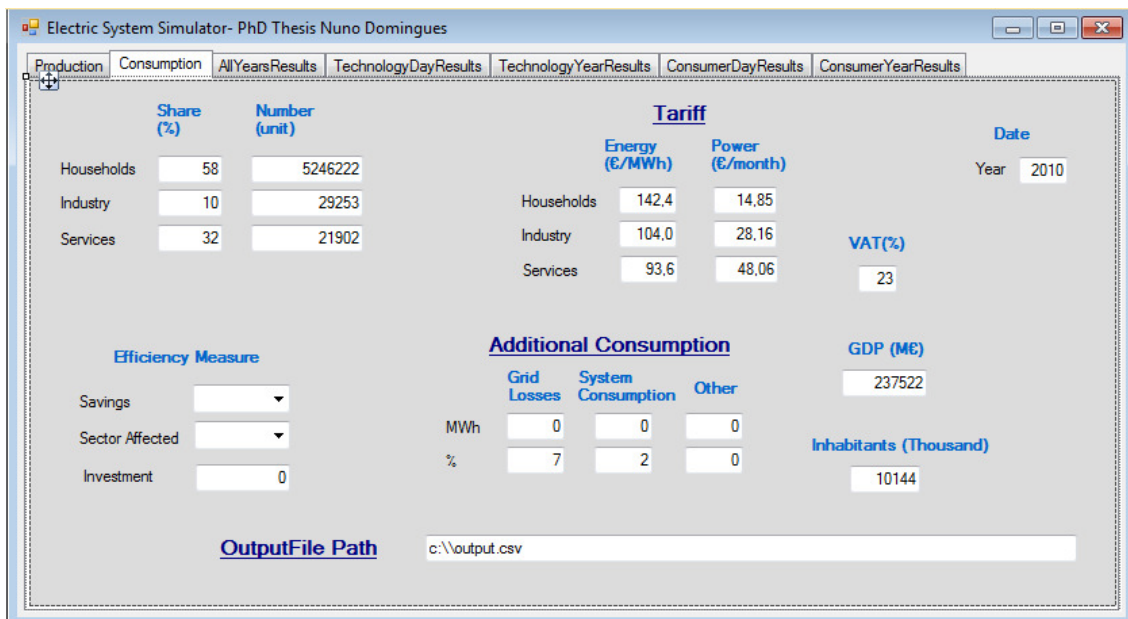


Figure 2. Consumption Input Tab

It is divided in the share of consumption and the number of consumers for three different sectors: households, industry and services. For the same different sectors, there is also the variable term (by energy consumed) and the constant term (per month) of the tariff; and for the system there is the VAT. There are also the items that influence the consumption: the efficiency measure to study (divided in the savings percentage, the sector(s) affected and the necessary investment) and the GDP. The date field is related to the data introduced in both input tabs.

Finally, there is the path of the output file that will be filled automatically with the relevant data package generated by the simulation. If there is a “\” character in the path, one should double it. For example: if you pretend to save in the path c:\MyData\Output.csv you should write c:\\MyData\\Output.csv. The items «additional consumption» allows accounting for losses in the network, the self consumption and other consumption. It can be in percentage or in units of energy or both. The other consumption may serve, for example, to reserve power for export to an abnormal condition (such as a sporting or cultural event that has significant impact on the electric field) for a counterpart (e.g. ensure minimum of water in reservoirs for agriculture or tourism, requiring extra boost) or other situation (as an item energy intensive during that year). The output tabs are divided in total years overview and the production and consumption, by year and by day.

The «AllYearsResults» overview tab is represented in Figure 3. and in Figure 4.

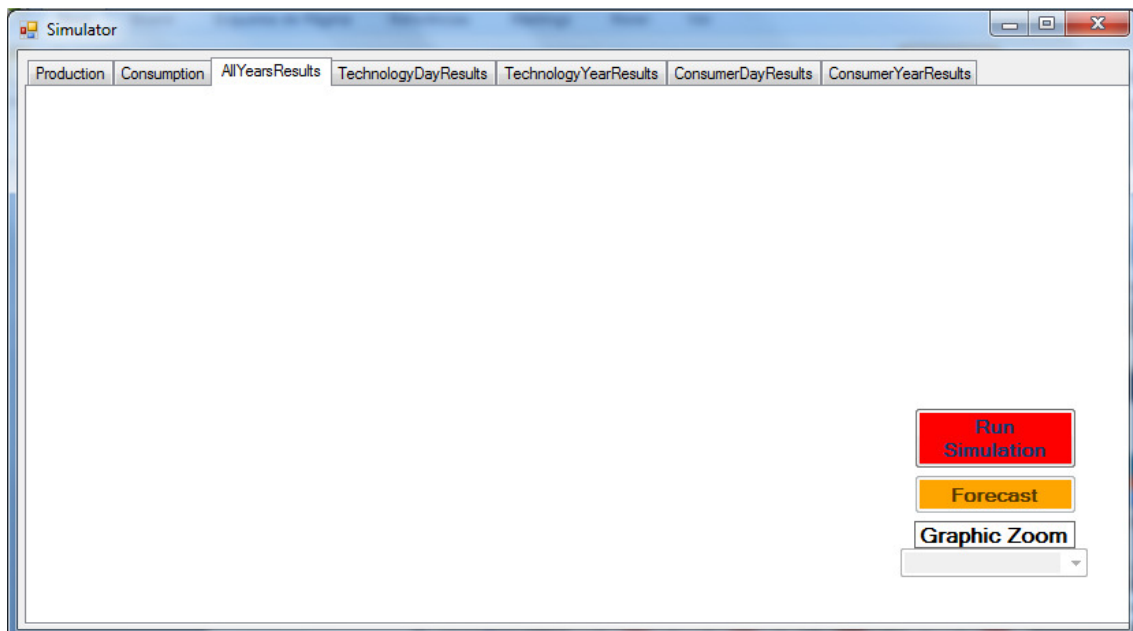


Figure 3. All Years Output Tab at the beginning of simulation

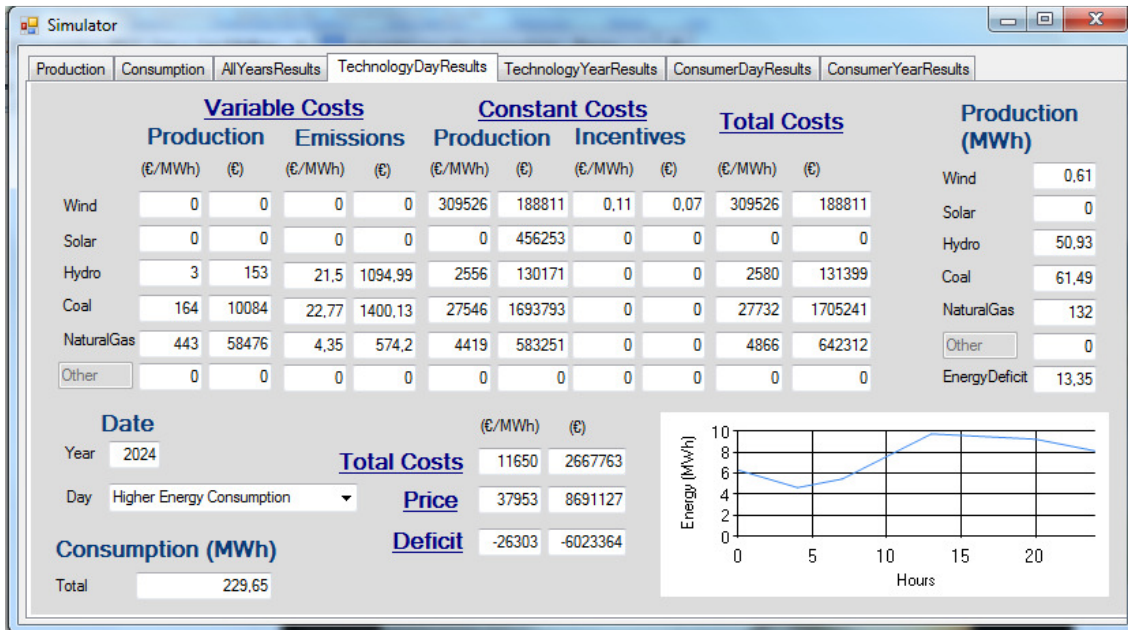


Figure 5. Technology Output (by day) Tab: example 1

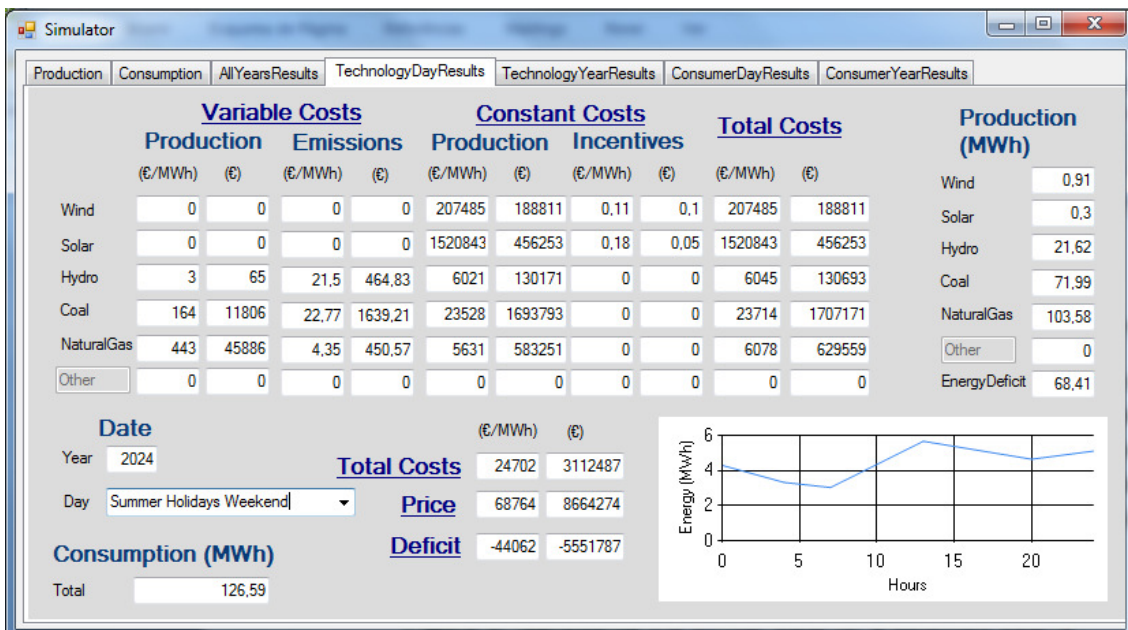


Figure 6. Technology Output (by day) Tab: example 2

It is divided in economical items (variable costs, constant costs and total costs) and technological items (consumption, production mix, energy deficit and load diagram). The data is for a day in a year. The days are divided in the following typical days: Summer Week, Summer Weekend, Summer Week Holidays, Summer Weekend Holidays, Winter Week, Winter Weekend, Winter Week Holidays, Winter Weekend Holidays and Higher Energy Consumption. The data and the graphics change automatically when the user chooses the type of day to simulate.

Figure 7. represents the similar data for a selected year. Instead of a load diagram, there is a load duration diagram.

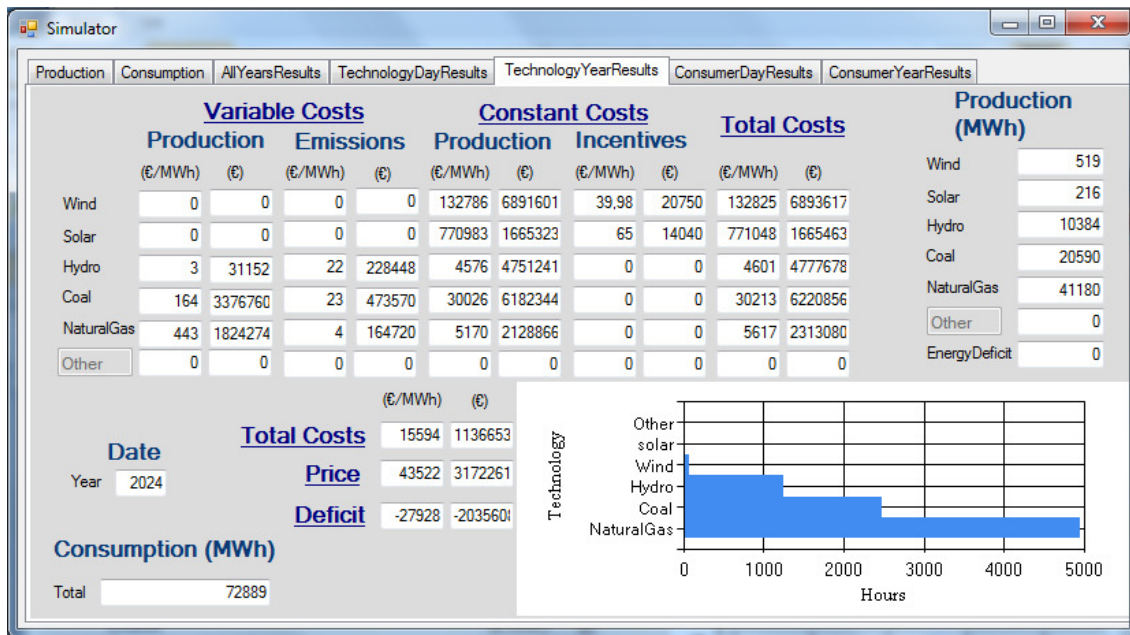


Figure 7. Technology Output (by year) Tab

The consumer tab for a day is represented in Figure 8.

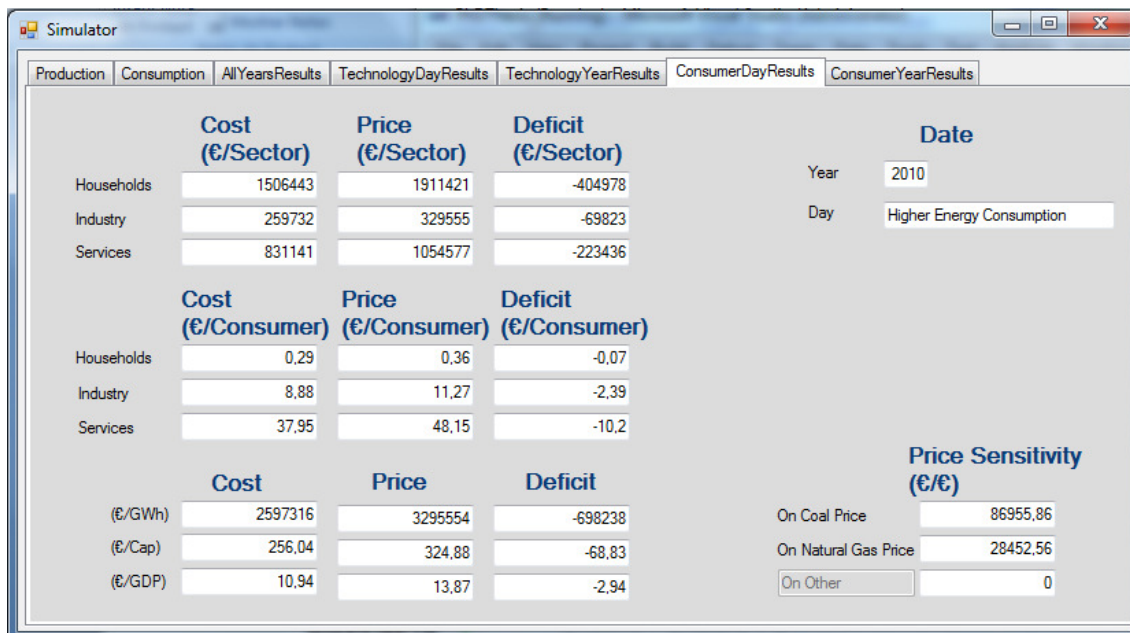


Figure 8. Consumer data (by day) Tab

For the three different sectors in study (households, industry and services) it is shown the total and unit cost, price and deficit. Also, there is the cost per GWh, per capita and per GDP, as well as the price sensitivity to the price of coal and to the price of natural gas. The Consumer data (by year) Tab has similar data for a selected year and is represented in Figure 9.

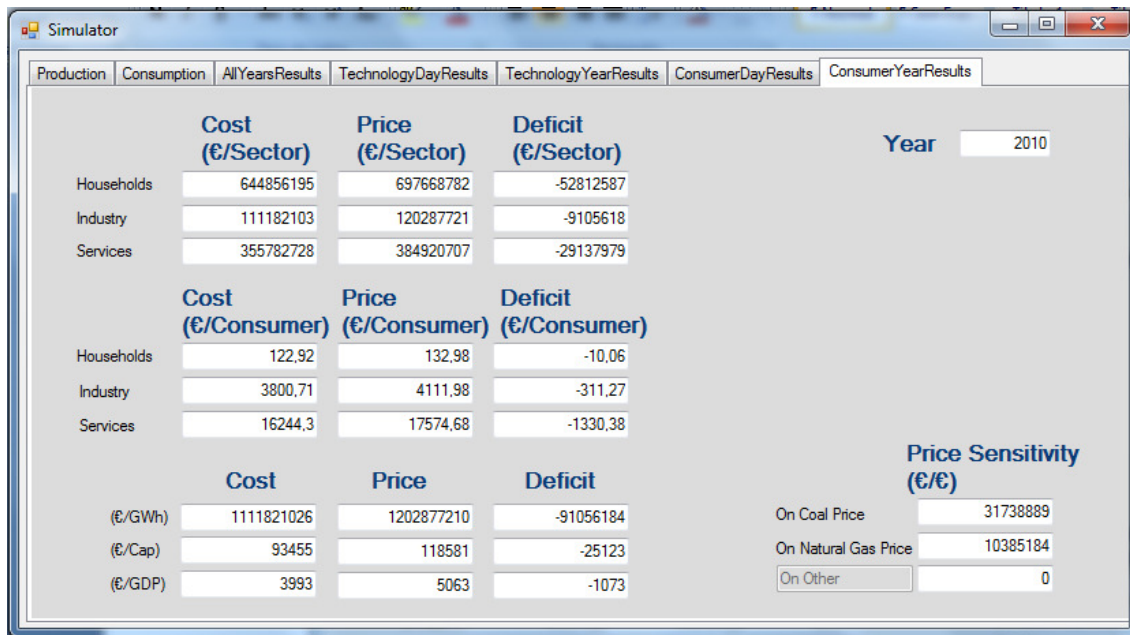


Figure 9. Consumer data (by year) Tab

When the user wants to start the simulation for the next year there are two options: use the forecast button to allow the simulator to generate data for the next year and then correct or accepted the produced data or simple update the data in the input tabs. So, the present model allows the user to interact step by step in every simulation (i.e., every year). That way, the user can also play wildcards (in a positive or negative way), introduce structural changes, experiment emerging of a new technology paradigm and implement consumption behaviours change .After that the user should hit the run simulator button to produce the results for the next year.

A.10.5. Programming reflections

In the present thesis it's used C++ instead of C for several reasons. First, the aim is to focus more on the data and behaviour and not on the functional aspect. Second, it's better for working with memory storage, since in C there's only one major memory allocation function (malloc) and in C++ there is a much larger library and the instructions new[] and delete[]. Third, C does not provide a native Boolean type: it can be simulated (for example using: typedef enum (Branquinho, 2014) bool;). Fourth, in C the main function doesn't provide return 0 automatically. It's used class instead of struct to define the objects (agents, energy, prices, etc.). In programming, the only difference between a structure and a class is that structure members have public access by default and class members have private access by default. However, in reality a class is an expanded concept of a data structure: instead of holding only data, it can hold both data and functions. The data represents the intrinsic characteristics of the object and the function represents the self conduct and the interaction with other objects (how they influence and how they are influenced).

To store the information on the most recent to the oldest one, the lists are implemented using the FILO (First In Last Out) criteria. Despite the fact that the Simulator handles a significant amount of information, the amount of information storage in each individual list is relatively small. Therefore, it's not used any sort criteria (except the date). Otherwise, the running time on sorting will be higher than on searching.

For a better memory allocation it's used pointers to define dynamic arrays instead of static ones. Otherwise, the memory wasted in the Simulator (using a lot of information) will turn the Simulator time inefficient.

Anexo 11. Quadros de resultados

Quadro A.7.10- Procura total de electricidade à rede

		Ano										
Procura à rede (TWh)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário	BAU	46,63	47,21	47,77	48,33	48,89	49,46	50,03	50,60	51,18	51,76	52,34
	Sem ApoioEE	46,63	46,88	46,78	47,00	47,18	47,32	47,45	47,58	47,70	47,82	47,92
	ApoioEE Mínimo	46,63	46,79	46,62	46,75	46,82	46,87	46,91	46,95	46,99	47,02	47,05
	ApoioEE Moderado	46,63	46,69	46,46	46,49	46,46	46,44	46,41	46,37	46,34	46,31	46,28
	ApoioEE Máximo	46,63	46,56	46,24	46,15	46,00	45,88	45,76	45,65	45,54	45,44	45,35
	Preço falso Sem ApoioEE	46,63	46,95	47,46	47,46	47,71	48,00	48,27	48,54	48,80	49,06	49,30
	Solar Sem ApoioEE	46,63	46,53	46,19	46,03	45,77	45,45	45,10	44,71	44,29	43,83	43,33
	Solar ApoioEE moderado	46,63	46,34	45,87	45,52	45,06	44,59	44,08	43,54	42,97	42,38	41,76

Quadro A.7.11- Consumo total de electricidade

		Ano										
Consumo (TWh)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário	BAU	46,63	47,21	47,77	48,33	48,89	49,46	50,03	50,60	51,18	51,76	52,34
	Sem ApoioEE	46,63	46,88	46,78	47,00	47,18	47,32	47,45	47,58	47,70	47,82	47,92
	ApoioEE Mínimo	46,63	46,79	46,62	46,75	46,82	46,87	46,91	46,95	46,99	47,02	47,05
	ApoioEE Moderado	46,63	46,69	46,46	46,49	46,46	46,44	46,41	46,37	46,34	46,31	46,28
	ApoioEE Máximo	46,63	46,56	46,24	46,15	46,00	45,88	45,76	45,65	45,54	45,44	45,35
	Preço falso Sem ApoioEE	46,63	46,95	47,46	47,46	47,71	48,00	48,27	48,54	48,80	49,06	49,30
	Solar Sem ApoioEE	46,63	46,85	46,87	47,09	47,25	47,39	47,52	47,65	47,77	47,89	48,01
	Solar ApoioEE moderado	46,63	46,66	46,55	46,57	46,53	46,50	46,47	46,44	46,42	46,40	46,39

Quadro A.7.12- Procura de electricidade à rede por sector de consumo

Procura à rede (TWh)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenário	BAU	Famílias	13,06	13,22	13,38	13,53	13,69	13,85	14,01	14,17	14,33	14,49	14,65
		Indústria	16,32	16,52	16,72	16,92	17,11	17,31	17,51	17,71	17,91	18,11	18,32
		Serviços	17,25	17,47	17,67	17,88	18,09	18,30	18,51	18,72	18,94	19,15	19,36
	Sem ApoioEE	Famílias	13,06	13,13	13,10	13,16	13,21	13,25	13,29	13,28	13,31	13,32	13,35
		Indústria	16,32	16,41	16,37	16,45	16,51	16,56	16,61	16,65	16,70	16,74	16,77
		Serviços	17,25	17,35	17,78	17,86	17,93	17,98	18,03	18,08	18,13	18,17	18,21
	ApoioEE Mínimo	Famílias	13,06	13,10	12,82	12,62	12,64	12,65	12,67	12,68	12,69	12,70	12,70
		Indústria	16,32	16,38	16,32	16,36	16,39	16,40	16,42	16,43	16,45	16,46	16,47
		Serviços	17,25	17,31	17,72	17,76	17,79	17,81	17,83	17,84	17,86	17,87	17,88
	ApoioEE Moderado	Famílias	13,06	13,07	12,78	12,55	12,54	12,54	12,53	12,52	12,51	12,50	12,50
		Indústria	16,32	16,34	16,26	15,81	15,80	15,79	15,78	15,77	15,76	15,75	15,74
		Serviços	17,25	17,28	17,65	18,13	18,12	18,11	18,10	18,09	18,07	18,06	18,05
	ApoioEE Máximo	Famílias	13,06	13,04	12,72	12,46	12,42	12,39	12,35	12,32	12,30	12,27	12,25
		Indústria	16,32	16,30	15,72	15,69	15,64	15,60	15,56	15,52	15,48	15,45	15,42
		Serviços	17,25	17,23	17,57	18,00	17,94	17,89	17,85	17,80	17,76	17,72	17,69
	Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	13,06	13,13	13,05	13,05	13,01	13,09	13,02	12,99	12,96	12,88	12,95
		Indústria	16,32	16,43	16,61	16,61	16,70	16,80	16,90	16,99	17,08	17,17	17,26
		Serviços	17,25	17,37	18,04	18,04	18,13	18,24	18,34	18,45	18,54	18,64	18,74
	Solar Sem ApoioEE	Famílias	13,06	12,96	12,97	12,92	12,85	12,76	12,66	12,55	12,43	12,30	12,16
		Indústria	16,32	16,25	16,14	16,07	15,99	15,87	15,75	15,62	15,47	15,31	15,13
		Serviços	17,25	17,32	17,50	17,44	17,35	17,23	17,09	16,95	16,79	16,61	16,43
	Solar ApoioEE moderado	Famílias	13,06	12,96	12,77	12,73	12,66	12,57	12,47	12,36	12,24	12,11	11,98
		Indústria	16,32	16,15	15,84	15,56	15,41	15,24	15,07	14,89	14,70	14,49	14,28
		Serviços	17,25	17,32	17,44	17,61	17,42	17,24	17,04	16,83	16,61	16,38	16,14

Quadro A.7.13- Consumo de electricidade por sector de consumo

Consumo (TWh)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenário	BAU	Famílias	13,06	13,22	13,38	13,53	13,69	13,85	14,01	14,17	14,33	14,49	14,65
		Indústria	16,32	16,52	16,72	16,92	17,11	17,31	17,51	17,71	17,91	18,11	18,32
		Serviços	17,25	17,47	17,67	17,88	18,09	18,30	18,51	18,72	18,94	19,15	19,36
	Sem ApoioEE	Famílias	13,06	13,13	13,10	13,16	13,21	13,25	13,29	13,28	13,31	13,32	13,35
		Indústria	16,32	16,41	16,37	16,45	16,51	16,56	16,61	16,65	16,70	16,74	16,77
		Serviços	17,25	17,35	17,78	17,86	17,93	17,98	18,03	18,08	18,13	18,17	18,21
	ApoioEE Mínimo	Famílias	13,06	13,10	12,82	12,62	12,64	12,65	12,67	12,68	12,69	12,70	12,70
		Indústria	16,32	16,38	16,32	16,36	16,39	16,40	16,42	16,43	16,45	16,46	16,47
		Serviços	17,25	17,31	17,72	17,76	17,79	17,81	17,83	17,84	17,86	17,87	17,88
	ApoioEE Moderado	Famílias	13,06	13,07	12,78	12,55	12,54	12,54	12,53	12,52	12,51	12,50	12,50
		Indústria	16,32	16,34	16,26	15,81	15,80	15,79	15,78	15,77	15,76	15,75	15,74
		Serviços	17,25	17,28	17,65	18,13	18,12	18,11	18,10	18,09	18,07	18,06	18,05
ApoioEE Máximo	Famílias	13,06	13,04	12,72	12,46	12,42	12,39	12,35	12,32	12,30	12,27	12,25	
	Indústria	16,32	16,30	15,72	15,69	15,64	15,60	15,56	15,52	15,48	15,45	15,42	
	Serviços	17,25	17,23	17,57	18,00	17,94	17,89	17,85	17,80	17,76	17,72	17,69	
Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	13,06	13,13	13,05	13,05	13,01	13,09	13,02	12,99	12,96	12,88	12,95	
	Indústria	16,32	16,43	16,61	16,61	16,70	16,80	16,90	16,99	17,08	17,17	17,26	
	Serviços	17,25	17,37	18,04	18,04	18,13	18,24	18,34	18,45	18,54	18,64	18,74	
Solar Sem ApoioEE	Famílias	13,06	12,96	12,97	12,92	12,85	12,76	12,66	12,55	12,43	12,30	12,16	
	Indústria	16,32	16,25	16,14	16,07	15,99	15,87	15,75	15,62	15,47	15,31	15,13	
	Serviços	17,25	17,32	17,50	17,44	17,35	17,23	17,09	16,95	16,79	16,61	16,43	
Solar ApoioEE moderado	Famílias	13,06	12,96	12,77	12,73	12,66	12,57	12,47	12,36	12,24	12,11	11,98	
	Indústria	16,32	16,15	15,84	15,56	15,41	15,24	15,07	14,89	14,70	14,49	14,28	
	Serviços	17,25	17,32	17,44	17,61	17,42	17,24	17,04	16,83	16,61	16,38	16,14	

Quadro A.7.14- Intensidade energética em electricidade

		Ano										
Intensidade energética eléctrica (MWh/M€)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário	BAU	279,0	281,0	282,9	284,8	286,7	288,6	290,4	292,3	294,1	296,0	297,8
	Sem ApoioEE	279,0	279,0	277,0	277,0	276,6	276,1	275,5	274,8	274,2	273,5	272,7
	ApoioEE Mínimo	279,0	278,5	276,1	275,5	274,5	273,4	272,3	271,2	270,1	268,9	267,7
	ApoioEE Moderado	279,0	277,9	275,1	274,0	272,4	270,9	269,4	267,9	266,4	264,9	263,4
	ApoioEE Máximo	279,0	277,1	273,8	272,0	269,7	267,7	265,6	263,7	261,7	259,9	258,1
	Preço falso Sem ApoioEE	279,0	279,4	281,1	279,7	279,7	280,0	280,2	280,4	280,5	280,5	280,6
	Solar Sem ApoioEE	279,0	276,9	273,5	271,2	268,4	265,2	261,8	258,3	254,5	250,6	246,6
	Solar ApoioEE moderado	279,0	275,8	271,7	268,2	264,2	260,1	255,9	251,5	247,0	242,4	237,6

Quadro A.7.15- Intensidade energética em electricidade corrigida

		Ano										
Intensidade energética eléctrica corrigida (MWh/M€)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário	BAU	279,0	281,0	282,9	284,8	286,7	288,6	290,4	292,3	294,1	296,0	297,8
	Sem ApoioEE	279,0	279,0	277,0	277,0	276,6	276,1	275,5	274,8	274,2	273,5	272,7
	ApoioEE Mínimo	279,0	278,5	276,1	275,5	274,5	273,4	272,3	271,2	270,1	268,9	267,7
	ApoioEE Moderado	279,0	277,9	275,1	274,0	272,4	270,9	269,4	267,9	266,4	264,9	263,4
	ApoioEE Máximo	279,0	277,1	273,8	272,0	269,7	267,7	265,6	263,7	261,7	259,9	258,1
	Preço falso Sem ApoioEE	279,0	279,4	281,1	279,7	279,7	280,0	280,2	280,4	280,5	280,5	280,6
	Solar Sem ApoioEE	279,0	278,9	277,6	277,5	277,1	276,5	275,9	275,2	274,6	273,9	273,2
	Solar ApoioEE moderado	279,0	277,7	275,6	274,4	272,8	271,3	269,8	268,3	266,8	265,4	264,0

Quadro A.7.16- Eficiência energética implementadas por sector de consumo

Eficiência energética implementadas (%)		Ano										
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	BAU	Famílias	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
		Indústria	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
		Total	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Sem ApoioEE	Famílias	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
		Indústria	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
		Total	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	ApoioEE Mínimo	Famílias	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		Indústria	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
		Total	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	ApoioEE Moderado	Famílias	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1
		Indústria	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
		Total	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	ApoioEE Máximo	Famílias	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7
		Indústria	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
		Total	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
	Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		Indústria	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
		Total	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Solar Sem ApoioEE	Famílias	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
		Indústria	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
		Total	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Quadro A.7.17- Apoio do Estado aos investimentos por sector de consumo

Apoio do Estado (k€)		Ano										
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	ApoioEE Mínimo	Famílias	149	153	156	159	162	165	168	172	175	178
		Indústria	163	167	170	173	177	180	184	187	191	195
		Total	312	319	325	332	339	345	352	359	366	373
	ApoioEE Moderado	Famílias	335	343	349	355	361	368	374	381	388	396
		Indústria	307	314	319	325	331	337	343	350	356	363
		Total	642	657	668	680	692	705	718	731	744	758
	ApoioEE Máximo	Famílias	447	455	462	469	477	485	492	501	509	518
		Indústria	615	626	635	645	656	666	677	689	700	712
		Total	1061	1082	1097	1115	1132	1151	1169	1189	1209	1230
	Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Indústria	1566	1601	1637	1674	1712	1750	1788	1828	1867	1908
		Total	4278	4397	4517	4640	4767	4897	5031	5167	5308	5452
	Solar ApoioEE moderado	Famílias	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5
		Indústria	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6
		Total	7	7	8	8	9	9	10	10	11	11

Quadro A.7.18- Preço médio verificado por sector de consumo

		Ano									
Preço médio (€/MWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BAU	Famílias	217,50	221,90	226,26	230,71	235,25	239,88	244,61	249,43	254,35	259,37
	Indústria	142,70	145,77	148,68	151,65	154,67	157,76	160,91	164,12	167,40	170,74
	Serviços	180,10	183,37	187,03	190,76	194,56	198,44	202,40	206,44	210,56	214,76
	Total	176,70	181,00	184,59	188,25	191,99	195,80	199,70	203,66	207,71	211,84
Sem ApoioEE	Famílias	217,50	219,37	221,67	223,11	224,55	225,99	227,38	228,74	230,06	231,33
	Indústria	142,70	144,49	146,11	147,66	149,20	150,74	152,28	153,80	155,31	156,81
	Serviços	180,10	183,38	187,01	190,78	194,64	198,58	202,60	206,71	210,90	215,18
	Total	176,70	179,82	182,40	184,76	187,16	189,58	192,02	194,48	196,95	199,44
ApoioEE Mínimo	Famílias	217,50	218,81	220,50	221,39	222,30	223,23	224,14	225,02	225,87	226,70
	Indústria	142,70	144,04	145,21	146,32	147,44	148,56	149,68	150,80	151,92	153,03
	Serviços	180,10	183,38	187,02	190,81	194,68	198,64	202,68	206,80	211,01	215,30
	Total	176,70	179,52	181,78	183,85	185,96	188,10	190,27	192,47	194,68	196,93
ApoioEE Moderado	Famílias	217,50	218,10	219,04	219,81	220,12	220,44	220,78	221,13	221,49	221,84
	Indústria	142,70	143,64	144,42	145,21	145,99	146,79	147,60	148,43	149,27	150,12
	Serviços	180,10	183,38	187,03	190,72	194,61	198,57	202,62	206,75	210,97	215,28
	Total	176,70	179,18	181,12	183,06	184,91	186,80	188,74	190,72	192,73	194,78
ApoioEE Máximo	Famílias	217,50	217,67	218,24	218,71	218,76	218,84	218,98	219,14	219,33	219,53
	Indústria	142,70	142,78	142,78	142,87	143,01	143,23	143,52	143,87	144,27	144,72
	Serviços	180,10	183,38	187,05	190,75	194,66	198,65	202,72	206,87	211,10	215,42
	Total	176,70	178,82	180,39	182,02	183,59	185,23	186,93	188,70	190,52	192,40
Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	227,54	219,85	222,15	224,40	226,39	228,30	230,20	232,06	233,89	235,69
	Indústria	89,69	91,21	92,39	93,58	94,75	95,92	97,09	98,26	99,43	100,60
	Serviços	112,82	115,53	117,76	120,16	122,58	125,05	127,57	130,14	132,76	135,44
	Total	136,85	136,11	137,73	139,67	141,54	143,40	145,28	147,17	149,07	150,98
Solar Sem ApoioEE	Famílias	217,50	218,19	219,05	219,05	218,96	218,74	218,37	217,85	217,18	216,35
	Industria	142,70	143,53	144,06	144,42	144,67	144,80	144,81	144,70	144,46	144,09
	Serviços	180,10	182,15	184,37	186,56	188,66	190,64	192,49	194,21	195,79	197,22
	Total	176,70	178,70	179,97	180,93	181,78	182,52	183,12	183,59	183,93	184,11
Solar ApoioEE moderado	Famílias	217,50	216,93	216,47	215,85	214,69	213,44	212,11	210,71	209,21	207,61
	Industria	142,70	142,68	142,40	142,03	141,56	141,01	140,37	139,63	138,81	137,88
	Serviços	180,10	182,15	184,38	186,47	188,57	190,53	192,37	194,06	195,59	196,96
	Total	176,70	178,06	178,70	179,25	179,59	179,82	179,95	179,97	179,87	179,64

Quadro A.7.19- Custo da tarifa por sector de consumo

	Tarifa (M€)	Ano									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BAU	Famílias	2,88	2,97	3,06	3,16	3,26	3,36	3,47	3,57	3,69	3,80
	Indústria	2,36	2,44	2,51	2,60	2,68	2,76	2,85	2,94	3,03	3,13
	Serviços	3,15	3,24	3,34	3,45	3,56	3,67	3,79	3,91	4,03	4,16
	Total	8,38	8,65	8,92	9,20	9,50	9,80	10,11	10,42	10,75	11,09
Sem ApoioEE	Famílias	2,85	2,87	2,92	2,95	2,98	3,00	3,02	3,04	3,06	3,09
	Indústria	2,34	2,37	2,40	2,44	2,47	2,50	2,54	2,57	2,60	2,63
	Serviços	3,12	3,26	3,34	3,42	3,50	3,58	3,66	3,75	3,83	3,92
	Total	8,32	8,50	8,66	8,81	8,95	9,09	9,22	9,36	9,49	9,64
ApoioEE Mínimo	Famílias	2,85	2,81	2,78	2,80	2,81	2,83	2,84	2,85	2,87	2,88
	Indústria	2,34	2,35	2,38	2,40	2,42	2,44	2,46	2,48	2,50	2,52
	Serviços	3,12	3,25	3,32	3,40	3,47	3,54	3,62	3,69	3,77	3,85
	Total	8,30	8,40	8,48	8,59	8,70	8,81	8,92	9,03	9,14	9,25
ApoioEE Moderado	Famílias	2,84	2,79	2,75	2,76	2,76	2,76	2,76	2,77	2,77	2,77
	Indústria	2,33	2,34	2,28	2,29	2,30	2,32	2,33	2,34	2,35	2,36
	Serviços	3,11	3,24	3,39	3,46	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89
	Total	8,29	8,36	8,42	8,51	8,59	8,67	8,76	8,84	8,93	9,02
ApoioEE Máximo	Famílias	2,84	2,77	2,72	2,72	2,71	2,70	2,70	2,69	2,69	2,69
	Indústria	2,33	2,24	2,24	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23
	Serviços	3,10	3,22	3,37	3,42	3,48	3,55	3,61	3,67	3,74	3,81
	Total	8,26	8,24	8,33	8,37	8,42	8,48	8,53	8,60	8,66	8,73
Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	2,99	2,87	2,90	2,92	2,96	2,97	2,99	3,01	3,01	3,05
	Indústria	1,47	1,52	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,68	1,71	1,74
	Serviços	1,96	2,08	2,12	2,18	2,24	2,29	2,35	2,41	2,47	2,54
	Total	6,42	6,47	6,56	6,66	6,79	6,89	6,99	7,10	7,19	7,33
Solar Sem ApoioEE	Famílias	2,82	2,83	2,83	2,81	2,79	2,77	2,74	2,71	2,67	2,63
	Industria	2,32	2,32	2,32	2,31	2,30	2,28	2,26	2,24	2,21	2,18
	Serviços	3,12	3,19	3,22	3,24	3,25	3,26	3,26	3,26	3,25	3,24
	Total	8,26	8,33	8,36	8,36	8,34	8,31	8,26	8,21	8,14	8,05
Solar ApoioEE moderado	Famílias	2,82	2,77	2,75	2,73	2,70	2,66	2,62	2,58	2,53	2,49
	Industria	2,30	2,26	2,22	2,19	2,16	2,13	2,09	2,05	2,01	1,97
	Serviços	3,12	3,18	3,25	3,25	3,25	3,25	3,24	3,22	3,20	3,18
	Total	8,24	8,21	8,22	8,17	8,11	8,03	7,95	7,86	7,75	7,63

Quadro A.7.20- Custo total ao consumidor por sector de consumo

	Custo total (M€)	Ano									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BAU	Famílias	2,88	2,97	3,06	3,16	3,26	3,36	3,47	3,57	3,69	3,80
	Indústria	2,36	2,44	2,51	2,60	2,68	2,76	2,85	2,94	3,03	3,13
	Serviços	3,15	3,24	3,34	3,45	3,56	3,67	3,79	3,91	4,03	4,16
	Total	8,38	8,65	8,92	9,20	9,50	9,80	10,11	10,42	10,75	11,09
Sem ApoioEE	Famílias	2,99	3,01	3,06	3,09	3,12	3,15	3,17	3,20	3,22	3,25
	Indústria	2,43	2,46	2,50	2,54	2,57	2,61	2,64	2,68	2,71	2,74
	Serviços	3,12	3,26	3,34	3,42	3,50	3,58	3,66	3,75	3,83	3,92
	Total	8,55	8,73	8,90	9,05	9,19	9,34	9,48	9,62	9,76	9,91
ApoioEE Mínimo	Famílias	2,98	2,94	2,92	2,94	2,96	2,98	2,99	3,01	3,03	3,04
	Indústria	2,43	2,44	2,47	2,50	2,52	2,54	2,56	2,59	2,61	2,63
	Serviços	3,12	3,25	3,32	3,40	3,47	3,54	3,62	3,69	3,77	3,85
	Total	8,53	8,64	8,72	8,83	8,94	9,06	9,17	9,29	9,40	9,52
ApoioEE Moderado	Famílias	2,98	2,92	2,89	2,90	2,90	2,91	2,91	2,92	2,92	2,93
	Indústria	2,42	2,43	2,38	2,39	2,40	2,42	2,43	2,44	2,46	2,47
	Serviços	3,11	3,24	3,39	3,46	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89
	Total	8,51	8,59	8,66	8,75	8,83	8,92	9,01	9,10	9,19	9,29
ApoioEE Máximo	Famílias	2,97	2,90	2,86	2,86	2,85	2,85	2,85	2,84	2,84	2,84
	Indústria	2,42	2,34	2,34	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,34
	Serviços	3,10	3,22	3,37	3,42	3,48	3,55	3,61	3,67	3,74	3,81
	Total	8,49	8,47	8,56	8,61	8,67	8,72	8,78	8,85	8,92	8,99
Preço falso Sem ApoioEE	Famílias	3,12	3,01	3,04	3,06	3,11	3,12	3,14	3,17	3,17	3,22
	Indústria	1,55	1,59	1,61	1,64	1,67	1,70	1,73	1,76	1,79	1,82
	Serviços	1,96	2,08	2,12	2,18	2,24	2,29	2,35	2,41	2,47	2,54
	Total	6,62	6,68	6,77	6,88	7,02	7,12	7,23	7,34	7,44	7,58
Solar Sem ApoioEE	Famílias	3,02	3,04	3,05	3,03	3,02	3,00	2,98	2,95	2,92	2,88
	Indústria	2,45	2,45	2,45	2,45	2,44	2,42	2,41	2,39	2,36	2,33
	Serviços	3,20	3,27	3,30	3,32	3,34	3,35	3,35	3,35	3,35	3,33
	Total	8,68	8,76	8,80	8,81	8,80	8,77	8,74	8,69	8,62	8,55
Solar ApoioEE moderado	Famílias	3,04	2,99	2,98	2,96	2,93	2,89	2,86	2,82	2,78	2,73
	Indústria	2,48	2,44	2,39	2,37	2,34	2,31	2,27	2,24	2,20	2,16
	Serviços	3,20	3,26	3,33	3,34	3,34	3,34	3,33	3,31	3,29	3,27
	Total	8,72	8,69	8,71	8,66	8,61	8,54	8,46	8,37	8,27	8,16

Quadro A.7.21- Custo de combustível na produção de electricidade

Custo de combustível (M€)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	BAU	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
		Carvão	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41
		Gás Natural	2,08	2,13	2,17	2,21	2,26	2,30	2,34	2,39	2,43	2,48
		Total	2,45	2,50	2,55	2,60	2,65	2,70	2,75	2,80	2,86	2,91
	Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
		Carvão	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35
		Gás Natural	2,06	2,05	2,07	2,08	2,09	2,10	2,11	2,12	2,13	2,14
		Total	2,42	2,41	2,43	2,44	2,46	2,47	2,48	2,49	2,50	2,51
ApoioEE Mínimo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,34	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	
	Gás Natural	2,05	2,04	2,05	2,05	2,06	2,06	2,06	2,07	2,07	2,07	
	Total	2,42	2,39	2,41	2,41	2,42	2,42	2,42	2,43	2,43	2,43	
ApoioEE Moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	
	Gás Natural	2,04	2,02	2,03	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,01	2,01	
	Total	2,41	2,38	2,38	2,38	2,38	2,37	2,37	2,37	2,37	2,36	
ApoioEE Máximo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,33	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	
	Gás Natural	2,03	2,01	2,00	1,99	1,98	1,97	1,96	1,95	1,95	1,94	
	Total	2,40	2,36	2,35	2,34	2,33	2,32	2,31	2,30	2,29	2,28	
PreçoFalso Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36	0,37	
	Gás Natural	2,06	2,10	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	
	Total	2,43	2,47	2,47	2,49	2,52	2,54	2,57	2,59	2,61	2,64	
Solar Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,30	0,30	0,29	
	Gás Natural	2,03	2,00	1,99	1,97	1,95	1,92	1,89	1,86	1,82	1,78	
	Total	2,39	2,36	2,34	2,32	2,29	2,26	2,22	2,18	2,14	2,10	
Solar ApoioEE moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Carvão	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,30	0,29	0,29	0,28	0,27	
	Gás Natural	2,02	1,98	1,95	1,92	1,88	1,84	1,80	1,75	1,71	1,66	
	Total	2,38	2,33	2,30	2,25	2,21	2,17	2,12	2,07	2,01	1,96	

Quadro A.7.22- Custo de O&M variável na produção de electricidade

Custo O&M variável (k€)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	BAU	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Carvão	31,82	32,48	33,14	33,81	34,47	35,15	35,82	36,50	37,18	37,87
		Gás Natural	51,41	52,48	53,55	54,62	55,70	56,79	57,88	58,98	60,08	61,19
		Total	83,23	84,95	86,69	88,43	90,18	91,93	93,70	95,48	97,26	99,05
	Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Carvão	31,43	31,31	31,58	31,78	31,95	32,11	32,26	32,40	32,53	32,66
		Gás Natural	50,78	50,59	51,02	51,36	51,62	51,88	52,12	52,35	52,57	52,77
		Total	82,21	81,90	82,59	83,14	83,57	83,98	84,37	84,75	85,10	85,43
ApoioEE Mínimo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	31,32	31,12	31,27	31,36	31,42	31,47	31,51	31,56	31,60	31,63	
	Gás Natural	50,61	50,29	50,53	50,68	50,76	50,84	50,92	50,99	51,05	51,11	
	Total	81,93	81,41	81,80	82,04	82,18	82,31	82,44	82,55	82,65	82,74	
ApoioEE Moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	31,21	30,93	30,97	30,93	30,91	30,87	30,83	30,80	30,76	30,72	
	Gás Natural	50,42	49,98	50,04	49,98	49,94	49,88	49,82	49,76	49,70	49,65	
	Total	81,63	80,92	81,01	80,91	80,85	80,75	80,65	80,55	80,46	80,37	
ApoioEE Máximo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	31,05	30,67	30,57	30,39	30,25	30,11	29,97	29,85	29,73	29,63	
	Gás Natural	50,18	49,56	49,39	49,11	48,88	48,64	48,43	48,23	48,05	47,87	
	Total	81,23	80,24	79,96	79,50	79,13	78,75	78,40	78,08	77,78	77,50	
PreçoFalso Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	31,51	32,12	32,11	32,41	32,75	33,07	33,39	33,70	34,00	34,29	
	Gás Natural	50,91	51,90	51,89	52,36	52,91	53,44	53,95	54,45	54,93	55,41	
	Total	82,42	84,01	84,00	84,77	85,66	86,51	87,34	88,14	88,93	89,69	
Solar Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	31,02	30,61	30,42	30,12	29,74	29,33	28,87	28,37	27,83	27,24	
	Gás Natural	50,12	49,47	49,15	48,67	48,06	47,39	46,65	45,84	44,96	44,02	
	Total	81,14	80,08	79,57	78,79	77,81	76,72	75,52	74,21	72,79	71,26	
Solar ApoioEE moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Carvão	30,80	30,24	29,82	29,28	28,72	28,12	27,48	26,82	26,12	25,38	
	Gás Natural	49,76	48,87	48,19	47,31	46,41	45,44	44,41	43,33	42,20	41,01	
	Total	80,56	79,11	78,01	76,59	75,14	73,56	71,89	70,15	68,31	66,40	

Quadro A.7.23- Pressão ambiental na produção de electricidade

Pressão ambiental (Mt CO _{2eq})		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	BAU	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
		Carvão	10,2	10,4	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	12,0	12,2
		Gás Natural	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7
		Total	27,3	27,6	27,8	28,1	28,4	28,7	29,0	29,3	29,6	29,9
	Sem ApoioEE	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
		Carvão	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5
		Gás Natural	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0
		Total	27,1	27,0	27,2	27,2	27,3	27,4	27,5	27,5	27,6	27,6
ApoioEE Mínimo	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	10,1	10,0	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	
	Gás Natural	3,9	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
	Total	27,0	26,9	27,0	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,2	27,2	
ApoioEE Moderado	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	10,0	9,9	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	
	Gás Natural	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
	Total	27,0	26,9	26,9	26,9	26,9	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	
ApoioEE Máximo	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	10,0	9,9	9,8	9,8	9,7	9,7	9,6	9,6	9,6	9,5	
	Gás Natural	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,6	
	Total	26,9	26,8	26,7	26,6	26,6	26,5	26,4	26,4	26,3	26,3	
PreçoFalso Sem ApoioEE	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	10,1	10,3	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	10,9	11,0	
	Gás Natural	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	
	Total	27,1	27,4	27,4	27,5	27,7	27,8	28,0	28,1	28,2	28,4	
Solar Sem ApoioEE	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	10,0	9,8	9,8	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1	8,9	8,8	
	Gás Natural	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,6	3,5	3,5	3,4	3,3	
	Total	26,9	26,7	26,6	26,5	26,3	26,2	25,9	25,7	25,5	25,2	
Solar ApoioEE moderado	Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Hídrica	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
	Carvão	9,9	9,7	9,6	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	
	Gás Natural	3,8	3,7	3,7	3,6	3,5	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	
	Total	26,8	26,6	26,4	26,1	25,9	25,6	25,3	25,0	24,7	24,4	

Quadro A.7.24- Custo total variável de produção de electricidade

Custo total variável (M€)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Cenários	BAU	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
		Carvão	0,58	0,59	0,60	0,61	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67	0,69
		Gás Natural	2,21	2,26	2,30	2,35	2,40	2,44	2,49	2,54	2,58	2,63
		Total	3,08	3,13	3,19	3,25	3,31	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61
	Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
		Carvão	0,57	0,57	0,57	0,58	0,58	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59
		Gás Natural	2,18	2,18	2,19	2,21	2,22	2,23	2,24	2,25	2,26	2,27
		Total	3,05	3,03	3,05	3,07	3,09	3,10	3,11	3,13	3,14	3,15
ApoioEE Mínimo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,57	0,56	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	
	Gás Natural	2,18	2,16	2,17	2,18	2,18	2,19	2,19	2,19	2,20	2,20	
	Total	3,04	3,01	3,03	3,04	3,04	3,04	3,05	3,05	3,06	3,06	
ApoioEE Moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,57	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	
	Gás Natural	2,17	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,14	2,14	2,14	2,14	
	Total	3,03	3,00	3,00	3,00	3,00	2,99	2,99	2,99	2,98	2,98	
ApoioEE Máximo	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,56	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,54	0,54	0,54	0,54	
	Gás Natural	2,16	2,13	2,12	2,11	2,10	2,09	2,08	2,07	2,07	2,06	
	Total	3,01	2,98	2,97	2,95	2,94	2,93	2,91	2,90	2,89	2,88	
PreçoFalso Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,57	0,58	0,58	0,59	0,59	0,60	0,61	0,61	0,62	0,62	
	Gás Natural	2,19	2,23	2,23	2,25	2,28	2,30	2,32	2,34	2,36	2,38	
	Total	3,05	3,10	3,10	3,13	3,16	3,19	3,21	3,24	3,27	3,29	
Solar Sem ApoioEE	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,56	0,56	0,55	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	
	Gás Natural	2,16	2,13	2,11	2,09	2,07	2,04	2,01	1,97	1,93	1,89	
	Total	3,01	2,97	2,95	2,93	2,89	2,86	2,82	2,77	2,73	2,67	
Solar ApoioEE moderado	Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Hídrica	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	
	Carvão	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,47	0,46	
	Gás Natural	2,14	2,10	2,07	2,04	2,00	1,95	1,91	1,86	1,82	1,76	
	Total	2,99	2,94	2,90	2,85	2,80	2,75	2,70	2,64	2,58	2,51	

Quadro A.7.25- Custo total de produção e entrega de electricidade

Custo total da electricidade (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BAU	3,09	3,14	3,20	3,26	3,32	3,38	3,44	3,49	3,55	3,61
Sem ApoioEE	3,06	3,04	3,06	3,08	3,10	3,11	3,12	3,14	3,15	3,16
ApoioEE Mínimo	3,36	3,34	3,36	3,38	3,39	3,40	3,41	3,42	3,43	3,44
ApoioEE Moderado	3,68	3,66	3,68	3,69	3,70	3,71	3,72	3,73	3,74	3,75
ApoioEE Máximo	4,09	4,07	4,07	4,07	4,08	4,09	4,09	4,10	4,11	4,12
Preço falso Sem ApoioEE	7,34	7,51	7,63	7,78	7,93	8,09	8,25	8,42	8,58	8,75
Solar Sem ApoioEE	3,02	2,98	2,96	2,94	2,90	2,87	2,83	2,78	2,73	2,68
Solar ApoioEE moderado	3,01	2,95	2,92	2,87	2,82	2,77	2,71	2,66	2,60	2,53

Quadro A.7.26- Custo total da electricidade sem custos de Apoio

Custo total da electricidade sem custos de Apoio (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BAU	3,09	3,14	3,20	3,26	3,32	3,38	3,44	3,49	3,55	3,61
Sem ApoioEE	3,06	3,04	3,06	3,08	3,09	3,11	3,12	3,13	3,14	3,15
ApoioEE Mínimo	3,05	3,02	3,04	3,04	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
ApoioEE Moderado	3,04	3,01	3,01	3,00	3,00	2,99	2,99	2,98	2,97	2,97
ApoioEE Máximo	3,02	2,98	2,97	2,95	2,94	2,92	2,91	2,89	2,88	2,86
Preço falso Sem ApoioEE	3,06	3,12	3,12	3,15	3,19	3,22	3,25	3,29	3,32	3,35
Solar Sem ApoioEE	3,02	2,98	2,96	2,93	2,90	2,86	2,82	2,78	2,73	2,68
Solar ApoioEE moderado	3,05	3,09	3,07	3,07	3,08	3,08	3,09	3,08	3,08	3,07

Quadro A.7.27- Custo total ao contribuinte

	Custo total ao contribuinte (M€)	Ano										
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário	BAU	8,38	8,65	8,92	9,20	9,50	9,80	10,11	10,42	10,75	11,09	8,38
	Sem ApoioEE	8,55	8,73	8,90	9,05	9,19	9,34	9,48	9,62	9,76	9,91	8,55
	ApoioEE Mínimo	8,53	8,64	8,72	8,83	8,94	9,06	9,17	9,29	9,40	9,52	8,53
	ApoioEE Moderado	8,51	8,59	8,66	8,75	8,83	8,92	9,01	9,10	9,19	9,29	8,51
	ApoioEE Máximo	8,49	8,47	8,56	8,61	8,67	8,72	8,78	8,85	8,92	8,99	8,49
	Preço falso Sem ApoioEE	7,34	7,51	7,63	7,78	7,93	8,09	8,25	8,42	8,58	8,75	7,34
	Solar Sem ApoioEE	8,68	8,76	8,80	8,81	8,80	8,77	8,74	8,69	8,62	8,55	8,68
	Solar ApoioEE moderado	8,72	8,69	8,71	8,66	8,61	8,54	8,46	8,37	8,27	8,16	8,72