

O SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL

CONTRIBUTO PARA DISCUSSÃO

- 31 de Março de 2011 -

Coordenação do Estudo:

Tiago Simões de Almeida (tiago.simoes.almeida@bancobpi.pt)
Bárbara Costa Pinto (barbara.costa.pinto@bancobpi.pt)

Equipa de Trabalho:

Luís Serzedelo de Almeida (luis.serzedelo.almeida@bancobpi.pt)
Luiza Nogueira de Brito (luisa.nogueira.brito@bancobpi.pt)
Teresa Oliveira Costa (teresa.oliveira.costa@bancobpi.pt)
Pedro Donato Fevereiro (pedro.donato.fevereiro@bancobpi.pt)
Francisco Andresen Herédia (francisco.andresen.heredia@bancobpi.pt)
Sandra Barbosa Pinho (sandra.barbosa.pinho@bancobpi.pt)
Inês Palha Santos (ines.palha.santos@bancobpi.pt)

Índice detalhado

| | |
|--|------------|
| CAPÍTULO 1 – BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL | 6 |
| 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 8 |
| 1.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL | 8 |
| 1.3 BALANÇO ENERGÉTICO EM PORTUGAL | 14 |
| 1.4 IMPACTO DA ENERGIA NA BALANÇA EXTERNA PORTUGUESA | 20 |
| CAPÍTULO 2 - ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL | 25 |
| 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 27 |
| 2.2 CADEIA DE VALOR | 28 |
| 2.3 PRODUÇÃO | 34 |
| 2.3.1 CUSTOS DE PRODUÇÃO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE | 35 |
| 2.3.2 POTÊNCIA INSTALADA | 62 |
| 2.3.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA | 64 |
| 2.3.4 REGIME ESPECIAL | 67 |
| 2.3.5 REGIME ORDINÁRIO | 76 |
| 2.4 TRANSPORTE | 91 |
| 2.5 DISTRIBUIÇÃO | 95 |
| 2.6 COMERCIALIZAÇÃO | 100 |
| 2.7 CONSUMO | 113 |
| 2.7.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR TIPO DE FONTE | 114 |
| 2.7.2 CONTRIBUTO DA PRE E DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS | 117 |
| 2.7.3 CONSUMO POR TIPO DE CONSUMIDOR | 118 |
| 2.8 MIBEL | 120 |
| 2.9 EVOLUÇÃO PREVISÍVEL DA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL..... | 135 |
| CAPÍTULO 3 - TARIFÁRIO E DÉFICE DO SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL | 138 |
| 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 140 |
| 3.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DAS TARIFAS ELÉCTRICAS | 141 |
| 3.3 TARIFAS ELÉCTRICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL | 145 |
| 3.3.1 ENQUADRAMENTO | 146 |
| 3.3.2 METODOLOGIA DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS | 147 |
| 3.3.3 DECOMPOSIÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS COM BASE NOS PROVEITOS PERMITIDOS . | 155 |
| 3.3.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS EM PORTUGAL CONTINENTAL | 161 |
| 3.4 EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL | 164 |

Índice detalhado (cont.)

| | |
|--|------------|
| CAPÍTULO 4 - ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NO SECTOR ELÉCTRICO | 171 |
| 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 173 |
| 4.2 BREVE DESCRIÇÃO DA ENE 2020 E DO PNAER | 174 |
| 4.3 ANÁLISE CRÍTICA DO PNAER | 184 |
| 4.3.1 VERIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS MÍNIMOS NECESSÁRIOS PARA SATISFAÇÃO DO CONSUMO EMPONTA..... | 184 |
| 4.3.2 ANÁLISE COMPARATIVA DO CUSTO GLOBAL DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE ATÉ 2020 EM TRÊS CENÁRIOS | 189 |
| CAPÍTULO 5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS | 205 |
| ANEXOS | 214 |
| ANEXO 1 – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL EM 2009 | 215 |
| ANEXO 2 – ENQUADRAMENTO LEGAL E SUA EVOLUÇÃO | 219 |
| ANEXO 3 – REPARTIÇÃO DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR TECNOLOGIA NOS TRÊS CENÁRIOS DESENVOLVIDOS..... | 259 |
| ANEXO 4 – GLOSSÁRIO | 261 |
| ANEXO 5 – PRINCIPAIS FONTES DE INFORMAÇÃO | 266 |

Conteúdo do Estudo

O presente documento foi elaborado pelo Banco BPI e tem como objectivo desenvolver um diagnóstico da actual situação do sector energético e, mais especificamente, do sector eléctrico nacional.

O Estudo está organizado em cinco capítulos:

- a) No primeiro capítulo, de enquadramento, desenvolve-se uma breve caracterização do sector energético nacional, com particular destaque para o grau de dependência e de eficiência energéticas e para o impacto das importações de energia na balança externa Portuguesa;
- b) No segundo capítulo apresenta-se a organização do sector eléctrico em Portugal Continental, em termos da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização);
- c) No terceiro capítulo analisa-se (i) o tarifário do sector eléctrico no que respeita, nomeadamente à comparação internacional de tarifas domésticas e industriais e à metodologia de fixação das tarifas, e (ii) a evolução do défice tarifário em Portugal Continental;
- d) No quarto capítulo, desenvolve-se uma análise dos investimentos previstos no sector eléctrico, nomeadamente no que respeita ao impacto económico-financeiro previsível;
- e) Por último, no quinto capítulo, sumarizam-se as principais conclusões do Estudo.

Tendo em consideração a natureza técnica de alguns dos termos utilizados no sector energético, e para facilidade de leitura do presente Estudo, salienta-se a inclusão de um glossário no anexo 4, com a definição dos principais conceitos utilizados.

CAPÍTULO 1

**BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR
ENERGÉTICO NACIONAL**

CONTEÚDO DO CAPÍTULO 1

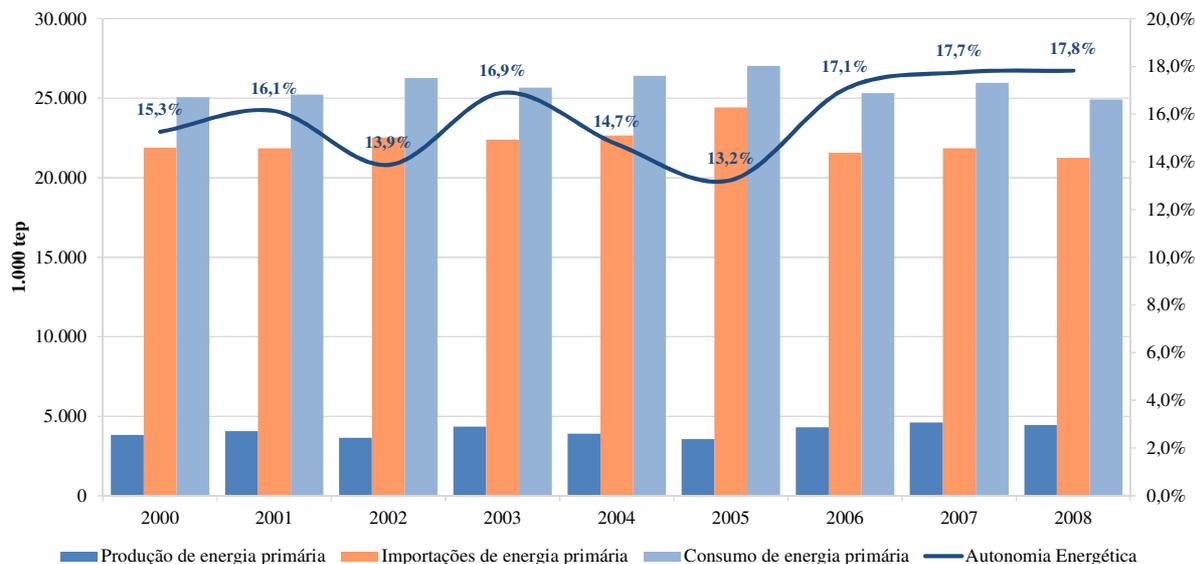
| | |
|---|-----------|
| 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 8 |
| 1.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL | 8 |
| 1.3 BALANÇO ENERGÉTICO EM PORTUGAL | 14 |
| 1.4 IMPACTO DA ENERGIA NA BALANÇA EXTERNA PORTUGUESA | 20 |

1.1 Considerações Iniciais

O presente capítulo tem como objectivo caracterizar, de forma sumária, o sector energético nacional. Para tal, analisam-se (i) o grau de dependência do país na obtenção da energia de que necessita e a eficiência com que os recursos energéticos disponíveis são utilizados (sempre que relevante por comparação com os restantes países da União Europeia, tendo por base os dados do Eurostat), (ii) o balanço energético nacional elaborado pela Direcção Geral de Energia e Geologia e (iii) o impacto da energia na balança externa Portuguesa.

1.2 Comparação Internacional – autonomia energética

A **energia primária** é a energia como encontrada na natureza, podendo ser de origem fóssil (carvão, petróleo, gás), renovável (biomassa, eólica, solar, hidráulica, geotérmica) ou nuclear. É com base neste indicador que se mede o rácio de **autonomia energética** (dado pelo quociente entre a produção e o consumo de energia primária), cuja evolução entre 2000 e 2008, considerando as estatísticas do Eurostat, se apresenta no gráfico seguinte:

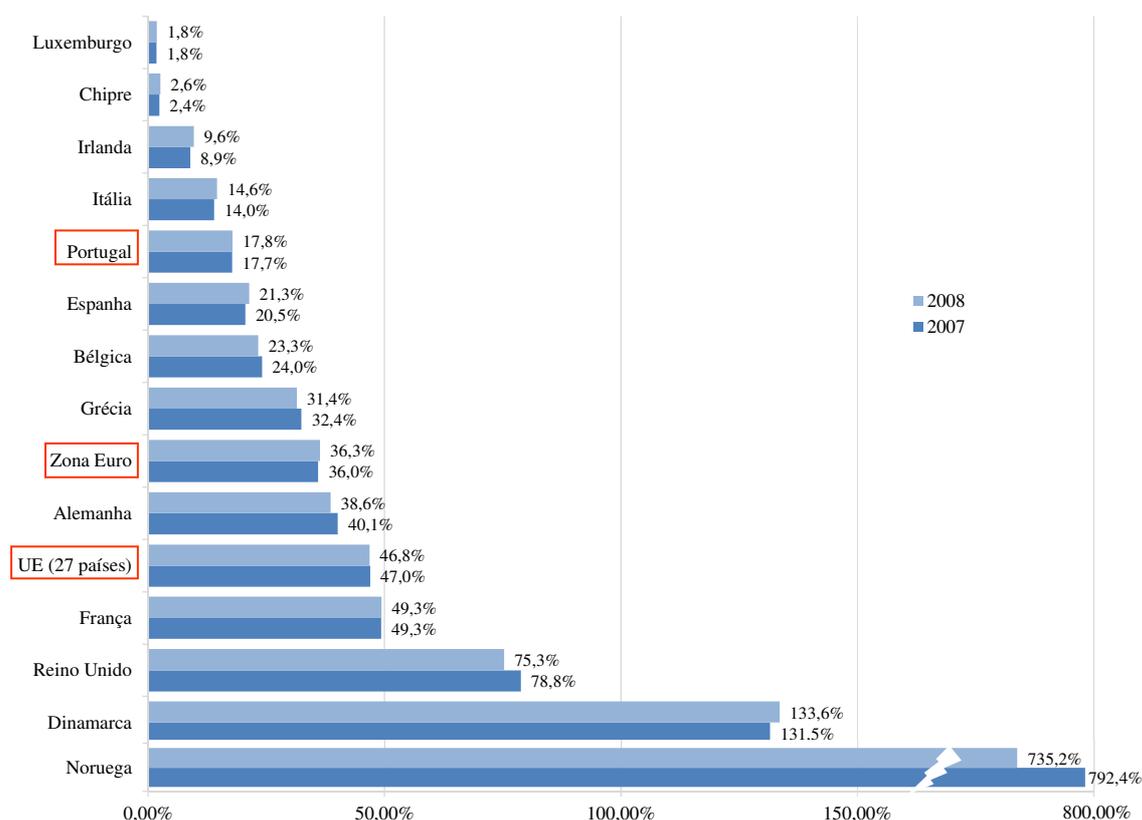


Fonte: Eurostat, Autonomia Energética determinada pelo BPI considerando produção energia primária/ consumo energia primária

Ao longo do período em análise (2000-2008), a autonomia energética de Portugal registou um valor médio de 15,9%, cabendo às importações um peso médio de 86,4% no total do consumo de energia primária. No entanto, é importante referir que a partir de 2006 o rácio apresentou uma evolução para valores situados num intervalo entre 17% e 18%.

1.2 Comparação Internacional – autonomia energética (cont.)

Portugal é o 5.º país da União Europeia com menor autonomia energética, ficando, conforme apresentado no gráfico seguinte, apenas à frente do Luxemburgo, do Chipre, da Irlanda e de Itália:

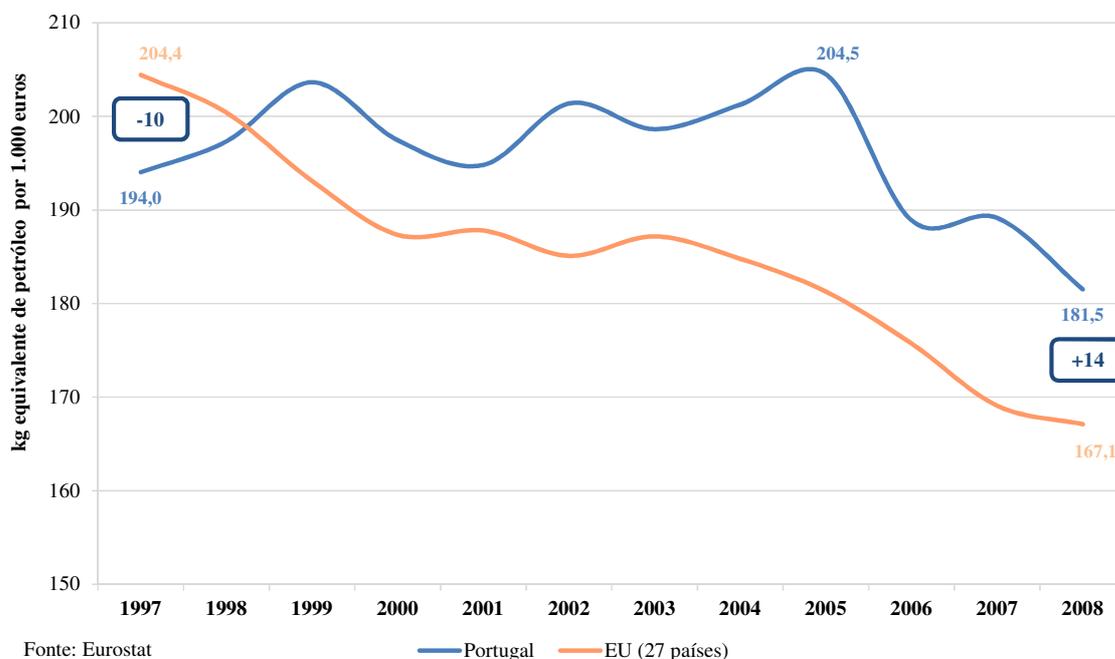


Fonte: Autonomia Energética determinada pelo BPI considerando produção energia primária/ consumo energia primária, de acordo com dados disponibilizados pelo Eurostat

Conclui-se que o rácio de autonomia energética português representa cerca de 49% da média da zona euro e de 38% da média da Europa dos 27, sendo objectivo do Governo Português, definido na Estratégia Nacional de Energia 2020 (ver ponto 4.2), atingir naquele ano um rácio de autonomia energética de 26%.

1.2 Comparação Internacional – intensidade energética

O gráfico seguinte compara a **intensidade energética** (mede o consumo de **energia primária** por unidade de PIB, permitindo avaliar a eficiência com que os recursos energéticos de um país são utilizados) em Portugal com a média da Europa dos 27:



Em termos de tendência global, Portugal tem vindo a aumentar a eficiência da utilização dos seus recursos energéticos. Refira-se, no entanto, que se verificou uma divergência face ao valor obtido em média na Europa dos 27. Com efeito, apesar de Portugal em 1997 partir de uma posição mais favorável do que a média dos 27 (-10 pontos) iniciou, em 1999, uma evolução desfavorável até 2005 (indicador de 204,5), ano a partir do qual se verificou, até 2008, uma redução consistente do indicador. Não obstante, em 2008 a diferença entre o índice português e o índice médio europeu atingia ainda 14 pontos.

1.2 Comparação Internacional – intensidade energética (cont.)

A tabela seguinte apresenta o indicador de intensidade energética verificado em 2008 em cada um dos países que compõem a Europa dos 27:

| # | País | Indicador | # | País | Indicador |
|----|---------------|-----------|----|-----------------|-----------|
| 1 | Dinamarca | 103,13 | 15 | Bélgica | 199,82 |
| 2 | Irlanda | 106,52 | 16 | Chipre | 213,39 |
| 3 | Reino Unido | 113,66 | 17 | Finlândia | 217,79 |
| 4 | Áustria | 138,06 | 18 | Eslovénia | 257,54 |
| 5 | Itália | 142,59 | 19 | Letónia | 308,74 |
| 6 | Alemanha | 151,12 | 20 | Polónia | 383,54 |
| 7 | Suécia | 152,08 | 21 | Hungria | 401,35 |
| 8 | Luxemburgo | 154,61 | 22 | Lituânia | 417,54 |
| 9 | França | 166,74 | 23 | Eslováquia | 519,68 |
| 10 | Grécia | 169,95 | 24 | República Checa | 525,3 |
| 11 | Países Baixos | 171,58 | 25 | Estónia | 570,51 |
| 12 | Espanha | 176,44 | 26 | Roménia | 614,57 |
| 13 | Portugal | 181,53 | 27 | Bulgária | 944,16 |
| 14 | Malta | 194,88 | | | |

Fonte: Eurostat

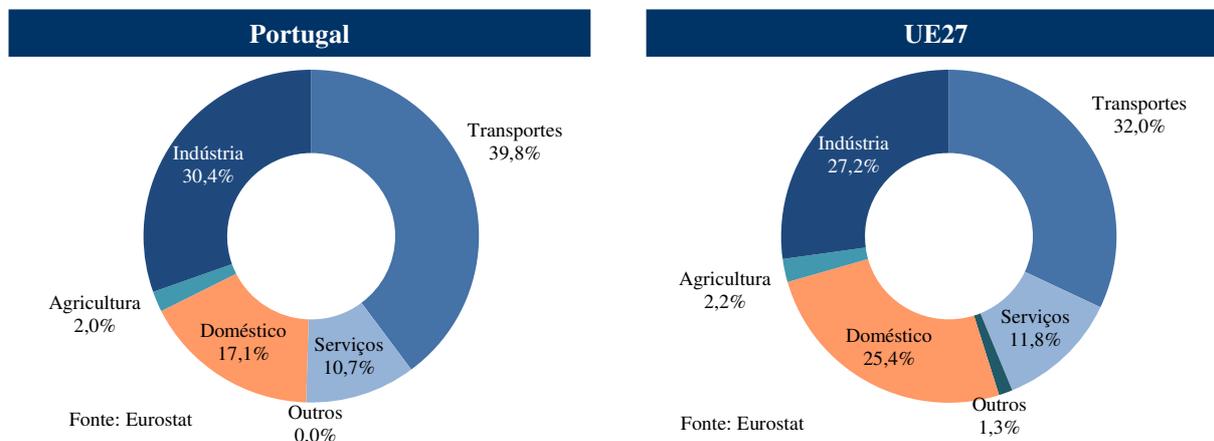
Conforme se pode verificar, Portugal ocupa a 13.^a posição, pertencendo o melhor indicador à Dinamarca (103,13) e o pior à Bulgária (944,16). Refira-se, ainda, que o país europeu com melhor indicador é a Suíça, que registou um índice de 88,54 em 2008 (48% do índice português). Por último, é importante salientar que existe um objectivo europeu de redução da intensidade energética até 2020.

1.2 Comparação Internacional – energia final

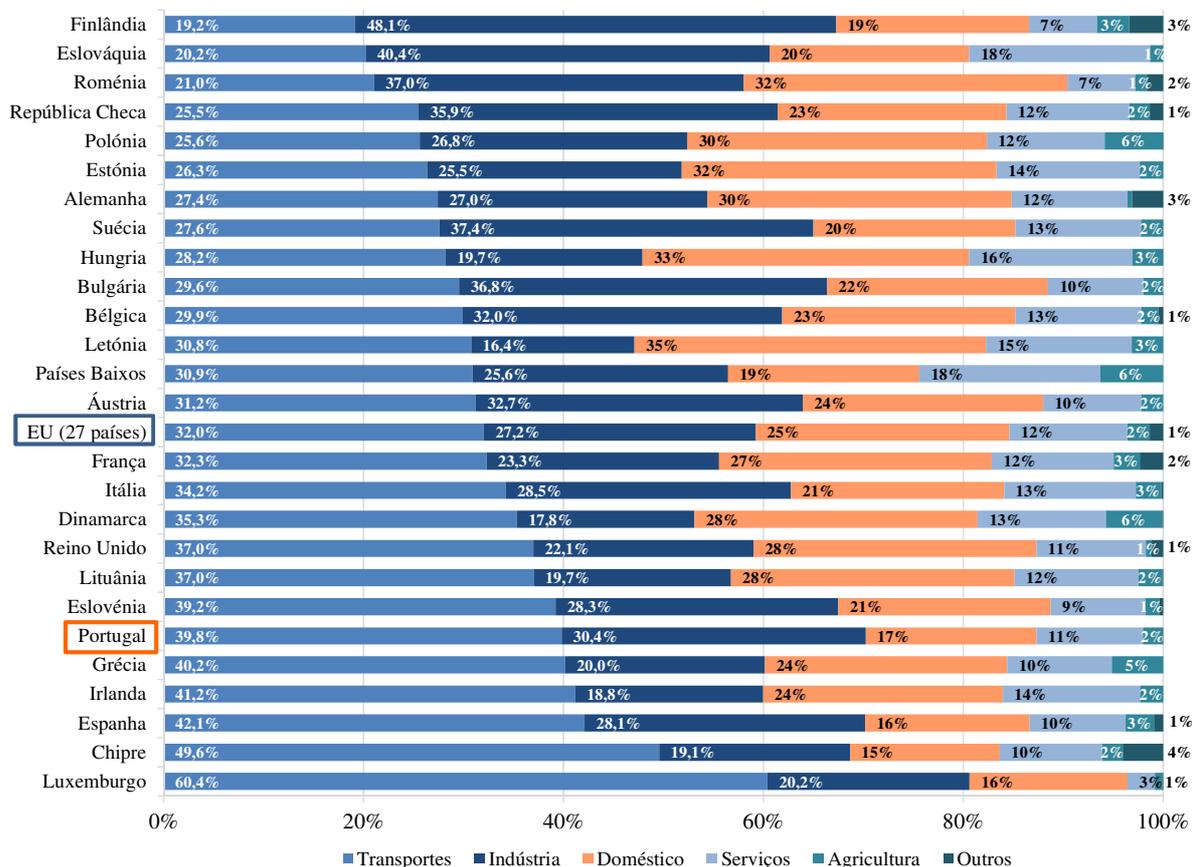
Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da **repartição por sectores do consumo de energia final** em Portugal e nos países que integram a Europa dos 27 (energia final consumida nos sectores dos transportes, indústria, comércio, agricultura, público e doméstico, excluindo o abastecimento para o sector da transformação de energias e para as próprias indústrias energéticas), de acordo com dados disponibilizados pelo Eurostat:

1.2 Comparação Internacional – energia final (cont.)

Repartição percentual do consumo de energia final em Portugal e na UE 27 (2008)

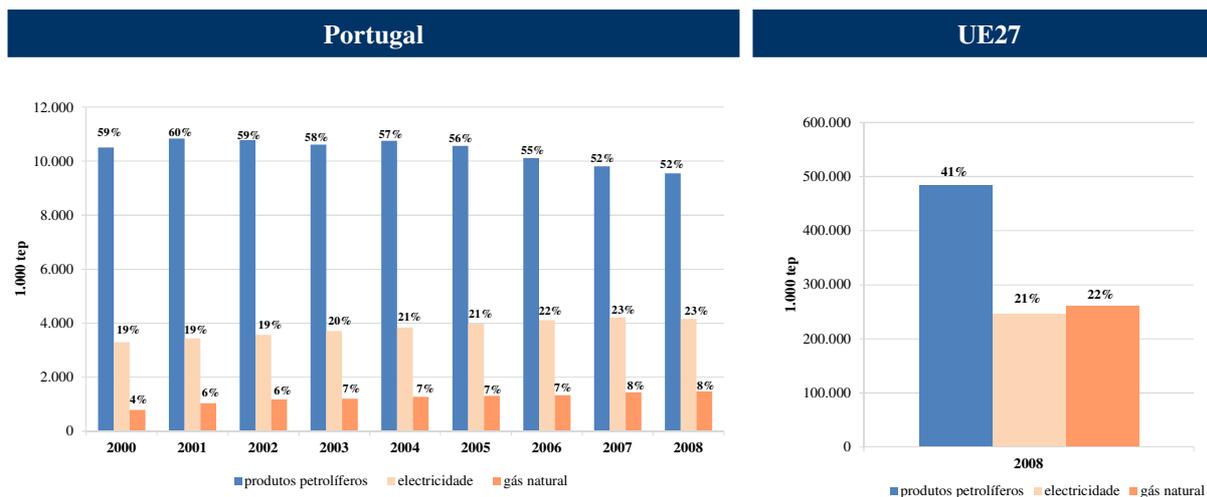


O sector dos transportes apresenta o peso relativo mais elevado no consumo de energia final tanto em Portugal como em termos médios nos 27 países da União Europeia. Em termos comparativos, verifica-se que em Portugal os sectores dos transportes e da indústria apresentam uma importância relativa maior do que na Europa dos 27 (70,2% face a 59,2%), assumindo os demais um peso inferior. Portugal é o 6.º país da União Europeia com maior peso do sector dos transportes, a seguir ao Luxemburgo, Chipre, Espanha, Irlanda e Grécia, conforme se pode verificar no gráfico seguinte que apresenta a repartição do consumo de energia final em 2008 por país (fonte: Eurostat):



1.2 Comparação Internacional – energia final (cont.)

Por outro lado, ainda de acordo com as estatísticas do Eurostat, o **consumo de energia final** nos três produtos mais importantes (produtos petrolíferos, electricidade e gás natural) apresentou a seguinte evolução em Portugal, desde 2000, e registou a seguinte importância no conjunto dos 27 países da União Europeia em 2008:



Fonte: Eurostat

Nota 1: tep = toneladas equivalentes de petróleo

Nota 2: Os valores percentuais apresentados nos gráficos correspondem ao peso do consumo de cada produto no consumo de energia final total desse ano. O somatório dos pesos percentuais não atinge 100%, porque o Eurostat não fornece dados que permitam explicar a totalidade do consumo. Não obstante, os elementos apresentados permitem conhecer, de forma aproximada, a importância relativa dos principais produtos energéticos consumidos em Portugal face ao conjunto dos 27 países da União Europeia.

Entre 2000 e 2008, o consumo de energia final em Portugal foi caracterizado pela redução do peso dos produtos petrolíferos (de 59% para 52% do consumo total) e pelo incremento da importância da electricidade (de 19% para 23%) e do gás natural (de 4% para 8%). Em 2008, Portugal apresentava, comparativamente com os 27 países da União Europeia, uma maior importância dos produtos petrolíferos (+11 pontos percentuais) e da electricidade (+2 p.p.) e um menor peso do gás natural (-14 p.p.).

1.3 Balanço Energético em Portugal

Para uma caracterização mais detalhada das quantidades de energia produzidas, importadas e consumidas em Portugal, analisam-se neste ponto do presente capítulo os dados constantes do balanço energético nacional elaborado pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para o período de 2000 a 2009 (o Anexo 1 ao Estudo contém um maior detalhe do Balanço Energético Nacional de 2009). Realça-se que não existe uma total coincidência de valores entre os balanços energéticos da DGEG e as estatísticas de energia publicadas pelo Eurostat utilizadas na comparação internacional desenvolvida no ponto anterior, com um consumo de energia final superior no caso da DGEG em cerca de 3% em termos médios entre 2000 e 2008. Note-se, ainda, que os dados relativos ao balanço energético da DGEG para o ano de 2009 são provisórios.

O balanço energético nacional por grandes rubricas apresentou a seguinte evolução desde o ano 2000:

| Balanço Energético Nacional de 2000 a 2009 (DGEG) | | | | | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| (valores em 1.000 tep) | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009P |
| (A) Importações | 24.251 | 23.894 | 24.570 | 24.756 | 25.224 | 27.462 | 26.274 | 24.631 | 24.023 | 23.060 |
| (B) Produção doméstica | 3.728 | 3.956 | 3.511 | 4.236 | 3.785 | 3.473 | 4.228 | 4.389 | 4.373 | 4.873 |
| (C) Variação de stocks | 5 | 219 | -646 | 494 | -552 | 395 | -45 | -162 | 97 | 143 |
| (D) Saídas ⁽¹⁾ | 2.649 | 2.387 | 2.393 | 2.761 | 3.116 | 3.494 | 4.641 | 3.812 | 3.836 | 3.650 |
| (E) Consumo total de energia primária (E=A+B-C-D) | 25.325 | 25.244 | 26.334 | 25.737 | 26.445 | 27.047 | 25.906 | 25.370 | 24.462 | 24.139 |
| (F) Abastecimento, consumo próprio e perdas do sector energético ⁽²⁾ | 7.141 | 6.504 | 7.336 | 6.671 | 6.973 | 7.570 | 6.808 | 6.675 | 5.919 | 6.041 |
| (G) Consumo total de energia final (G=E-F) | 18.183 | 18.741 | 18.998 | 19.066 | 19.473 | 19.477 | 19.099 | 18.695 | 18.543 | 18.098 |
| <i>peso % das importações líquidas⁽³⁾ no consumo de energia primária</i> | 85,3% | 85,2% | 84,2% | 85,5% | 83,6% | 88,6% | 83,5% | 82,1% | 82,5% | 80,4% |
| <i>peso % da produção doméstica no consumo de energia primária</i> | 14,7% | 15,7% | 13,3% | 16,5% | 14,3% | 12,8% | 16,3% | 17,3% | 17,9% | 20,2% |

Fonte: DGEG

Nota (1): Nas saídas incluem-se as exportações de energia e o abastecimento de barcos e de aviões estrangeiros.

Nota (2): Inclui as matérias-primas utilizadas para a produção de novas formas de energia, o consumo próprio do sector energético, as perdas de transporte, distribuição e refinação e a bombagem hidroeléctrica.

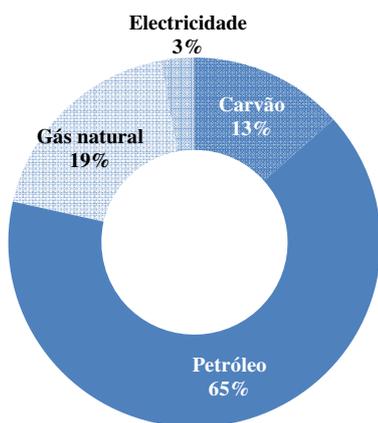
Nota (3): As importações líquidas correspondem às importações deduzidas das saídas.

Em termos médios, ao longo do período analisado, as importações líquidas de energia (importações deduzidas das saídas) representaram 84% do consumo total em Portugal e a produção doméstica apenas cerca de 16%. Apesar de a produção doméstica de energia primária ter aumentado cerca de 30% nos últimos nove anos, ao que corresponde uma taxa média de crescimento anual de 3%, verifica-se que a produção doméstica continua a representar apenas cerca de 20% do consumo total de energia primária em Portugal.

1.3 Balanço Energético em Portugal (cont.)

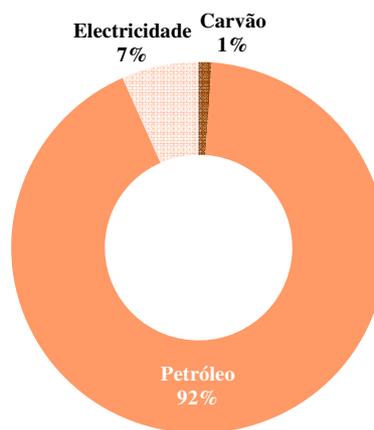
Nos gráficos seguintes analisa-se a decomposição das importações, das exportações e da produção doméstica em Portugal no ano de 2009, conforme consta do balanço energético da DGEG para esse ano:

Importações de energia (2009)



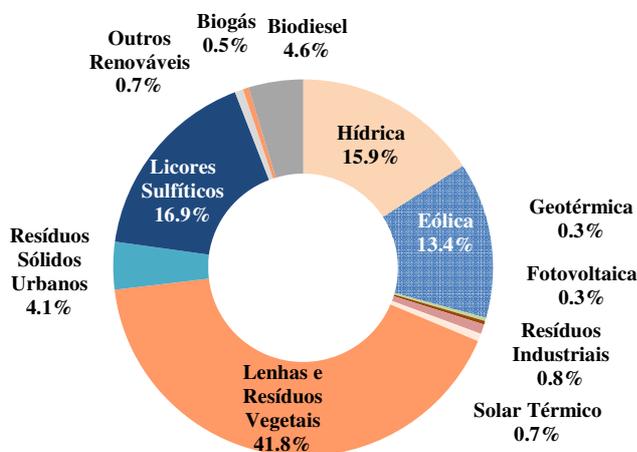
Importações Totais = 23.060 mil tep

Exportações de energia (2009)



Exportações Totais = 3.650 mil tep

Produção doméstica de energia primária (2009)



Produção Doméstica Total = 4.873 mil tep

O petróleo e derivados representaram em 2009 cerca de 65% das importações de energia em toneladas equivalentes de petróleo, seguindo-se o gás natural com 19%, o carvão com 13% e, por último, a electricidade com 3% do total. As exportações de energia repartiram-se entre produtos petrolíferos com 92% do total (dos quais, essencialmente, 31% fuelóleo, 26% gasolinas, 17% *jet fuel* e 11% nafta), seguidos de electricidade com 7% e carvão com um peso residual de 1%. No que respeita à produção doméstica de energia primária, destacam-se as lenhas e resíduos vegetais com cerca de 42% do total, seguida dos licores sulfíticos (subproduto da indústria de fabricação de papel) com 17%, da energia hídrica (16%) e da energia eólica (13%).

1.3 Balanço Energético em Portugal (cont.)

De acordo com os dados da DGEG, apresenta-se na tabela seguinte a evolução da **repartição da produção de energia primária** em Portugal para o período 2000-2009:

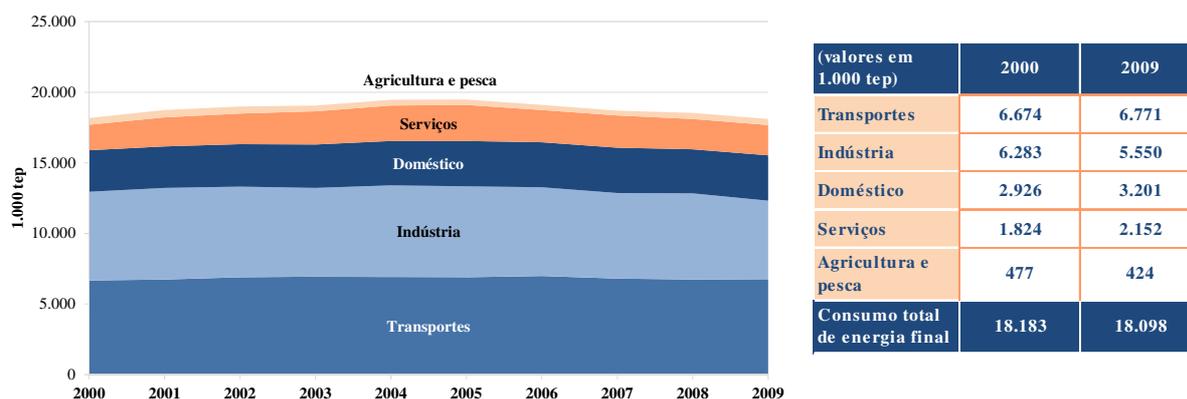
| (valores em 1.000 tep) | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Petróleo | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gás Natural | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lenhas e Resíduos Vegetais | 1.780 | 1.785 | 1.801 | 1.841 | 1.913 | 1.919 | 1.942 | 1.996 | 1.986 | 2.035 |
| Hídrica | 1.007 | 1.236 | 710 | 1.381 | 873 | 440 | 986 | 899 | 627 | 775 |
| Licores Sulfíticos | 744 | 728 | 777 | 773 | 731 | 738 | 760 | 760 | 789 | 825 |
| Eólica, Geotérmica e Fotovoltaica ⁽¹⁾ | 21 | 31 | 40 | 51 | 78 | 159 | 259 | 367 | 515 | 681 |
| Solar Térmica | - | - | - | - | - | - | - | - | 25 | 32 |
| Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) | 174 | 175 | 182 | 189 | 189 | 207 | 201 | 188 | 183 | 198 |
| Biodiesel | - | - | - | - | - | - | 70 | 162 | 149 | 226 |
| Biogás | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 11 | 10 | 16 | 23 | 25 |
| Resíduos Industriais | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 41 | 40 |
| Outros | - | - | - | - | - | - | - | - | 35 | 35 |
| Total | 3.728 | 3.956 | 3.511 | 4.236 | 3.785 | 3.473 | 4.228 | 4.389 | 4.373 | 4.873 |

Nota (1): Apenas no ano de 2009 é fornecida a repartição desta rubrica entre eólica com 651 tep, fotovoltaica com 14 tep e geotérmica com 16 tep

Portugal produziu, ao longo do período analisado, energia primária essencialmente de fontes renováveis, destacando-se as lenhas e resíduos vegetais, os licores sulfíticos (subproduto da indústria de fabricação de papel), a hídrica e a eólica com um peso conjunto de 88% da produção total de energia primária em 2009. Neste contexto, por forma a atingir em 2020 um rácio de autonomia energética de 26% será necessário recorrer ao incremento da exploração das fontes renováveis de energia ou avaliar a possibilidade de serem exploradas as jazidas de urânio existentes em Portugal, matéria-prima utilizada, a par do tório, na produção de energia nuclear.

1.3 Balanço Energético em Portugal (cont.)

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução da **repartição por sectores do consumo de energia final** em Portugal (energia final consumida nos sectores dos transportes, indústria, doméstico, serviços e agricultura e pescas), de acordo com os dados constantes dos balanços energéticos da DGE:



Fonte: DGE

Nota: A categoria "Indústria" inclui as indústrias extractivas, as indústrias transformadoras e a construção e obras públicas.

Da análise da repartição por sectores do consumo de energia final em Portugal conclui-se que:

- O sector dos **transportes** representa a maior fatia do consumo, com um peso médio de 36% do consumo total de energia final e um crescimento global de 1,5% no período analisado;
- O sector **industrial** é o segundo maior consumidor de energia, com um peso que atingiu 31% em 2009 e uma diminuição associada de 11,7% toneladas equivalentes de petróleo entre 2000 e 2009;
- O sector **doméstico** atingiu 18% do consumo final total em 2009 com um crescimento associado de 9,4% desde o ano 2000;
- O sector dos **serviços** apresentou um peso relativo de 12% em 2009 e registou o maior crescimento do consumo energético final, de 18% entre 2000 e 2009;
- Por último, os sectores da **agricultura e pescas** apresentaram um peso estabilizado em torno de 2% com uma redução do consumo de energia em valor absoluto desde 2000 de 11%.

Neste contexto, quaisquer esforços para conter o consumo de energia em Portugal, em consonância com os compromissos assumidos por Portugal, terão maior impacto se dirigidos aos sectores dos transportes e da indústria, responsáveis, no seu conjunto, por 68% do consumo de energia final verificado em Portugal no ano de 2009.

1.3 Balanço Energético em Portugal (cont.)

Os gráficos seguintes apresentam a desagregação do consumo gerado pelos sectores dos transportes e da indústria em 2009:

Consumo de Energia pelo Sector dos Transportes (2009)

| | (1.000 tep) | % Transportes | % Consumo total |
|---------------------------------|---------------|---------------|-----------------|
| Aviação | 347 | 5 % | 2 % |
| Transportes Marítimos | 189 | 3 % | 1 % |
| Caminho de Ferro | 70 | 1 % | 0 % |
| Rodoviários | 6.165 | 91 % | 34 % |
| Total Sector Transportes | 6.771 | 100 % | 37 % |
| Consumo Total | 18.098 | - | 100 % |

Fonte: DGEG

Consumo de Energia pelo Sector Industrial (2009)

| | (1.000 tep) | % Indústria | % Consumo total |
|--------------------------------|---------------|--------------|-----------------|
| Papel e Artigos de Papel | 1.048 | 19 % | 6 % |
| Cerâmicas | 684 | 12 % | 4 % |
| Construção e Obras Públicas | 657 | 12 % | 4 % |
| Cimento | 645 | 12 % | 4 % |
| Químicas e Plásticos | 607 | 11 % | 3 % |
| Alimentação, bebidas e tabaco | 526 | 9 % | 3 % |
| Têxteis | 305 | 5 % | 2 % |
| Outras Ind. Transf. | 236 | 4 % | 1 % |
| Vidro e Artigos de Vidro | 229 | 4 % | 1 % |
| Metálo-electro-mecânicas | 224 | 4 % | 1 % |
| Indústrias Extractivas | 153 | 3 % | 1 % |
| Siderurgia | 122 | 2 % | 1 % |
| Madeira e Artigos de Madeira | 115 | 2 % | 1 % |
| Total Sector Industrial | 5.550 | 100 % | 31 % |
| Consumo Total | 18.098 | - | 100 % |

Fonte: DGEG

A análise da desagregação do consumo gerado pelos sectores dos transportes e da indústria em 2009, permite concluir que:

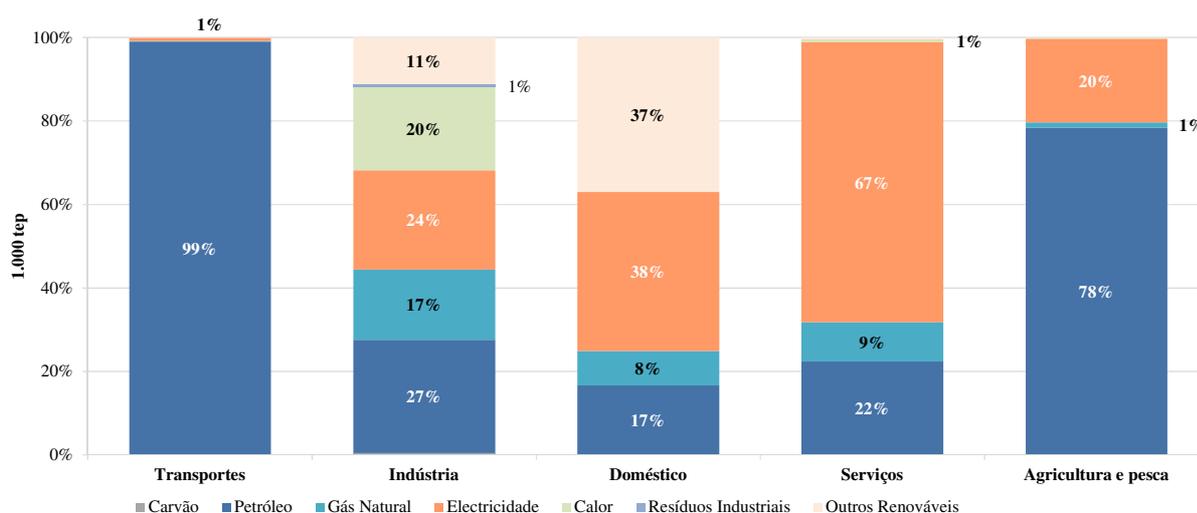
- O sector rodoviário foi responsável por 91% do consumo energético gerado pelo sector dos transportes e por 34% do consumo total de energia, ou seja, apresentou uma importância individual superior ao peso agregado do sector industrial (indústria extractiva, transformadora e construção e obras públicas).
- O sector industrial caracteriza-se por uma repartição de consumos por inúmeras indústrias, destacando-se a indústria de “papel e artigos de papel” a ocupar a posição cimeira com um peso de 19% no consumo industrial e de 6% no consumo energético total. Não obstante, destaca-se o facto de os resíduos da indústria de pasta de papel serem utilizados, em centrais de biomassa, para produção de electricidade.

1.3 Balanço Energético em Portugal (cont.)

Por último, apresenta-se de seguida, para o ano de 2009, a desagregação do consumo de cada um dos sectores consumidores de energia final, por produto:

| 2009 (1.000 tep) | Transportes | Indústria | Doméstico | Serviços | Agricultura e pesca | Total | peso % no consumo total de energia final |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------------|---------------|--|
| Carvão | 0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 22 | 0,1% |
| Petróleo | 6.703 | 1.508 | 531 | 481 | 332 | 9.555 | 52,8% |
| Gás Natural | 12 | 933 | 265 | 204 | 6 | 1.420 | 7,8% |
| Electricidade | 51 | 1.322 | 1.220 | 1.445 | 85 | 4.123 | 22,8% |
| Calor | 0 | 1.107 | 0 | 15 | 1 | 1.123 | 6,2% |
| Resíduos Industriais | 0 | 39 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0,2% |
| Outros Renováveis | 4 | 619 | 1.185 | 8 | 0 | 1.816 | 10,0% |
| Total | 6.771 | 5.550 | 3.201 | 2.152 | 424 | 18.098 | 100,0% |

Nota: A rubrica de “Outros Renováveis” corresponde, essencialmente, a lenhas e resíduos vegetais (95,5%), 66,5% das quais consumidas pelo sector doméstico.



Fonte: DGEG

Conclui-se, assim, que o petróleo ocupa a primeira posição representando, de acordo com os dados da DGEG para o ano de 2009, cerca de 52,8% do consumo total de energia final em Portugal. O sector dos transportes é responsável por 70% do consumo de petróleo, seguindo-se a indústria com 16%, o sector doméstico com 6%, os serviços com 5% e, por último, a agricultura e pescas com 3% do consumo de petróleo em Portugal.

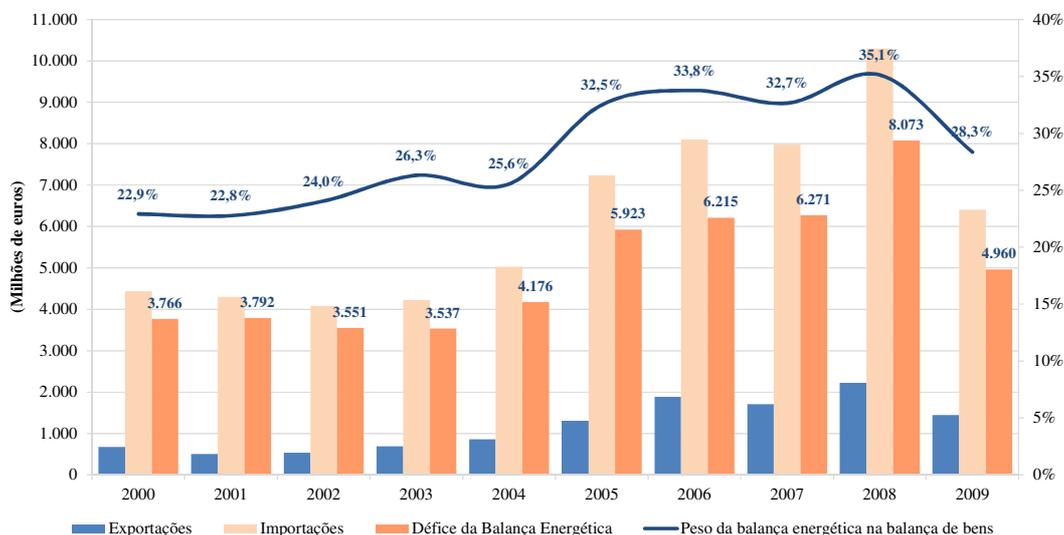
A electricidade é a segunda forma mais importante de consumo de energia final, com um peso, em 2009, de 22,8% do consumo total de energia final e a seguinte repartição por sectores económicos: o sector dos serviços consome 35% do total de electricidade, a indústria é responsável por 32%, o sector doméstico por 30% e os sectores da agricultura e pescas e dos transportes apresentam pesos residuais de 2% e de 1%, respectivamente.

1.4 Impacto da Energia na Balança Externa Portuguesa

Este ponto do Estudo tem como objectivo caracterizar, com base nos elementos recolhidos em publicações do Banco de Portugal e da DGEG, a importância desempenhada pelas importações de energia na balança externa portuguesa. Neste sentido desenvolvem-se as seguintes análises principais:

- Analisa-se a evolução histórica (2000-2009) do défice da balança energética e apresenta-se, com base nos dados disponíveis da DGEG, a decomposição das importações de energia em 2009 por produto importado (ex. carvão, petróleo, gás natural, electricidade) e por actividade consumidora (ex. produção de electricidade, cogeração-calor e consumo final directo pelos sectores económicos dos transportes, indústria, doméstico, serviços, agricultura e pesca). Realça-se que a repartição das importações de energia por actividade consumidora foi extrapolada pelo BPI, considerando (i) a repartição das importações em toneladas equivalentes de petróleo por produto e por actividade consumidora constante do balanço energético da DGEG de 2009, e (ii) a valorização das importações por produto apresentada pela DGEG no documento de Abril de 2010 denominado “A factura energética Portuguesa em 2009”.
- Apresenta-se, com base nos elementos constantes das publicações mais recentes disponíveis do Banco de Portugal, a evolução histórica e prevista das necessidades de financiamento externo da economia portuguesa e o contributo das importações de energia.

De acordo com os dados da DGEG, as **importações e exportações de energia e o défice da balança energética** registaram a seguinte evolução desde 2000:

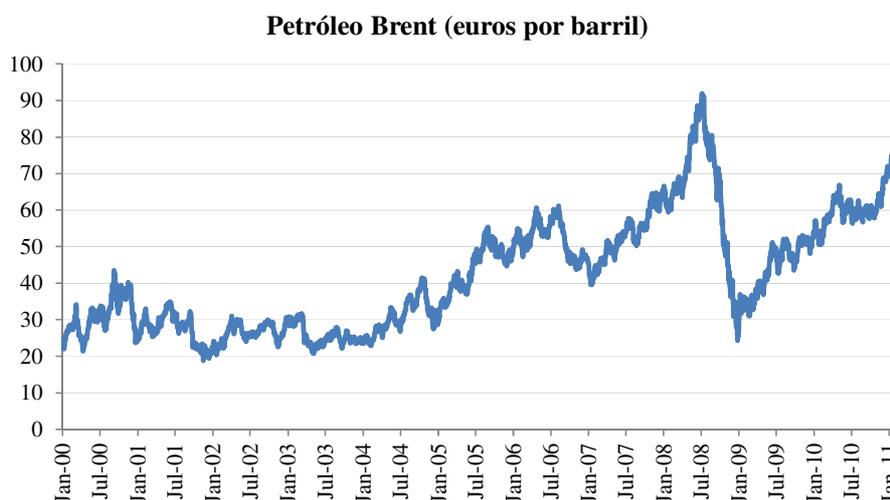


Fonte: DGEG

1.4 Impacto da Energia na Balança Externa Portuguesa (cont.)

O défice da balança energética manteve-se sensivelmente estabilizado entre 2000 e 2003, atingindo cerca de 3.660 milhões de euros em média neste período. A partir do ano 2003, o défice da balança energética iniciou uma trajectória de forte subida, aumentando 2,3 vezes até 2008, ano em que atingiu um máximo histórico de aproximadamente 8 mil milhões de euros. No ano seguinte verificou-se uma inversão desta tendência, com uma redução de 38,6% no défice da balança energética que se situou em cerca de 4.960 milhões de euros.

Verifica-se que a balança energética portuguesa apresenta uma significativa sensibilidade à evolução do preço do petróleo nos mercados internacionais, conforme se pode constatar no gráfico seguinte:

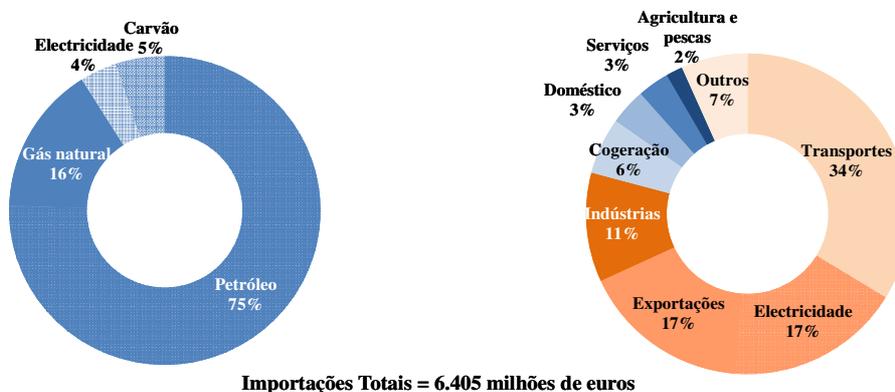


Nota: Transformação do preço em dólares para euros considerando a cotação diária historicamente verificada

- Entre 2000 e 2008, a cotação do petróleo *brent* (euros por barril) aumentou de forma sustentada (até atingir o pico de 91,95 euros em Julho de 2008), o que contribuiu para incrementos sucessivos do défice da balança energética conforme anteriormente demonstrado.
- Em 2008, a cotação média do petróleo foi de 65,49 euros, face a 52,90 euros no ano anterior (subida de 24%), o que contribuiu para a subida do défice energético registada nesse ano (+28,7% face a 2007).
- Em 2009, a cotação média do petróleo em euros por barril foi de 44,14 euros diminuindo em 33% face ao ano anterior e contribuindo para uma redução muito significativa do défice energético (-38,6% face a 2008).
- No ano de 2010, o preço médio do petróleo aumentou para 60,07 euros por barril, e entre 1 de Janeiro e 16 de Fevereiro de 2011 atingiu, em média, 72,7 euros por barril, o que faz antever uma subida do défice da balança energética nacional face ao registado em 2009.

1.4 Impacto da Energia na Balança Externa Portuguesa (cont.)

Os gráficos seguintes apresentam a **decomposição das importações de energia** em milhões de euros, por produto importado e por principal actividade consumidora, em 2009:



Em 2009, o petróleo representou 75% das importações nacionais de energia (65% do total de importações em toneladas equivalentes de petróleo), seguindo-se o gás natural com 16% do gasto com importações de energia (19% do total de tep), o carvão com 5% (13% do total de tep) e a electricidade com 4% (3% do total de tep).

No que respeita à desagregação das importações por principais actividades consumidoras da energia importada em 2009, conclui-se que:

- O sector dos transportes é o principal consumidor da energia importada, tanto em valor (34% do gasto total), como em quantidades (29% do total de tep);
- O sector eléctrico ocupa a segunda posição, tanto em valor (17% do gasto total com importações de energia), como em volume (25% do total de tep);
- Também as exportações, essencialmente de produtos petrolíferos, ocupam uma posição relevante, representando 17% do gasto em importações e 15% das toneladas equivalentes de petróleo importadas;
- Por último, seguem-se a indústria com 11% do gasto em importações de energia, a cogeração com 6% e os sectores doméstico e de serviços com um peso conjunto de 6%.

1.4 Impacto da Energia na Balança Externa Portuguesa (cont.)

Tendo em vista a caracterização das **necessidades de financiamento externo da economia**, apresenta-se, na tabela seguinte, o défice das balanças corrente e de capital em % do PIB desde 2000:

| Necessidades de Financiamento Externo da Economia: Balança Corrente e de Capital | | | | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| (saldos em % do PIB) | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010E |
| 1. Balança Corrente e de Capital | -8,9 | -9,0 | -6,6 | -4,2 | -6,1 | -8,3 | -9,2 | -8,9 | -11,1 | -9,4 | -8,9 |
| 1.1 Balança Corrente | -10,2 | -9,9 | -8,1 | -6,1 | -7,6 | -9,5 | -10,0 | -10,1 | -12,6 | -10,3 | -9,7 |
| 1.1.1 Bens | -12,9 | -12,0 | -10,4 | -9,1 | -10,3 | -11,0 | -10,8 | -11,4 | -13,4 | -10,4 | -10,6 |
| dos quais Energia | -3,1 | -2,9 | -2,6 | -2,6 | -2,9 | -4,0 | -4,0 | -3,7 | -4,7 | -2,9 | -3,4 |
| 1.1.2 Serviços | 1,8 | 2,2 | 2,5 | 2,6 | 2,8 | 2,6 | 3,2 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 4,0 |
| 1.1.3 Rendimentos | -2,1 | -3,0 | -2,3 | -1,7 | -2,1 | -2,6 | -4,1 | -4,2 | -4,5 | -4,7 | -4,4 |
| 1.1.4 Transferências Correntes | 3,0 | 2,9 | 2,2 | 2,1 | 2,0 | 1,5 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,4 |
| 1.2 Balança de Capital | 1,4 | 0,9 | 1,5 | 1,9 | 1,5 | 1,2 | 0,8 | 1,2 | 1,5 | 0,8 | 0,7 |

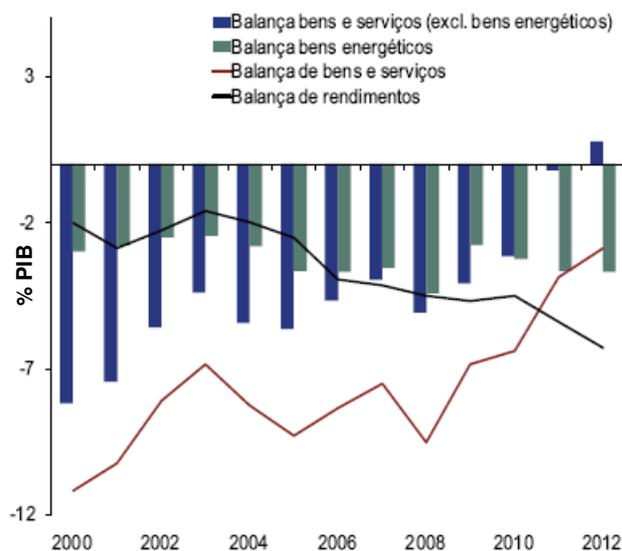
Fontes: Banco de Portugal e Gabinete de Estratégia e Estudos do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.

Verifica-se, de acordo com os elementos publicados pelo Banco de Portugal, que o saldo conjunto da balança corrente e de capital se situou, em 2009, em -9,4% do PIB, registando uma redução de 1,7 p.p. face ao ano anterior. Tal reflectiu uma redução do défice da balança corrente, de 12,6% para 10,3% do PIB que mais do que compensou a redução do excedente da balança de capitais, de 1,5% para 0,8%. Por seu lado, a redução do défice da balança corrente resultou de uma significativa diminuição do défice da balança de bens e serviços (com um contributo muito significativo da componente energética), tendo as balanças de transferências correntes e de rendimentos evoluído de forma desfavorável. Saliente-se, no entanto, que o défice da balança corrente e de capital de 9,4% do PIB em 2009, ainda que tenha melhorado face ao ano anterior, se manteve num nível superior ao défice registado em média entre 2000 e 2007, de 7,7% do PIB.

De acordo com as estimativas disponíveis para o ano de 2010, mantém-se a evolução favorável da balança corrente e de capital, que retoma o valor registado em 2007 (-8,9% do PIB), em resultado de evoluções favoráveis nas balanças de serviços, rendimentos e transferências correntes que mais do que compensam a evolução desfavorável da balança de bens e, em particular, da componente energética (agravamento de -2,9% do PIB em 2009 para -3,4% do PIB em 2010).

1.4 Impacto da Energia na Balança Externa Portuguesa (cont.)

O gráfico seguinte apresenta a decomposição da balança de bens e serviços em percentagem do PIB entre componente energética e não energética, para o período de 2000 a 2012 (Boletim Económico / Inverno de 2010 do Banco de Portugal):



Fontes: INE e Banco de Portugal.

Verifica-se que o défice da balança de bens energéticos em % do PIB tem vindo a oscilar entre um mínimo de cerca de 2,5% do PIB em 2003 e um máximo de cerca de 4,5% do PIB em 2008, ano em que o preço dos combustíveis nos mercados internacionais atingiu valores historicamente elevados. Em 2009, a evolução favorável do preço dos combustíveis nos mercados internacionais determinou um efeito positivo na balança de bens energéticos que contribuiu de forma importante para a evolução favorável registada na balança de bens e serviços.

Em termos previsionais, o Banco de Portugal refere no Boletim de Inverno 2010 o seguinte: *“Excluindo os bens energéticos, o saldo comercial com o exterior deverá passar de um défice de 3.2 por cento do PIB em 2010 para um ligeiro excedente (0.8 por cento) em 2012, facto inédito desde há 15 anos. Em virtude das elevadas dependência e intensidade energéticas, o défice da balança energética deverá manter-se acima de 3 por cento do PIB ao longo do horizonte de projecção.”*

Note-se que as projecções desenvolvidas pelo Banco de Portugal consideram preços de combustíveis em níveis inferiores às cotações actuais: *“o preço do barril de petróleo deverá aumentar gradualmente ao longo do horizonte de projecção atingindo valores médios próximos de 90 dólares (cerca de 69 euros) em 2011 e 2012, o que reflecte inter alia a recuperação da actividade económica mundial e o conseqüente aumento da procura de matérias-primas.”*

CAPÍTULO 2

**ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO
EM PORTUGAL CONTINENTAL**

CONTEÚDO DO CAPÍTULO 2

| | |
|--|------------|
| 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 27 |
| 2.2 CADEIA DE VALOR | 28 |
| 2.3 PRODUÇÃO | 34 |
| 2.4 TRANSPORTE | 91 |
| 2.5 DISTRIBUIÇÃO | 95 |
| 2.6 COMERCIALIZAÇÃO | 100 |
| 2.7 CONSUMO | 113 |
| 2.8 MIBEL | 120 |
| 2.9 EVOLUÇÃO PREVISÍVEL DA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL | 135 |

2.1 Considerações Iniciais

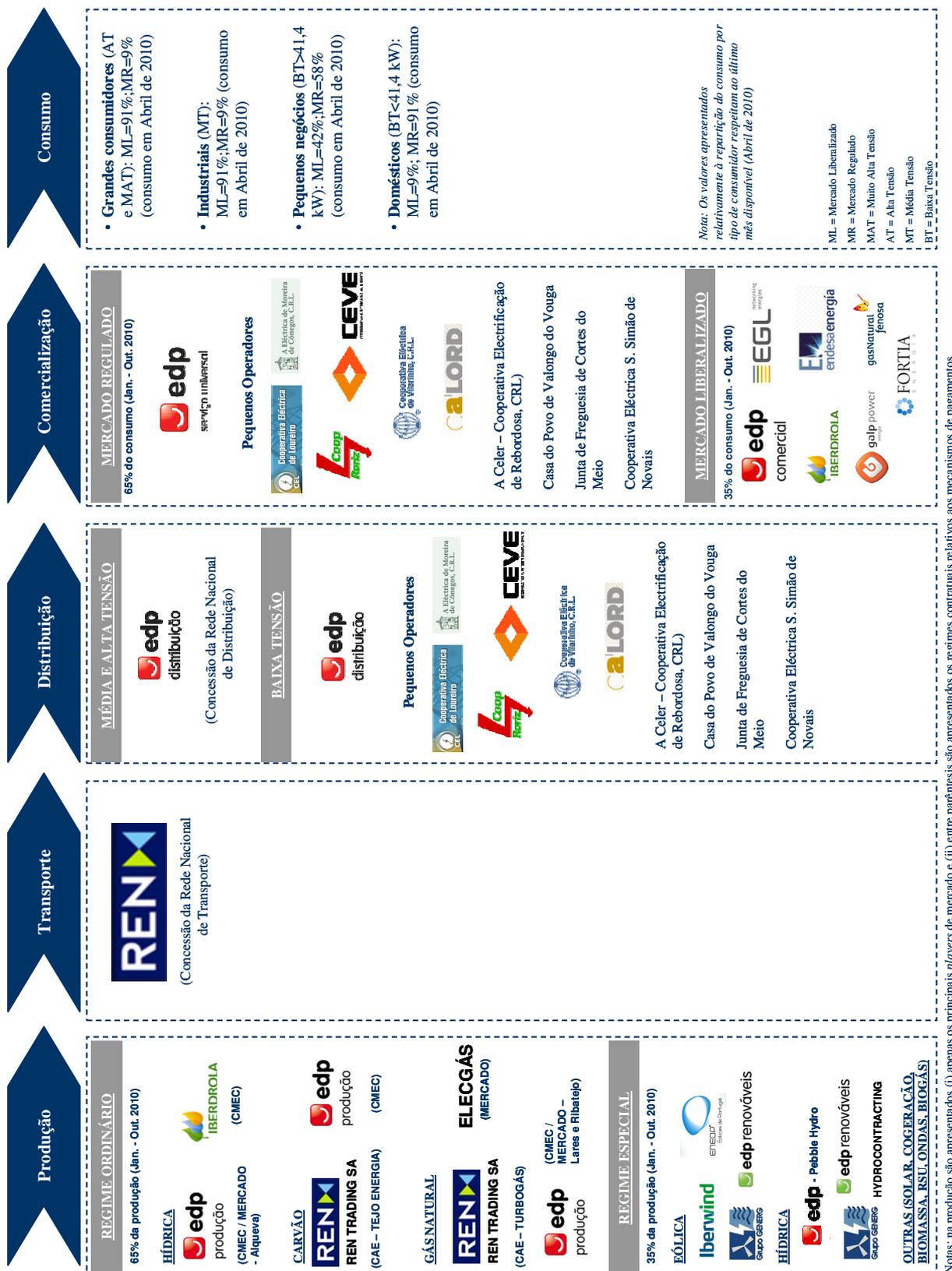
O presente capítulo tem como objectivo caracterizar o sector eléctrico nacional, em termos da cadeia de valor, das principais actividades desenvolvidas e das entidades a operar no sector, estando estruturado da seguinte forma:

- Descrição esquemática da cadeia de valor do sector eléctrico nacional.
- Análise da produção de electricidade, em termos (i) das principais tecnologias de produção (desenvolvimento de fichas com descrição da tecnologia, apuramento de indicadores de capacidade, de receitas e de custos, cálculo do custo normalizado e apresentação das tarifas em vigor), (ii) das potências instaladas, (iii) da produção histórica e (iv) da distinção entre a produção em regime especial e em regime ordinário (principais *players*, custos e mecanismos de pagamentos e indicadores económico-financeiros das empresas).
- Descrição sucinta do transporte de electricidade em termos da estrutura accionista, organização, investimentos e performance económico-financeira da operadora da rede nacional de transporte (REN).
- Caracterização sucinta da distribuição de electricidade em termos da estrutura accionista, organização, investimentos e performance económico-financeira da operadora da rede nacional de distribuição em média e alta tensão (EDP Distribuição) e concessionária da grande parte da distribuição em baixa tensão.
- Análise da actividade de comercialização de electricidade nos mercados regulado e liberalizado no que respeita à importância relativa dos dois mercados, aos principais *players* e à estrutura accionista e performance económico-financeira da EDP Serviço Universal e da EDP Comercialização.
- Caracterização do consumo de electricidade por tipo de fonte, por tipo de consumidor e em termos do contributo da produção em regime especial e renovável.
- Descrição da constituição e funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), incluindo a caracterização da oferta, da procura e dos mecanismos de formação de preços.
- No anexo 2 ao presente Estudo apresenta-se uma síntese do enquadramento legal do sector e respectiva evolução.

2.2 CADEIA DE VALOR

2.2 Cadeia de valor

A figura seguinte apresenta esquematicamente, e de forma resumida, os principais intervenientes na cadeia de valor do sector eléctrico em Portugal:



Notas: na produção são apresentados (i) apenas os principais *players* de mercado e (ii) entre parêntesis são apresentados os regimes contratuais relativos aos mecanismos de pagamentos

2.2 Cadeia de valor (cont.)

Existem, assim, as seguintes cinco actividades principais no sector eléctrico em Portugal:

Produção

A produção de electricidade está sujeita a licenciamento, é desenvolvida num contexto de concorrência e divide-se em dois regimes:

- Regime especial: corresponde à produção de electricidade a partir de fontes endógenas e renováveis (excepto grandes centrais hidroeléctricas) e a cogeração.
- Regime ordinário: abrange todas as outras fontes, incluindo as grandes centrais hidroeléctricas.

A energia produzida nos centros electroprodutores é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição que, por sua vez, a veiculam até às instalações dos consumidores. Uma parte da energia produzida, nomeadamente a proveniente de energias renováveis, é injectada directamente nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção associada.

Transporte

A actividade de transporte de electricidade é desenvolvida através da rede nacional de transporte (RNT) em alta e muito alta tensão, ao abrigo de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à REN. No âmbito da concessão atribuída por 50 anos, com início em 2007, a REN é responsável pelo planeamento, implementação e operação da rede nacional de transporte, da infraestrutura associada e de todas as interconexões e outras facilidades necessárias à operação da rede nacional de transporte. A concessão também prevê que a REN coordene a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional (programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia eléctrica) para garantir a operação integrada e eficiente do sistema e, bem assim, a continuidade e a segurança do abastecimento de electricidade. A RNT assegura o escoamento da energia eléctrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição, as quais conduzem essa energia até às instalações dos consumidores finais, existindo alguns casos em que estes consumidores (grandes consumidores) estão ligados directamente à rede de transporte, por questões técnicas e económicas. A rede de transporte está igualmente interligada com a rede espanhola em vários pontos do território nacional, permitindo a realização de trocas de electricidade com Espanha.

2.2 Cadeia de valor (cont.)

Distribuição

A distribuição de electricidade é feita através da rede nacional de distribuição (RND) em média e alta tensão e das redes municipais de distribuição, em baixa tensão. No caso da RND, a actividade é regulada e exercida através de concessão atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição. No caso das redes de baixa tensão, a actividade é exercida ao abrigo de contratos de concessão firmados mediante concursos públicos lançados pelos municípios, os quais estão atribuídos na quase totalidade à EDP Distribuição, com excepção de 10 pequenas cooperativas.

Comercialização

A comercialização de electricidade está aberta à livre concorrência, sujeita apenas a um regime de licenciamento, pelo que os comercializadores podem comprar e vender electricidade livremente, acedendo às redes de transporte e distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso fixadas pela ERSE.

Actualmente, exercem actividade em Portugal os seguintes comercializadores em regime de mercado (tarifa de energia e comercialização não regulada): EDP Comercial, EGL Energía Iberia, Endesa, Galp Power, Iberdrola, Unión Fenosa Comercial e Fortia (desde Março de 2010).

Paralelamente, existe a figura do comercializador de último recurso (CUR), cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, em condições de qualidade e continuidade do serviço, cobrando a tarifa regulada. Esta função é desempenhada pela EDP - Serviço Universal, S.A. e pelas 10 pequenas cooperativas. De acordo com o DL 104/2010 de 29 de Setembro, a partir de 01 de Janeiro de 2011 as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos MAT, AT, MT e BTE são extintas, aplicando-se a estes clientes uma tarifa de venda transitória agravada, caso os mesmos não tenham contratado em mercado livre. Assim, as tarifas reguladas apenas continuam a ser aplicáveis aos clientes com potências contratadas até 41,4 kW.

Consumo

Os consumidores são livres de escolher o seu fornecedor, podendo adquirir electricidade no mercado regulado e no mercado liberalizado.

Verifica-se, desta forma, que existem **duas actividades abertas à concorrência**, a produção e a comercialização, e **dois monopólios**, o transporte e a distribuição.

2.2 Cadeia de valor (cont.)

Paralelamente, importa ainda referir as **seguintes entidades relevantes no sector eléctrico nacional**:

Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (MEID): Ministério que tutela o sector da energia e tem como missão conceber, executar e avaliar as políticas dirigidas a este sector. As concessões relativas à Rede Nacional de Transporte e à Rede Nacional de Distribuição foram atribuídas mediante a celebração de contratos com o MEID, em representação do Estado.

Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG): Direcção-Geral integrada no MEID que tem por missão contribuir para a concepção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa óptica do desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento. Neste contexto, entre as áreas sectoriais de actuação da DGEG, e de acordo com esta Direcção-Geral, encontram-se, entre outras, as energias renováveis, a energia eléctrica, os combustíveis e a pesquisa e exploração de petróleo. Compete à DGEG proceder a acções de fiscalização nos domínios da energia e recursos geológicos nos termos da legislação aplicável. Adicionalmente, esta entidade tem atribuições de licenciamento relativamente às seguintes actividades (i) energia eléctrica, nomeadamente nas ligações à rede da produção em regime especial; (ii) terminais e instalações de armazenagem de petróleos brutos, seus derivados e resíduos; e (iii) armazenagem subterrânea e gasodutos de transporte de gases combustíveis.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

- A ERSE é a entidade responsável pela regulação dos sectores do gás natural e da electricidade. De entre as competências atribuídas à ERSE destacam-se as normativas e decisórias, nomeadamente a aprovação de regulamentos e outras medidas, a fixação de tarifas e preços da electricidade e do gás natural e o estabelecimento de direitos para os consumidores e direitos e obrigações para as empresas. A ERSE possui ainda competências fiscalizadoras, sancionatórias, consultivas e de resolução de litígios.
- Nos termos dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei (DL) 97/2002, de 12 de Abril, estabelece-se que o presidente e vogais do conselho de administração são nomeados, por um período de 5 anos (renovável por uma vez) por Resolução do Conselho de Ministros, sob proposta do Ministro da Economia. Estão sujeitos ao estatuto do gestor público e a sua remuneração é estabelecida por despacho conjunto dos Ministros das Finanças e da Economia.

2.2 Cadeia de valor (cont.)

No que respeita à **atribuição de licenças de produção**, quer seja para o exercício da actividade em regime ordinário, quer seja para o exercício em regime especial, estas podem ser atribuídas mediante dois processos:

- Através de pedido de atribuição de licença de produção por parte do interessado: Estes pedidos estão sujeitos à aprovação por parte da entidade licenciadora que, com base em critérios estabelecidos na lei, pode decidir pela atribuição ou não da licença de produção. A entidade responsável pela atribuição das licenças de produção é a DGEG.
- Através da realização de concursos públicos: Note-se que esta opção está intrinsecamente relacionada com as políticas energéticas adoptadas pelo Governo, nomeadamente para incentivo e promoção de tecnologias emergentes destinadas a proteger o ambiente e a melhorar a segurança do abastecimento e a flexibilidade da operação do sistema eléctrico. A realização de concursos públicos é determinada pelo Ministério da Economia, sob proposta da DGEG. No caso dos concursos lançados para a atribuição de concessões de utilização do domínio hídrico, são também responsáveis pelo lançamento destes procedimentos os membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e do ambiente (ao abrigo da Lei da Água).

2.3 PRODUÇÃO

2.3.1 CUSTOS DE PRODUÇÃO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

2.3.2 POTÊNCIA INSTALADA

2.3.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

2.3.4 REGIME ESPECIAL

2.3.5 REGIME ORDINÁRIO

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Nas páginas que se seguem são apresentados o **Custo Normalizado** e o **Custo do Projecto**, para cada fonte de energia. A metodologia de cálculo destes custos é descrita em seguida.

Tomando por base várias fontes de produção de energia eléctrica (convencionais e renováveis), foi efectuado pelo BPI um exercício teórico de cálculo de um **Custo Normalizado** que se pretende que constitua uma medida que engloba todas as principais componentes de custos de produção e de operação e manutenção incorridos pelos produtores ao longo da vida útil de uma central produtora de energia eléctrica.

O conceito do Custo Normalizado – medido em euros por MWh – foi construído para que, considerando uma rentabilidade objectivo a ser atingida por um produtor ao longo da vida útil de uma central produtora de energia eléctrica, e contabilizados todos os custos incorridos, seja possível determinar o preço mínimo ao qual deve ser vendida a energia produzida, sendo este preço um valor fixo (a evoluir à inflação, tendo sido considerada uma taxa anual de 2%) aplicável durante toda a vida útil da referida central. De referir que o Custo Normalizado não é directamente comparável com os valores das Tarifas Fixas aplicáveis às centrais produtoras de energia eléctrica em Regime Especial ao abrigo da legislação actual, uma vez que estas tarifas apenas são aplicáveis durante um determinado período, inferior à vida útil da respectiva central produtora de energia eléctrica, sendo que, após o período de tarifa regulada, as receitas deste tipo de centrais resultam da venda da energia produzida no mercado ao preço vigente na altura, acrescidas, no caso das energias renováveis, das receitas resultantes da venda dos certificados verdes.

O cálculo baseou-se num conjunto de pressupostos genéricos incluindo: (i) investimento realizado em 2010; (ii) centrais a operar com os valores de disponibilidade característicos da respectiva tecnologia; (iii) custo das matérias-primas (quando aplicável) baseado nos preços de 2011 e com evolução à taxa de inflação, sendo que, no caso das centrais térmicas a carvão e a gás natural, o preço das respectivas matérias-primas para 2011 foi estimado com base nas correlações entre os preços históricos do petróleo e os preços dessas matérias-primas (cf. ponto 4.3 - gráfico “Preços Históricos Gás Natural & Brent” e gráfico “Preços Históricos Carvão & Brent”), tendo-se tomado como valor de partida o preço do petróleo em 2011 de 97,8 dólares por barril (média dos preços diários entre 1 de Janeiro e 16 de Fevereiro de 2011); e (iv) estrutura de financiamento de acordo com as actuais condições de mercado (foi considerada uma taxa de juro de 5,80% correspondente



2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

A modelização económico-financeira foi efectuada tanto para um “Projecto Tipo” (cujos pressupostos se descrevem no presente ponto de abordagem metodológica e os resultados se resumem na síntese final), como considerando limites “inferior” e “superior” de variação dos pressupostos de investimento, de custos de operação e de custos de matéria-prima (conforme fichas por tecnologia e síntese final).

Os custos de investimento por MW instalado considerados na modelização do “Projecto Tipo” para as diferentes fontes de produção foram adoptados tomando em consideração um conjunto vasto de dados e informações recolhidos pelo BPI, os quais se referem a projectos actualmente em operação ou em fase de planeamento e construção em Portugal. Assim, em função da fonte de energia utilizada, foi adoptado o seguinte pressuposto de custo de investimento médio por MW instalado:

| (milhares de euros) | Eólica | Fotovoltaica | Mini Hídrica | Biomassa | Grande Hídrica | Gás Natural | Carvão |
|---------------------|--------|--------------|--------------|----------|----------------|-------------|--------|
| Investimento/MW | 1.300 | 3.500 | 1.200 | 2.500 | 1.500 | 650 | 1.600 |

Os objectivos de rentabilidade accionista nominal considerados suficientes para justificar que os produtores invistam em centrais produtoras de energia são diferenciados consoante a matéria-prima/recurso utilizado nas centrais – vento, sol, gás natural, carvão, etc. Foi considerado, por exemplo, que a variabilidade do recurso, a necessidade de fornecimento de matéria-prima e a volatilidade do preço da matéria-prima constituem factores que, pelo nível de risco acrescido, implicam uma maior exigência ao nível da rentabilidade por parte dos produtores. Outro aspecto importante considerado foi a prioridade de despacho geralmente alocada a cada fonte de energia (por exemplo: a produção eólica tem escoamento garantido de toda a produção enquanto a produção térmica, tipicamente, assume a função de garantia da segurança do abastecimento). Outros pressupostos utilizados para a definição do Custo Normalizado de um “Projecto Tipo” foram os valores médios de custos de operação e manutenção em percentagem das Receitas (Custos O&M), custos das matérias-primas em EUR/tonelada no caso da biomassa e carvão e em EUR/mmBtu no caso do gás natural com preço base de 2011 (Custos MP), os anos de vida útil dos equipamentos e o período do financiamento bancário:

| | Eólica | Fotovoltaica | Mini Hídrica | Biomassa | Grande Hídrica | Gás Natural | Carvão |
|-------------------------------------|--------|--------------|--------------|----------|----------------|-------------|--------|
| Custos O&M | 28% | 12% | 28% | 20% | 11% | 8% | 11% |
| Custos MP | n.a. | n.a. | n.a. | 46 | n.a. | 10 | 111 |
| Vida Útil (anos) | 20 | 20 | 40 | 30 | 50 | 30 | 30 |
| Financiamento (anos) | até 15 | até 15 | até 20 | até 20 | até 25 | até 20 | até 20 |
| TIR Accionista Nominal (*) | 10% | 8% | 14% | 14% | 12% | 12% | 12% |
| Consumo MP / MWh (**) | n.a. | n.a. | n.a. | 1,4 | n.a. | 6,3 | 0,3 |
| Emissões CO ₂ (Ton/ MWh) | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | 0,4 | 0,8 |

(*) Depois de impostos

(**) Os valores da matéria-prima estão expressos em mmBtu no caso do Gás Natural e em toneladas nos casos da Biomassa e do Carvão

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

No caso das centrais a carvão e a gás natural foram ainda considerados os custos com emissão de CO₂ com base nos preços de mercado verificados no final de 2010 (14,1 EUR/tonelada) e considerando a evolução futura à taxa de inflação.

Foram também considerados pressupostos de Disponibilidade e de Factor de Produção. A Disponibilidade representa a percentagem de tempo em que uma unidade de produção está disponível para produzir energia eléctrica, independentemente de critérios de mercado (necessidade de escoamento de energia num dado momento) ou de existência de recurso (por exemplo, uma disponibilidade anual de 95% de uma central eléctrica significa, em termos equivalentes, que essa central está disponível para produzir energia à sua capacidade nominal durante cerca de 347 dias por ano e indisponível nos restantes dias do ano).

Apesar de uma unidade de produção ter uma determinada Disponibilidade, a sua produção efectiva é condicionada, entre outros factores, pela qualidade da matéria-prima e pela variabilidade do recurso. Deste modo, foi considerado o conceito de Factor de Produção que representa a percentagem de tempo em que uma unidade de produção tem capacidade para produzir à sua potência nominal.

Por exemplo, um parque eólico pode estar disponível, em termos equivalentes, para operar durante 354 dias por ano (disponibilidade de 97%), contudo, devido à variabilidade do recurso eólico, o parque funcionará à sua capacidade nominal apenas durante parte do ano, funcionando durante o tempo remanescente a uma potência inferior ou mesmo nula.

| | Eólica | Fotovoltaica | Mini Hídrica | Biomassa | Grande Hídrica | Gás Natural | Carvão |
|--------------------|--------|--------------|--------------|----------|----------------|-------------|--------|
| Disponibilidade | 97% | 98% | 99% | 90% | 99% | 95% | 95% |
| Factor de Produção | 27% | 20% | 24% | 90% | 27% | 90% | 90% |

De modo a poder ser aferido o peso relativo de cada componente de custos para cada fonte de produção de energia, foram também calculados os **Custos do Projecto**, i.e., o custo total de produção de electricidade ao longo do ciclo de vida, ponderando e actualizando a uma taxa de 7% todos os custos incorridos com a construção e exploração do projecto (custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos de capital, impostos e custos do combustível – quando aplicável) em função da produção (euros por MWh produzido). Nos estudos equivalentes a que o BPI teve acesso, a taxa de desconto nominal tipicamente utilizada situa-se nos 7%.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Salienta-se que, de acordo com os referidos estudos, esta taxa de desconto não pretende representar o custo da dívida do Estado ou dos promotores envolvidos nos projectos, nem o respectivo custo de oportunidade, servindo apenas para descontar o efeito do diferimento no tempo dos vários fluxos.

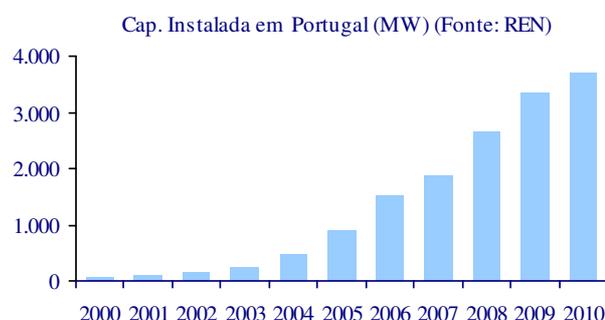
Por último, importa referir que não foram considerados na metodologia alguns custos que poderão ser imputados a determinadas tecnologias, nomeadamente:

- Os custos relacionados com o abastecimento das matérias-primas, no caso das centrais térmicas convencionais e a biomassa. Estes referem-se a custos de transporte, e eventuais custos de construção e exploração de novas infra-estruturas de modo a tornar possível o transporte de matérias-primas e respectiva logística.
- As perdas de energia que ocorrem no transporte de electricidade. A transmissão da energia eléctrica entre dois pontos através das linhas eléctricas apresenta perdas de energia (por exemplo, sob a forma de calor), sendo que estas perdas serão maiores com o aumento da distância entre as unidades electroprodutoras e os respectivos centros de consumo.

Importa referir que o Custo Normalizado e o Custo do Projecto foram calculados assumindo escoamento integral da produção (i.e., sem sujeição a restrições de despacho).

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Energia Eólica

Tecnologia: a energia eólica consiste no aproveitamento da energia cinética contida no vento para produzir energia mecânica, através da rotação das pás, transformando-a em energia eléctrica através de um gerador eléctrico. A energia eléctrica produzida num parque eólico é evacuada através de uma linha eléctrica com ligação a uma subestação que, tipicamente, permite a alteração de média para alta tensão, possibilitando, assim, a ligação ao sistema nacional de transporte de energia. Entre as formas de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, e excluindo algumas tecnologias de aproveitamento hidroeléctrico, a tecnologia que permite a produção de energia eléctrica a partir do vento é a tecnologia mais testada e amadurecida.



Capacidade: em Portugal, o primeiro parque eólico foi instalado em 1989.

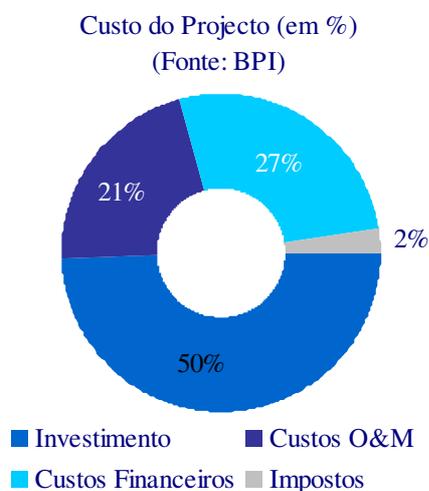
No final de 2010, encontravam-se instalados em Portugal 3.702 MW, representando 62,4% da potência instalada dos Produtores em Regime Especial, cerca de 20,7% da potência total instalada em Portugal e 17% do consumo de energia eléctrica. A Estratégia Nacional de Energia estabelece o objectivo de, em 2020, a potência eólica instalada no país ascender a 8.500 MW.

Receitas: segundo a legislação em vigor, a tarifa de venda da energia é fixa (actualizável anualmente com o IPC) e encontra-se garantida durante um período de 15 anos ou até ser atingido o limite de 33 GWh de produção acumulada por MW instalado; a tarifa média dos parques eólicos instalados até ao final de 2010 em Portugal atingiu cerca de 92 euros por MWh; no entanto, para projectos que entrem em operação em 2011 a tarifa média indicativa deverá ascender a cerca de 75 euros por MWh.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Energia Eólica

A vida útil dos parques eólicos é de cerca de 20 a 25 anos pelo que, após o período de tarifa regulada (igual ou inferior a 15 anos), as receitas de um parque eólico resultam da venda da energia produzida no mercado ao preço vigente na altura, acrescidas das receitas resultantes da venda dos certificados verdes. Os certificados verdes são títulos transaccionáveis que pretendem remunerar, por MWh, os benefícios ambientais e sociais resultantes da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis. As entidades produtoras de energia eléctrica a partir de fontes renováveis que queiram comercializar certificados verdes devem estar registadas no RECS – Renewable Energy Certificate System. Esta é a associação europeia que visa a promoção do mercado europeu de certificados verdes (através da harmonização das regras dos sistemas de certificação – European Energy Certificate System), sendo composta por produtores, comercializadores e fornecedores de energia produzida a partir de fontes renováveis. A entidade certificadora e emissora de certificados verdes para Portugal é, desde Dezembro de 2003, a REN, sendo, desde então, membro efectivo da Association of Issuing Bodies.

Custos do Projecto: nos projectos eólicos, os custos de investimento (de aquisição e instalação das turbinas eólicas) representam a maioria dos Custos do Projecto (50%), seguindo-se os Custos Financeiros (assumindo as actuais condições de mercado) e os Custos de Operação e Manutenção (“Custos O&M”).



| Indicadores | |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 1.100.000 a 1.500.000 |
| Tarifa Fixa 2011 (euros por MWh) | ~ 75 |
| Prazo da Tarifa Fixa (anos) * | ~ 12 a 15 |
| Custos O&M (% Receitas) | ~ 22% a 34% |
| Horas Equivalentes Anuais ** | ~ 1.900 a 3.000 |
| Custo Normalizado (euros por MWh) | ~ 59 a 83 |

* 33 GWh / (1 MW x horas equivalentes anuais) com um limite de 15 anos

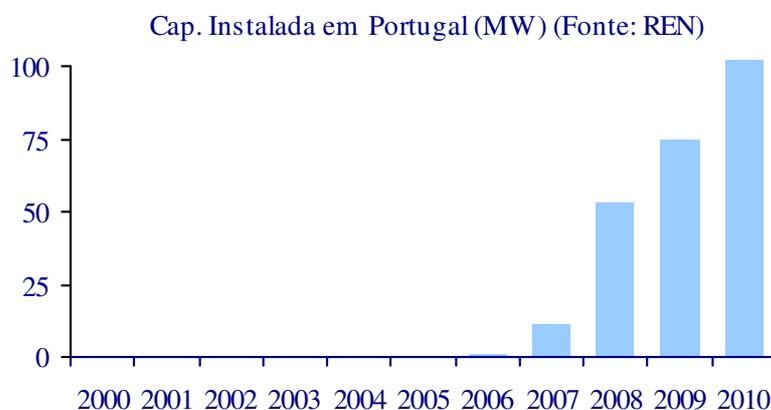
** Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Energia Fotovoltaica

Tecnologia: a energia fotovoltaica é gerada por painéis contendo células fotovoltaicas ou solares que, sob a incidência do sol, produzem energia eléctrica. A conversão directa de energia solar em energia eléctrica é realizada nas células solares através do efeito fotovoltaico, que consiste na geração de uma diferença de potencial eléctrico através da radiação. O efeito fotovoltaico ocorre quando fotões (energia que o sol carrega) incidem sobre átomos (no caso de painéis fotovoltaicos de silício, átomos de silício), provocando a emissão de electrões, gerando corrente eléctrica. Este processo não depende da quantidade de calor, pelo contrário, o rendimento da célula solar cai quando a sua temperatura aumenta.



Capacidade: no final de 2010, encontravam-se instalados em Portugal 122 MW, representando apenas 2% da potência instalada dos Produtores em Regime Especial, cerca de 0,7% da potência total instalada em Portugal e 0,4% do consumo de energia eléctrica. A Estratégia Nacional de Energia prevê que, até 2020, estejam instalados projectos fotovoltaicos com uma potência instalada total de 1.500 MW.



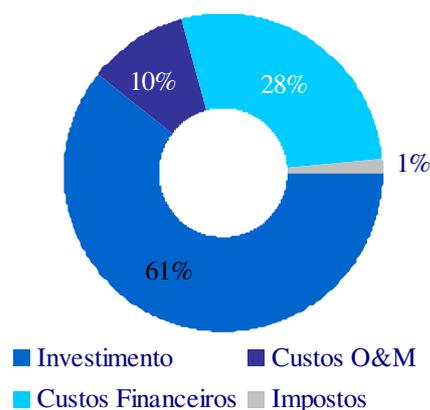
2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Energia Fotovoltaica

Receitas: segundo a legislação em vigor (designadamente ao abrigo do concurso público internacional N°1/FV/2010, lançado em Outubro de 2010), a tarifa de venda da energia é fixa (actualizável anualmente com o IPC) e encontra-se garantida durante um período de 20 anos ou até ser atingido o limite de 34 GWh de produção acumulada por MW instalado; a tarifa média dos parques fotovoltaicos (excluindo microgeração) instalados até ao final de 2010 em Portugal atingiu cerca de 330 euros por MWh; no entanto, para projectos que entrem em operação em 2011 a tarifa média indicativa deverá ascender a cerca de 280 euros por MWh.

A vida útil dos parques fotovoltaicos é de cerca de 20 a 25 anos pelo que, após o período de tarifa regulada (igual ou inferior a 15 anos), as receitas de uma central fotovoltaica resultam da venda da energia produzida no mercado ao preço vigente na altura e da venda de certificados verdes.

Custos do Projecto: os custos de investimento representam a maior fatia dos custos totais incorridos na construção e exploração de projectos fotovoltaicos, sendo de destacar a menor relevância dos custos de operação e manutenção.

Custo do Projecto (em %)
(Fonte: BPI)



| Indicadores | |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 3.000.000 a 4.000.000 |
| Tarifa Fixa 2011 (euros por MWh) | ~ 280 |
| Prazo da Tarifa Fixa (Anos) * | ~ 15 a 20 |
| Custos O&M (% Receitas) | ~ 10% a 15% |
| Horas Equivalentes Anuais ** | ~ 1.400 a 2.100 |
| Custo Normalizado (euros por MWh) | ~ 210 a 276 |

* 34 GWh / (1 MW x horas equivalentes anuais) com um limite de 20 anos

** Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

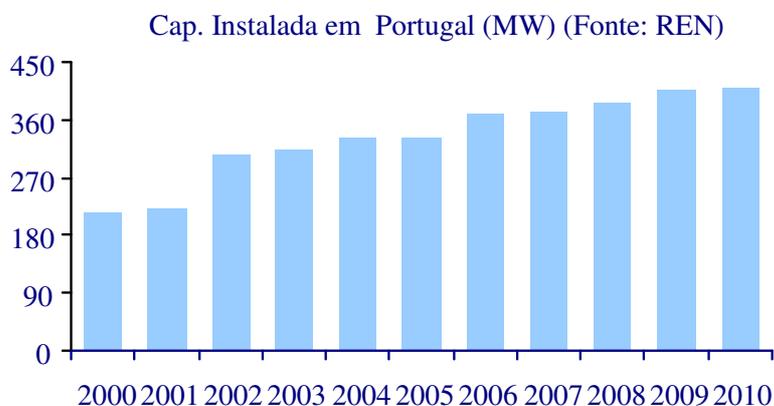
2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Mini-hídricas

Tecnologia: os aproveitamentos hidroeléctricos normalmente designados por “mini-hídricas” têm uma potência instalada inferior a 10 MW e consistem em centrais a fio de água compostas por pequenos açudes ou barragens, que desviam uma parte do caudal do rio para um determinado local desnivelado onde são instaladas as turbinas que produzem electricidade.



O recurso hídrico regista uma variabilidade anual que poderá ascender a $\pm 40\%$, particularmente elevada quando comparada com a variabilidade do recurso eólico (cerca de 15% a 20%) e o solar (o recurso mais estável com variações anuais de apenas cerca de 5% a 10%).

Capacidade: a potência instalada em Portugal, no final de 2010, era de 410 MW, representando 7% da potência instalada dos Produtores em Regime Especial, cerca de 2,3% da potência total instalada em Portugal e 2,6% do consumo de energia eléctrica. A Estratégia Nacional de Energia para 2020 ambiciona aplicar um plano de acção para a promoção de mini-hídricas com o objectivo de atingir 750 MW de potência em 2020.

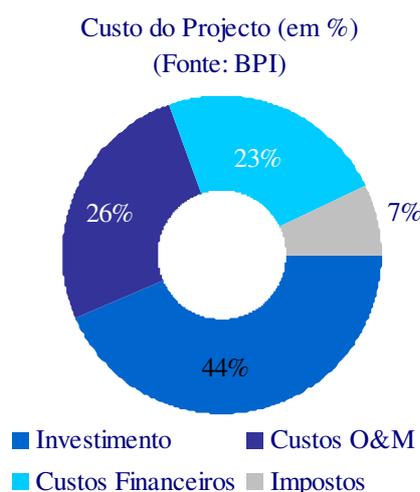


2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Mini-hídricas

Receitas: segundo a legislação em vigor, a tarifa de venda da energia para aproveitamentos hidroeléctricos com potência instalada inferior a 10 MW encontra-se regulada pela legislação aplicável aos Produtores em Regime Especial, estando fixada (actualizável anualmente com o IPC) por um período de 20 anos ou até ser atingido o limite de 52 GWh de produção acumulada por MW instalado; a tarifa média das centrais mini-hídricas instaladas até ao final de 2010 em Portugal atingiu cerca de 89 euros por MWh; no entanto, para projectos que entrem em operação em 2011 a tarifa média indicativa deverá ascender a cerca de 77 euros por MWh.

A vida útil de uma mini-hídrica é de cerca de 40 anos, pelo que, após o período de tarifa regulada (igual ou inferior a 20 anos), as receitas de uma mini-hídrica resultam da venda da energia produzida no mercado ao preço vigente na altura, acrescidas das receitas resultantes da venda de certificados verdes.

Custos do Projecto: os custos de investimento representam a maior fatia dos custos totais incorridos na construção e exploração de projectos hídricos de pequena dimensão.



| Indicadores | |
|------------------------------------|-----------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 900.000 a 1.500.000 |
| Tarifa Fixa 2011 (euros por MWh) * | ~ 77 |
| Prazo da Tarifa Fixa (Anos) | ~ 18 a 20 |
| Custos O&M (% Receitas) | ~ 22% a 33% |
| Horas Equivalentes Anuais ** | ~ 1.900 a 2.900 |
| Custo Normalizado (euros por MWh) | ~ 56 a 90 |

* 52 GWh / (1 MW x horas equivalentes anuais) com um limite de 20 anos

** Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Biomassa

Tecnologia: a produção de electricidade é efectuada em unidades de produção de energia termoelétrica e baseia-se na queima de biomassa florestal, industrial ou animal numa caldeira que produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade (Ciclo de Rankine).

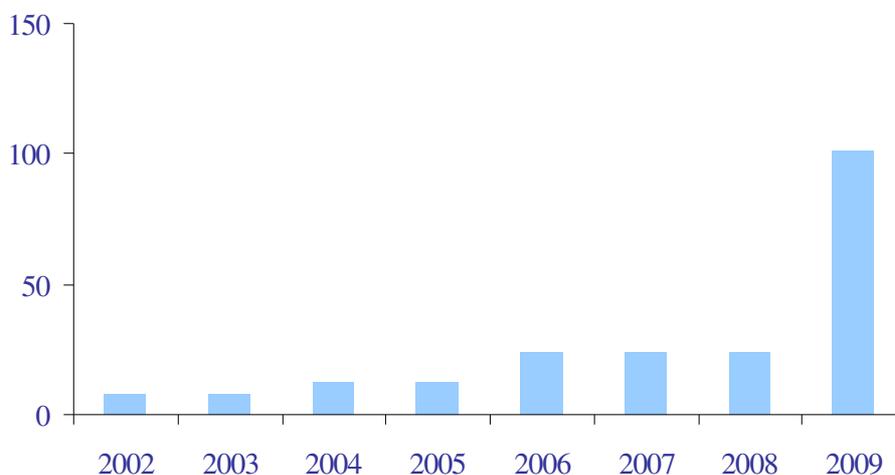


No caso de uma central de cogeração, o calor residual originado nos processos termodinâmicos de geração de energia eléctrica é também aproveitado.

A produção está dependente do regular fornecimento da biomassa utilizada, nas condições específicas de humidade que permitem uma queima e produção de energia eléctrica mais eficientes.

Capacidade: no final de 2009, encontravam-se instalados em Portugal 101 MW de unidades de biomassa (s/ cogeração), representando 1,7% da potência instalada dos Produtores em Regime Especial e 0,6% da potência total instalada em Portugal. Relativamente às centrais de biomassa, a Estratégia Nacional de Energia para 2020 estabelece como objectivo a instalação efectiva das centrais cujas licenças foram alvo de concurso público lançado em 2006 e atribuídas em 2008 e que correspondem a 250 MW de potência instalada.

Cap. Instalada em Portugal (MW) (Fonte: DGEG)

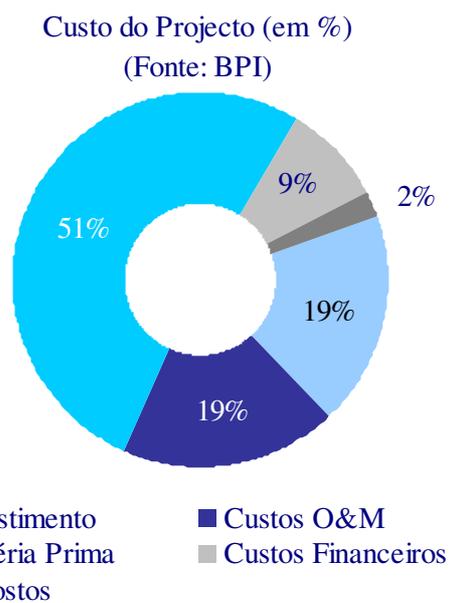


2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Biomassa

Receitas: segundo a legislação em vigor, a tarifa de venda da energia produzida em centrais de biomassa florestal encontra-se regulada pela legislação aplicável aos Produtores em Regime Especial, estando fixada (actualizável anualmente com o IPC) por um período de 25 anos; a tarifa média das centrais de biomassa instaladas até ao final de 2010 em Portugal atingiu cerca de 108 euros por MWh; no entanto, para projectos que entrem em operação em 2011 a tarifa média indicativa deverá ascender a cerca de 118 euros por MWh.

A vida útil de uma central de biomassa é de cerca de 30 anos pelo que, após o período de tarifa regulada (igual ou inferior a 25 anos), as receitas de uma central de biomassa resultam da venda da energia produzida no mercado ao preço vigente na altura.

Custos do Projecto: os custos associados com a compra de matéria-prima representam a maior fatia dos custos totais incorridos na construção e exploração de centrais térmicas a biomassa.

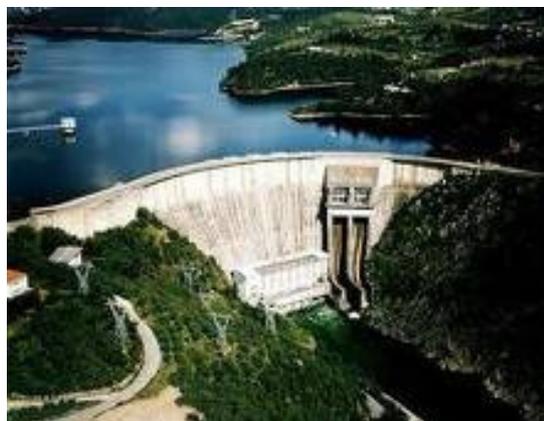


| Indicadores | |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 1.950.000 a 2.950.000 |
| Tarifa Fixa 2011 (euros por MWh) | ~ 118 |
| Prazo da Tarifa Fixa (Anos) | 25 |
| Custos O&M (% Receitas) | ~ 16% a 23% |
| Horas Equivalentes Anuais * | até ~ 7.096 |
| Custo Normalizado (euros por MWh) | ~ 97 a 138 |

* Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Grandes Hídricas

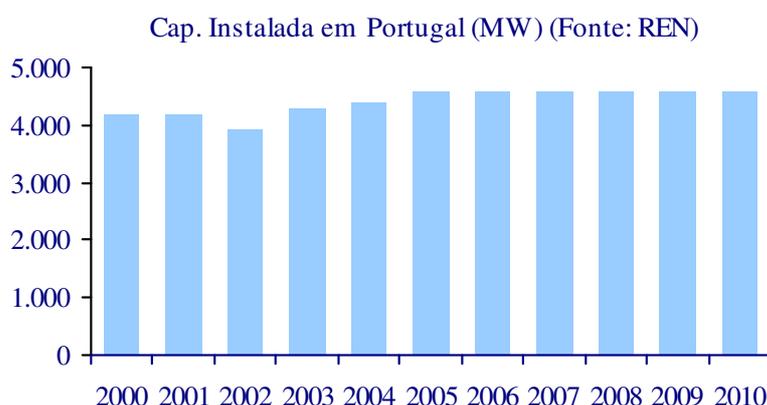
Tecnologia: a energia obtida nas grandes barragens resulta do aproveitamento do fluxo das águas que movimentam mecanismos no interior da barragem que estão ligados a geradores que convertem a energia do movimento em energia eléctrica. Este processo recorre a um sistema de turbinas que é atravessado por grandes massas de água, que as fazem mover, produzindo corrente eléctrica.



O recurso hídrico pode registar uma variabilidade anual de cerca de $\pm 40\%$, bastante elevada quando comparada com a variabilidade do recurso eólico (cerca de 15% a 20%) e o solar (o recurso mais estável com variações anuais de apenas cerca de 5% a 10%).

Capacidade: a potência instalada em Portugal, no final de 2010, era de 4.578 MW que representa 25,5% da potência total instalada em Portugal, sendo responsável pela satisfação de 27,5% do consumo de energia eléctrica em Portugal.

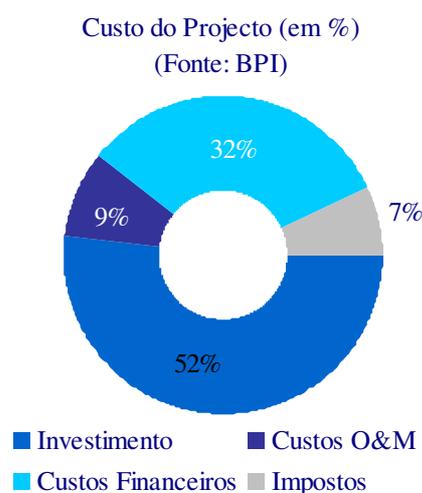
O Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico insere-se nas políticas governamentais consubstanciadas na ENE 2020, tendo como objectivo aumentar a potência instalada em centrais hidroeléctricas até àquela data em 2.205 MW, para além do reforço de potência de 1.951 MW em barragens propriedade da EDP e da construção pela EDP de dois aproveitamentos hidroeléctricos (248 MW), prevendo-se, deste modo, que a potência instalada em 2020 ascenda a cerca de 9.000 MW.



2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Grandes Hídricas

Receitas: na maior parte das barragens a tarifa de venda era inicialmente regulada pelos CAE (Contratos de Aquisição de Energia), segundo os quais os produtores recebiam: (i) pagamento de disponibilidade para cobrir custos fixos de operação e manutenção, amortizações, bem como proporcionar um determinado nível de rentabilidade accionista, independentemente da produção de energia requerida pela REN e (ii) pagamento variável para cobrir custos variáveis da geração de energia. Com a liberalização do mercado, os CAE foram rescindidos, tendo sido criados os CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual), segundo os quais os produtores recebem, para além do preço de mercado pela venda de electricidade, compensações designadas por CMEC, que têm por objectivo assegurar a equivalência económica relativamente à posição de cada parte nos CAE. A central do Alqueva, concessionada à EDP, encontra-se em regime de mercado beneficiando ainda do mecanismo de garantia de potência (GP).

Custos do Projecto: os custos de investimento representam cerca de 50% dos custos totais incorridos na construção e exploração de projectos hídricos de grande dimensão.



| Indicadores | |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 1.200.000 a 1.800.000 |
| Preço (euros por MWh) | Preço de Mercado + GP + CMEC |
| Custos O&M (% Receitas) | ~ 8% a 13% |
| Horas Equivalentes Anuais * | ~ 1.500 a 3.100 |
| Custo Normalizado (euros por MWh) | ~ 45 a 67 |

* Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Gás Natural

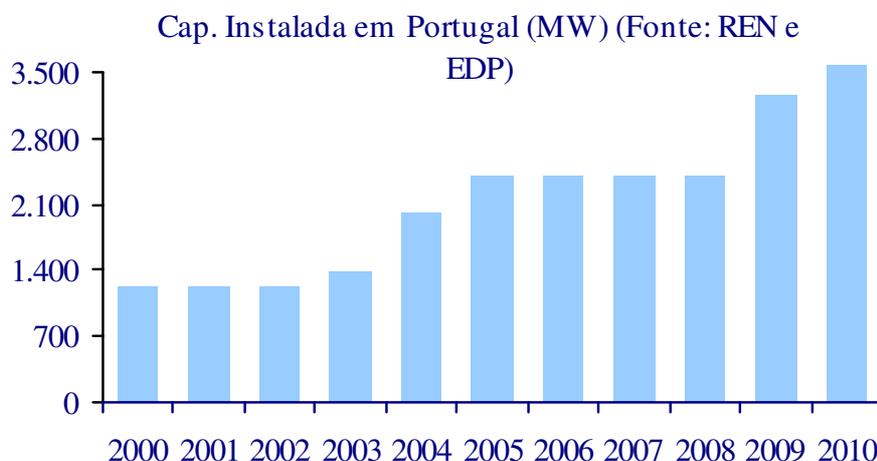
Tecnologia: a produção de energia eléctrica baseia-se na utilização de turbinas a gás, que incluem compressor (onde é comprimido o ar atmosférico), câmara de combustão (onde se produz calor a partir da queima do gás natural) e turbina (movida pelos gases de combustão) associada a um gerador onde se produz electricidade (Ciclo Brayton).



No caso de uma central de Ciclo Combinado, utiliza-se a elevada temperatura dos gases de escape da turbina a gás para produzir vapor, que move uma segunda turbina convencional (Ciclo Rankine).

Trata-se de uma tecnologia madura e é aquela que, actualmente, permite atingir o mais alto nível de eficiência de produção de electricidade a partir de combustíveis fósseis e o menor nível de emissões de CO₂ por unidade de energia eléctrica produzida.

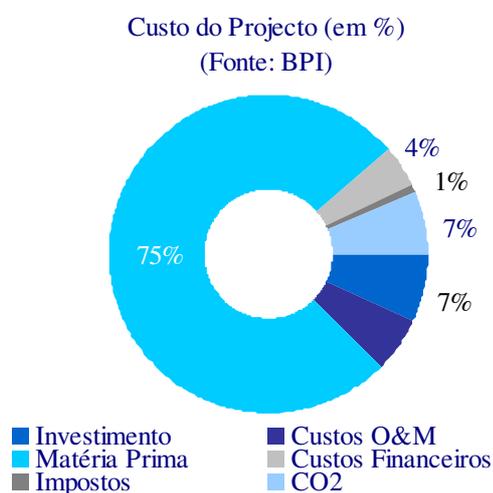
Capacidade: a potência instalada em Portugal, no final de 2010, era de cerca de 4.065 MW (22,7% da potência instalada em Portugal que respondeu perante 20,5% do consumo nacional de energia eléctrica), correspondentes às Centrais da Tapada do Outeiro (990 MW), Lares (863 MW), Ribatejo (1.176 MW), Carregado (236 MW) e nova CCGT do Pego (800 MW).



2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Gás Natural

Receitas: as Centrais de Lares (863 MW), do Ribatejo (1.176 MW) e do Pego (800 MW) estão em regime de mercado sendo, adicionalmente, beneficiárias do mecanismo de garantia de potência (GP). No caso da Central da Tapada do Outeiro (990 MW), a tarifa de venda da energia aplicável é ainda regulada pelo CAE (Contrato de Aquisição de Energia), segundo o qual o produtor recebe: (i) pagamento de disponibilidade para cobrir custos fixos de operação e manutenção, amortizações, bem como proporcionar um determinado nível de rentabilidade accionista, independentemente da produção de energia requerida pela REN e (ii) pagamento variável para cobrir custos variáveis da geração de energia.

Custos do Projecto: os custos associados com a compra de matéria-prima representam a maior parte dos custos totais incorridos na construção e exploração de centrais térmicas a gás natural.



| Indicadores | |
|---|-----------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 500.000 a 750.000 |
| Preço em 2011 (euros por MWh) | Preço de Mercado + GP + CAE |
| Custos de O&M (% Receitas) | ~ 5% a 7% |
| Custos do Gás Natural (euros por mmBtu) | ~ 8 a 12 |
| Horas Equivalentes * | até ~ 7.490 |
| Custo Normalizado (sem Custos de CO ₂) ** | ~ 59 a 88 |
| Custo Normalizado (com Custos de CO ₂) ** | ~ 64 a 93 |
| Pagamento por Disponibilidade Anual (euros por MW) | ~ 70.000 a 105.000 |

* Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

** De referir que este valor inclui o Pagamento de Disponibilidade

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Carvão

Tecnologia: a produção de energia eléctrica efectuada em unidades de produção de energia termoeléctrica a carvão baseia-se na queima deste combustível numa caldeira que, como resultado, produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade (Ciclo Rankine).

Como resultado da ocorrência das crises petrolíferas de 1973 e 1979, a EDP optou pela construção de centrais termoeléctricas a carvão, como estratégia de expansão do parque termoeléctrico nacional.



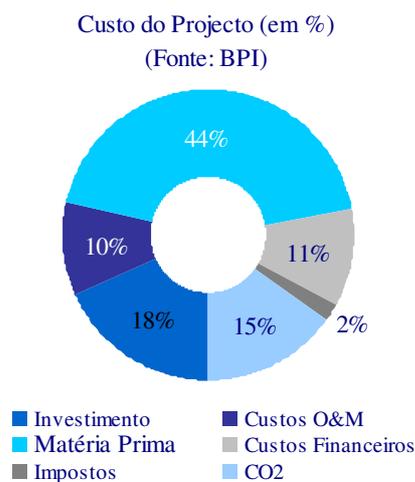
Com esta decisão, pretendeu-se reduzir os custos de produção de energia, face à subida dos preços do petróleo, e aumentar o nível de segurança no abastecimento de fontes de energia primária, através da sua diversificação. Em Portugal, existem duas centrais termoeléctricas deste tipo: a Central de Sines, detida pela EDP Produção, com uma capacidade de cerca de 1.180 MW, e a Central do Pego, detida pela Tejo Energia, SA, com uma capacidade de 584 MW, tendo a primeira entrado em serviço em 1985 e a segunda em 1993.

Capacidade: no final de 2010, encontravam-se instalados em Portugal cerca de 1.764 MW, representando 9,8% da potência total instalada em Portugal e 12,5% do consumo de energia eléctrica.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: Térmica a Carvão

Receitas: a tarifa de venda da energia aplicável às centrais termoeléctricas a carvão encontra-se regulada por Contrato de Aquisição de Energia (CAE), no caso da Central do Pego, e pelos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (os CMEC), no caso da Central de Sines. Ao abrigo dos CAE os produtores recebem (i) um pagamento de disponibilidade que lhes permite fazer face aos custos fixos, de operação e de manutenção, e às amortizações, bem como proporcionar um determinado nível de rentabilidade aos accionistas, independentemente da produção de energia requerida pela REN e (ii) um pagamento variável que lhes permite fazer face aos custos variáveis associados à geração de energia (dos quais se destaca os custos incorridos com a obtenção do combustível). Com a liberalização do mercado, o CAE da Central de Sines foi rescindido, tendo passado ao regime CMEC, segundo o qual o produtor recebe, para além do preço de mercado pela venda de electricidade, compensações, designadas por CMEC, que têm por objectivo assegurar a equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE.

Custos do Projecto: os custos associados à compra de matéria-prima e os custos de investimento constituem as parcelas mais significativas dos custos totais incorridos na construção e exploração de centrais térmicas a carvão.



| Indicadores | |
|---|-----------------------------|
| Investimento (euros por MW) | ~ 1.250 a 1.950 |
| Preço 2011 (euros por MWh) | Preço de Mercado + CAE/CMEC |
| Custos de O&M (% Receitas) | ~ 9% a 14% |
| Custos do Carvão (euros por Ton) | ~ 95 a 128 |
| Horas Equivalentes Anuais * | até ~ 7.490 |
| Custo Normalizado (sem Custos de CO ₂) ** | ~ 49 a 69 |
| Custo Normalizado (com Custos de CO ₂) ** | ~ 60 a 80 |
| Pagamento por Disponibilidade Anual (euros por MW) | ~ 150.000 a 230.000 |

* Factor de Produção x Disponibilidade x 24h / dia x 365 dias / ano

** De referir que este valor inclui o Pagamento de Disponibilidade

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: outras fontes de energia

Energia Térmica a Fuel Óleo: A produção de energia eléctrica efectuada em unidades de produção de energia termoeléctrica a fuel baseia-se na queima deste combustível numa caldeira que, como resultado, produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade (Ciclo Rankine). A capacidade instalada deste tipo de tecnologia tem vindo a ser reduzida em detrimento de outras tecnologias, como por exemplo o gás natural.



Em 2000, a capacidade instalada (incluindo, também, os dois geradores de 118 MW da Central do Carregado, que podem funcionar tanto a fuel como a gás natural) ascendia a 1.752 MW, sendo que, no final de 2010, se encontravam instalados em Portugal 1.657 MW, valor que corresponde a cerca de 22% da potência instalada relativa a centrais termoeléctricas e a cerca de 9% da potência total instalada em Portugal. No entanto, o fuel, em conjunto com o gasóleo, é responsável pelo abastecimento de apenas 0,1% do consumo de energia eléctrica em Portugal.



Energia Nuclear: A energia nuclear é a energia associada às modificações da constituição do núcleo de um átomo. Esta energia pode ser libertada durante um processo de desintegração radioactiva (usando materiais altamente radioactivos, como, por exemplo, o urânio).

Nas centrais nucleares, as reacções nucleares em cadeia são controladas de modo a que esta energia seja libertada de forma gradual, sob a forma de calor. Tal como acontece nas centrais que usam combustíveis fósseis, o calor é utilizado para produzir vapor de água que, por sua vez, irá accionar uma turbina, conseguindo, assim, gerar energia eléctrica.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade: outras fontes de energia

Energia das Ondas: As ondas do mar possuem energia cinética devido ao movimento da água e energia potencial devido às diferenças de cota, podendo esta energia ser aproveitada para a produção de electricidade.



Esta tecnologia é relativamente nova e, actualmente, considera-se que ainda não é economicamente competitiva com outras tecnologias mais maduras, como o caso da energia eólica. A capacidade instalada em Portugal ascendia, em 2010, a 2 MW correspondentes a um projecto piloto localizado ao largo da Póvoa de Varzim, que, de acordo com a REN, foi encerrado em 2010. A ENE prevê a instalação de 250 MW de potência até 2020.



Energia Termo-Solar: A energia termo-solar permite o aproveitamento da energia do sol, sob a forma de calor, para a geração de energia eléctrica. Uma das tecnologias utilizadas é a Concentração de Radiação Solar, através de colectores cilindro-parabólicos, receptores de energia solar que se ligam em paralelo e reflectem calor para uma tubagem isolada termicamente.

Nessa tubagem circula um fluído de transferência de calor, que é bombeado para produzir vapor sobreaquecido, o qual é convertido em energia eléctrica num gerador de turbina convencional. Esta tecnologia está testada, tendo o primeiro parque sido construído na Califórnia, em 1984. Na década seguinte, o regime tarifário das energias renováveis foi alterado nos Estados Unidos, o que levou a uma menor aposta neste tipo de projectos. No entanto, a Europa – sobretudo Espanha – , iniciou uma fase de maior desenvolvimento desta tecnologia nos últimos anos, sendo que, actualmente, a capacidade total em Espanha (incluindo parques em construção e em operação) ascende a cerca de 1.000 MW.

De referir que, para estas quatro tecnologias (entre outras não referidas neste Estudo) não foi apurado um Custo Normalizado dada a inexistência de dados históricos no país (nos casos da energia nuclear, ondas – existe apenas um projecto piloto – e termo-solar) e, no caso do fuelóleo, o descomissionamento que tem sido implementado, que torna esta tecnologia menos relevante para

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Com base na amostra de dados e informações recolhida pelo BPI, para cada fonte de energia, foi estimado um intervalo de valores de Custos Normalizados, cujos limites inferior e superior se encontram no quadro abaixo.

Adicionalmente, considerou-se um “Projecto Tipo” cujo cálculo do Custo Normalizado teve por base os valores médios dos dados da amostra utilizada.

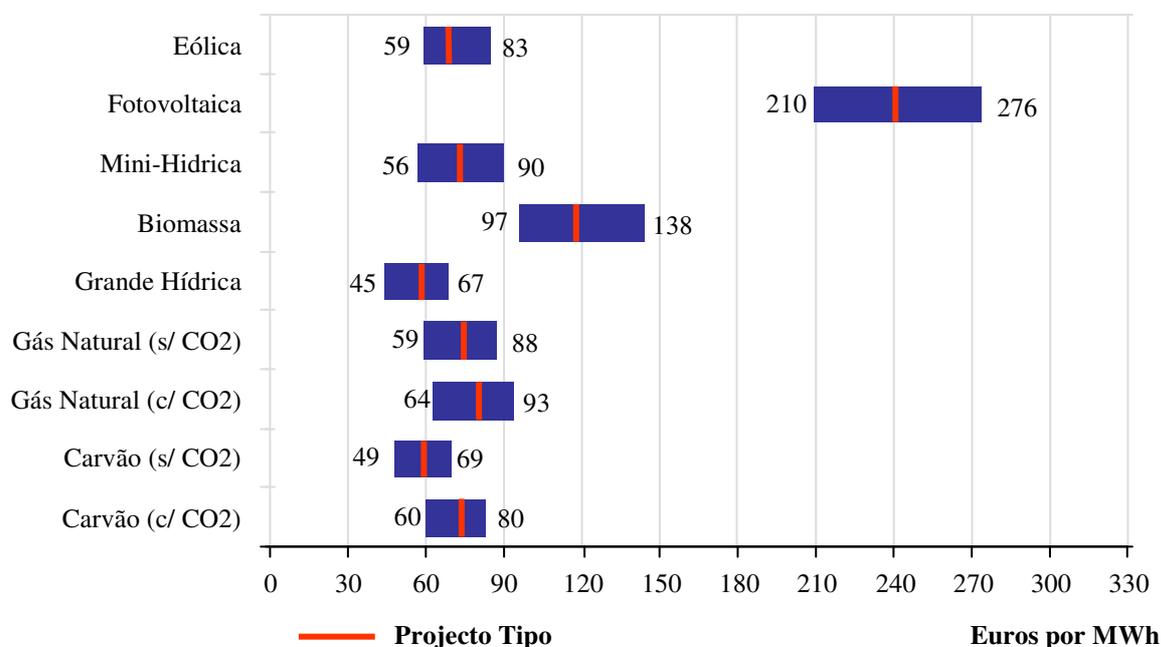
| (EUR / MWh) | Custo Normalizado | | |
|---|-------------------|----------|---------------|
| | Inferior | Superior | Projecto Tipo |
| Eólica | 59 | 83 | 71 |
| Fotovoltaica | 210 | 276 | 243 |
| Mini Hídrica | 56 | 90 | 73 |
| Biomassa | 97 | 138 | 117 |
| Grande Hídrica | 45 | 67 | 56 |
| Gás Natural (sem Custos CO ₂) | 59 | 88 | 73 |
| Gás Natural (com Custos CO ₂) | 64 | 93 | 79 |
| Carvão (sem Custos CO ₂) | 49 | 69 | 59 |
| Carvão (com Custos CO ₂) | 60 | 80 | 70 |

A este respeito, cabe sublinhar que os Custos Normalizados calculados constituem um custo constante (em termos reais) ao longo da vida útil dos equipamentos, ao passo que a Tarifa Regulada dos PRE tem um prazo máximo de 15 a 25 anos, consoante a tecnologia (e sempre inferior à vida útil dos equipamentos), seguindo-se a venda em mercado quer da electricidade, quer dos certificados verdes (no caso das renováveis).

Salienta-se, igualmente, que estes custos foram calculados para produções à capacidade máxima anual (sujeitas apenas à disponibilidade e ao factor de produção de cada tecnologia), ou seja, não considerando quaisquer restrições ao nível do escoamento da energia produzida decorrentes de prioridades de despacho.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Intervalo de Valores do Custo Normalizado por Tecnologia (euros por MWh)



Procede-se, em seguida, a uma análise de alternativas para dar resposta a necessidades adicionais de consumo de um sistema eléctrico.

Cumpre, no entanto, salientar, a título prévio, que os sistemas eléctricos são sempre concebidos para incorporarem capacidade de produção excedentária, que permita satisfazer as necessidades de consumo a todo o tempo, designadamente para fazer face à possibilidade de ocorrerem determinados eventos que provoquem oscilações no consumo ou na produção, tais como:

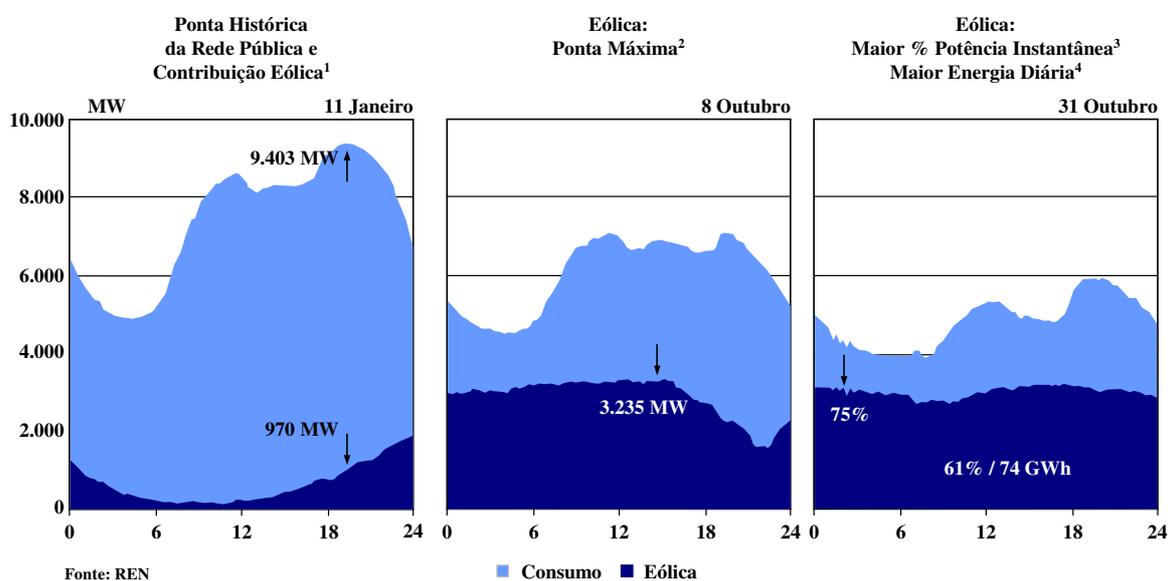
- Interrupções de funcionamento fortuitas ou programadas de grandes centrais (p.ex. avarias ou período de manutenção anual, respectivamente);
- Interrupção de linhas de transporte internacionais (p.ex. queda de linhas);
- Reduções e aumentos bruscos de consumo;
- Picos de procura (i.e. ponta eléctrica, em Portugal equivalente a cerca de 1,9x o consumo médio anual).

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Assim, a incorporação de tecnologias de produção com uma natureza intermitente (tal como a tecnologia eólica) não constitui, só por si (até determinada percentagem da capacidade instalada), um problema para a estabilidade dos sistemas eléctricos, uma vez que os mesmos são concebidos para responderem a flutuações do consumo ou da produção muito superiores àquelas que tipicamente resultam da intermitência de algumas tecnologias renováveis. Contudo, a partir de certa taxa de penetração de tecnologias intermitentes na capacidade instalada (situação que, aparentemente, já se verifica em Portugal), a introdução de capacidade adicional de produção a partir de tecnologias intermitentes obriga a aumentos na capacidade de tecnologias mais regulares (p.ex. gás natural, carvão ou grandes hídricas de albufeira) ou de outras que permitam atenuar o efeito da intermitência (p.ex. bombagem hídrica), mesmo que essa nova capacidade permaneça em *standby* uma parte do tempo.

As figuras abaixo ilustram a variabilidade da produção eólica (dados reais de evolução do consumo de electricidade e produção eólica em 3 dias de 2010 em Portugal).

Utilização da Potência Eólica Instalada em 2010



¹ Consumo instantâneo máximo atingido em Portugal e contributo dos parques eólicos instalados ($\approx 10\%$)

² Nível máximo de potência instantânea atingida em Portugal pelos parques eólicos instalados

³ Nível máximo de contributo da potência instantânea atingida em Portugal pelos parques eólicos instalados (75%)

⁴ Nível máximo de contributo dos parques eólicos instalados para a satisfação do consumo de um dia em Portugal (61% = 74 GWh em 121 GWh)

É interessante notar a forte variabilidade que o contributo dos parques eólicos instalados em Portugal tem tido para o consumo de electricidade, quer para a ponta eléctrica (variando entre contributos de cerca de 3%-4% e 75% do total), quer para o consumo diário (para o qual atingiu um máximo de 61% mas se situou, em média, próximo dos 17% em 2010).

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Assim, independentemente de razões ambientais, económicas ou outras, põem-se quatro cenários distintos para a decisão de introdução de tecnologias com uma natureza intermitente (ie. renováveis) no sistema eléctrico:

- Aumento da ponta eléctrica sem alteração significativa do consumo médio;
- Aumento previsível do consumo médio e da ponta eléctrica;
- Aumento previsível do consumo médio sem alteração significativa na ponta eléctrica;
- Manutenção do consumo médio e da ponta eléctrica.

No primeiro cenário as tecnologias com uma natureza intermitente não são, de forma isolada, uma opção, sendo necessário complementá-las com aumentos de capacidade de tecnologias regulares.

No segundo cenário poderá decidir-se entre a introdução de tecnologias regulares ou de tecnologias intermitentes complementadas com tecnologias regulares (que permaneçam em *standby* quando exista produção da tecnologia intermitente).

No terceiro cenário pode optar-se por aumentar a carga das tecnologias regulares já instaladas ou pela introdução de tecnologias intermitentes, não sendo necessário, até certo ponto, aumentar a capacidade instalada de tecnologias regulares.

No quarto cenário pode optar-se por tecnologias intermitentes (ie. renováveis) como substitutas de tecnologias regulares já instaladas.

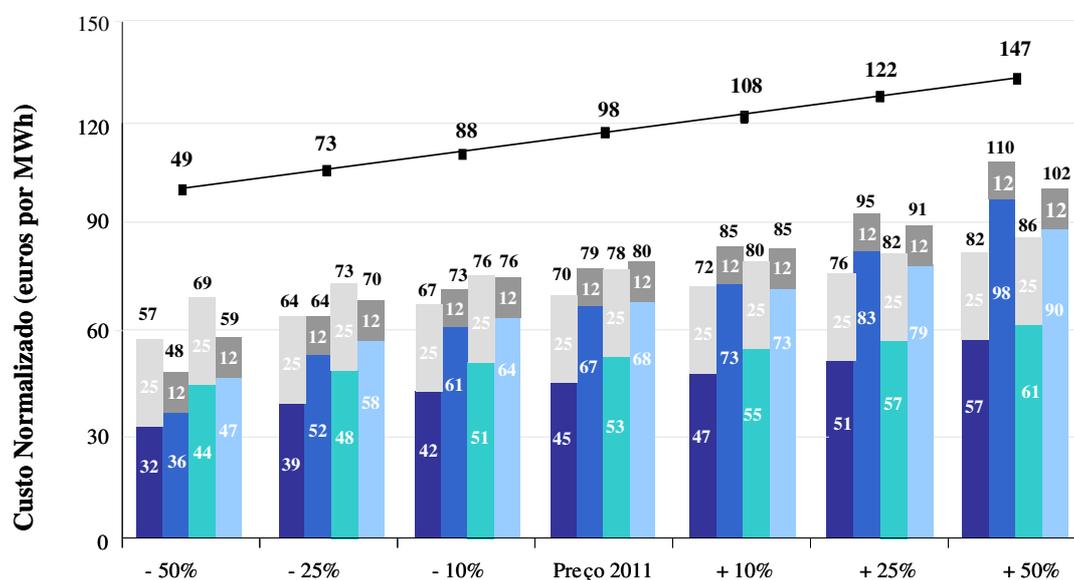
Comparam-se em seguida, em termos meramente económicos (ie. preço da electricidade), as várias alternativas, sendo que:

- No primeiro e segundo cenários, compara-se a introdução de nova capacidade térmica (gás natural ou carvão) com a introdução de nova capacidade eólica complementada com gás natural ou carvão. Tem-se, portanto, 4 alternativas distintas: só gás natural, só carvão, eólica e gás natural e eólica e carvão;
- No terceiro e quarto cenários, não sendo necessário complementar produção eólica com térmica (uma vez que o sistema já dá resposta à ponta eléctrica), o que está em causa é a comparação entre o custo de produção eólica com os custos variáveis de produção a gás natural ou a carvão, uma vez que os custos fixos destas últimas já concorrem para a formação do preço da electricidade no sistema.

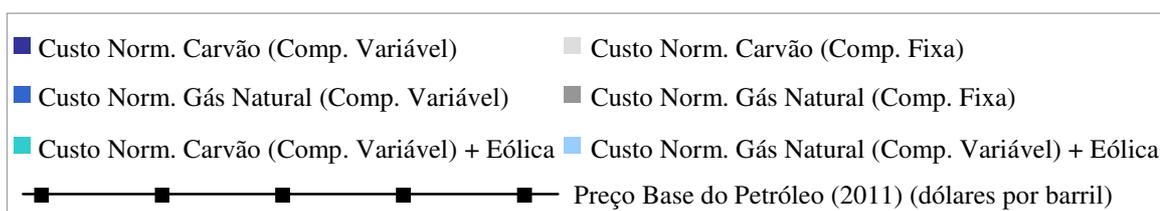
2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

No primeiro e segundo cenários podia também ter-se analisado outras alternativas, tais como a introdução de potência eólica associada a novas grandes hídricas de albufeira (ou hídricas com bombagem), no entanto, sendo ambas de origem renovável e com custos de produção independentes do preço do petróleo, pareceu mais interessante a comparação da tecnologia eólica com as térmicas, até porque, em geral, a produção a partir de grandes hídricas é bastante mais barata que a eólica.

Cenários 1 e 2 - Aumento de Capacidade de Produção



Evolução do Preço de Petróleo



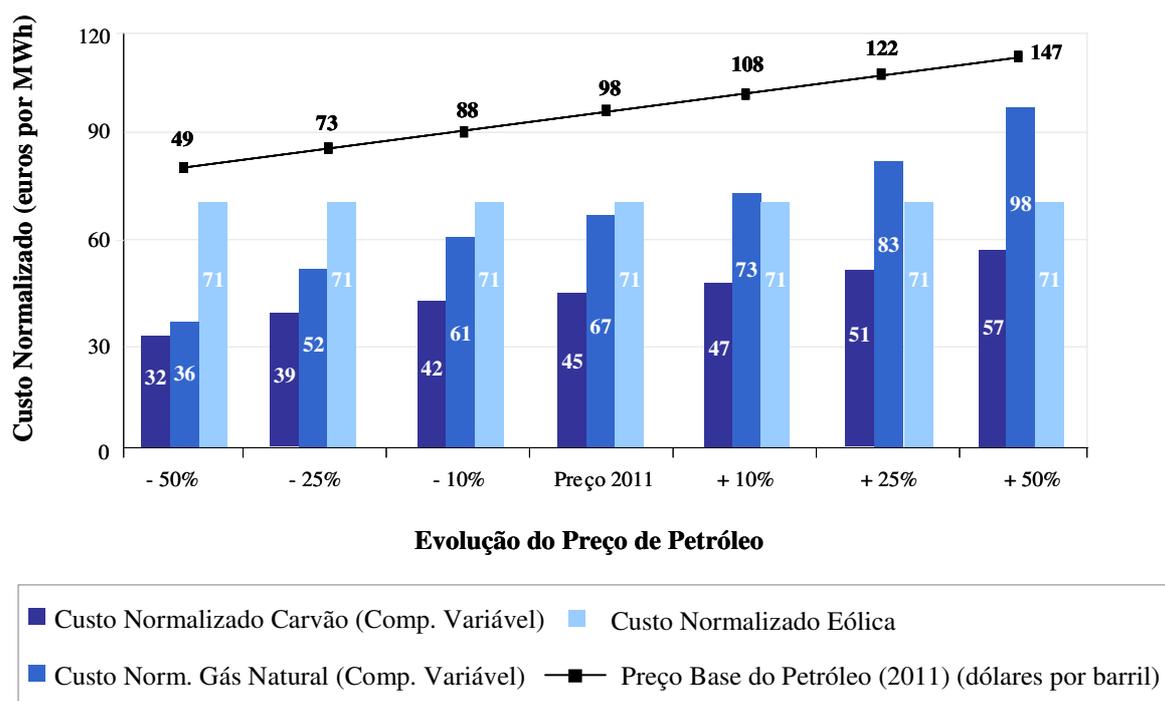
De referir que os custos normalizados apresentados na figura anterior são calculados para um nível de produção (p.ex. anual) idêntico, pelo que, nas alternativas eólica + gás natural e eólica + carvão, o custo variável (em euros por MWh) obtém-se através da ponderação do custo normalizado de produção eólica pelo seu factor de produção anual (27%) e disponibilidade média (97%), correspondentes, portanto, a cerca de 26,2% da produção anual, a que acresce a parcela variável do custo normalizado de produção a gás natural e a carvão, respectivamente, para a produção restante.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Assumindo-se as correlações (apresentadas no ponto 4.3) entre o preço do petróleo, por um lado, e os preços do gás natural e do carvão, por outro, conclui-se que, aos preços actuais das matérias-primas:

- A opção eólica, complementada seja com gás natural, seja com carvão, não é competitiva com a produção a carvão.
- A opção eólica + carvão é competitiva com o gás natural mas só passa a ser competitiva com a opção do carvão para preços do petróleo acima de 200 dólares por barril (+104%).
- A opção eólica + gás natural só passa a ser competitiva com o gás natural com preços do petróleo acima de 104 dólares por barril (+6%) e nunca chega a ser competitiva com o carvão.

Cenários 3 e 4 – Substituição de Produção Térmica Existente por Eólica



Nos casos em que se compara, mais uma vez em termos meramente económicos (ie. preço da electricidade), a substituição de produção térmica instalada (gás natural e carvão) com nova produção eólica, conclui-se que, aos preços actuais das matérias-primas, o custo da produção eólica aproxima-se do custo variável da produção a gás natural, mas está ainda longe do custo variável da produção a carvão.

2.3.1 Custos de produção das principais tecnologias de produção de electricidade

Assumindo-se as correlações (apresentadas no ponto 4.3) entre o preço do petróleo, por um lado, e os preços do gás natural e do carvão, por outro, conclui-se, também, que:

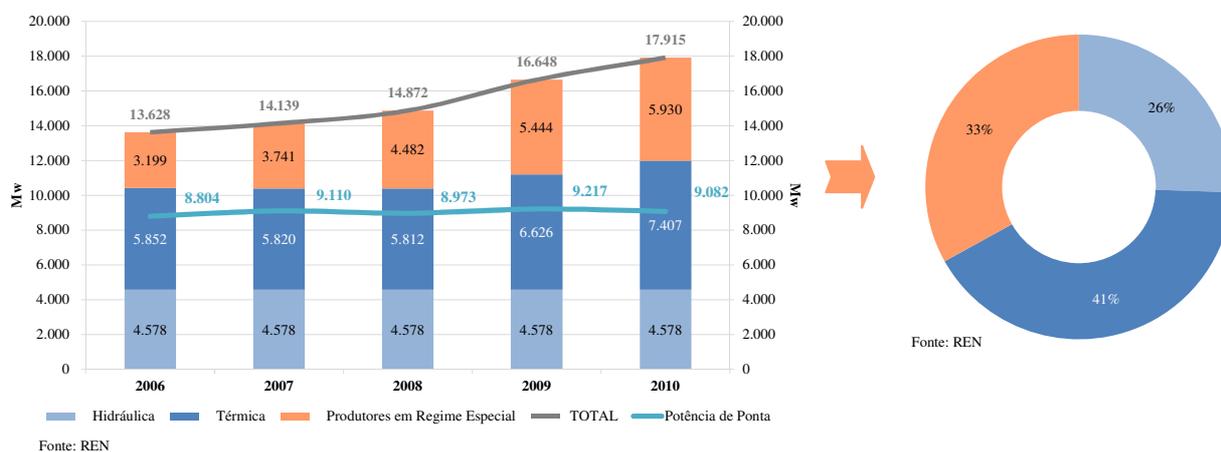
- Seria necessário que o preço do petróleo se situasse acima de 104 dólares por barril (+6%) para que a produção eólica fosse competitiva com a produção a gás natural.
- Seria necessário que o preço do petróleo se situasse acima de 200 dólares por barril (+104%) para que a produção eólica fosse competitiva com a produção a carvão.

Em resumo, conclui-se que:

- A tecnologia fotovoltaica não é minimamente competitiva neste momento.
- Com base nas actuais condições de mercado, em particular, os preços das matérias-primas:
 - Em cenários de resposta a aumentos previsíveis do consumo de electricidade (consumo médio e ponta eléctrica), a produção eólica encarece o sistema face à opção carvão e é sensivelmente equivalente à opção gás natural;
 - Em cenários de substituição de produção térmica existente por nova produção eólica, seria necessário um aumento do preço do petróleo para 104 dólares por barril, para que a opção eólica fosse competitiva com a produção a gás natural, e para 200 dólares por barril, no caso de substituição de produção a carvão.
- A grande hídrica é, neste momento, a tecnologia mais competitiva, apesar de se encontrar sujeita a uma forte variabilidade do recurso em função do índice de hidraulicidade (variações anuais de cerca de 40%).
- A tecnologia a biomassa não é, de acordo com os pressupostos assumidos, competitiva neste momento, apesar de contribuir de forma significativa para a redução do consumo de combustíveis fósseis sem o inconveniente da intermitência inerente a outras tecnologias renováveis.

2.3.2 Potência instalada

Os gráficos seguintes apresentam a evolução da **potência instalada em Portugal para produção de energia eléctrica** e a repartição percentual verificada em 2010:



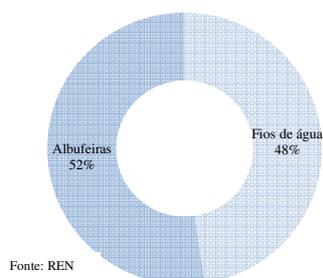
Em termos de **potência instalada total**, verifica-se que no período entre 2006 e 2010, se registou uma taxa de crescimento média anual (TMCA) de 7,08%, resultante da combinação de TMCA distintas conforme o tipo de produção: (i) 0,00% na energia hidráulica; (ii) 6,07% na energia térmica; e (iii) 16,68% na produção em regime especial (PRE). Atingiu-se, assim, em final de 2010, um peso de 33,1% da produção em regime especial no total da potência instalada.

Refira-se, ainda, que, com referência à mesma data, a **potência de ponta** (correspondente à potência máxima à qual uma rede tem que fazer face durante um determinado período de tempo) correspondia a 75,8% da capacidade instalada em regime ordinário.

Os gráficos seguintes apresentam a repartição em final de 2006 e em final de 2010 da potência instalada em cada um dos três tipos de produção de energia eléctrica por subtipo:

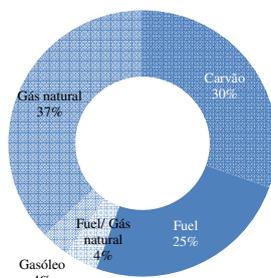
2.3.2 Potência instalada (cont.)

Hidráulica (2006)



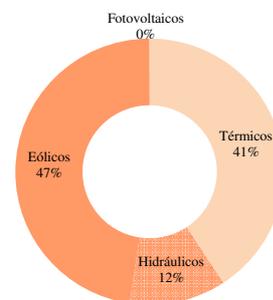
Potência=4.578 MW

Térmica (2006)



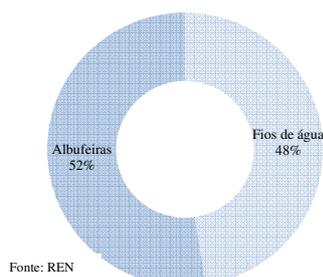
Potência=5.852 MW

PRE (2006)



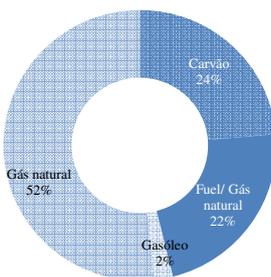
Potência=3.199 MW

Hidráulica (2010)



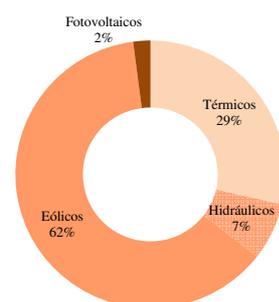
Potência=4.578 MW

Térmica (2010)



Potência=7.407 MW

PRE (2010)



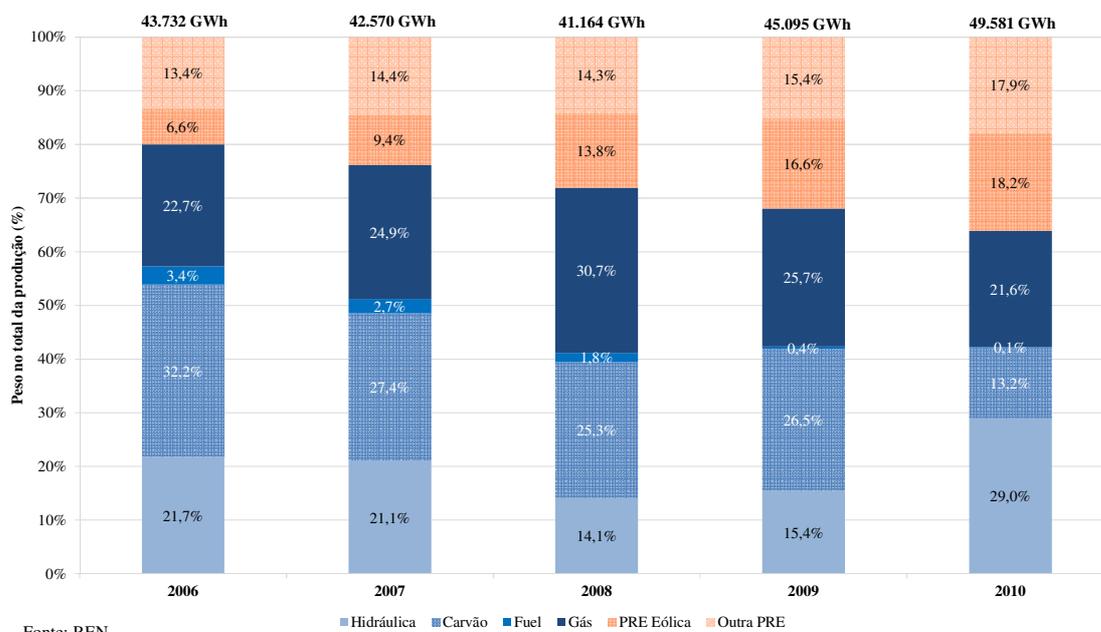
Potência=5.930 MW

Pela análise dos gráficos anteriores verifica-se que:

- Produção em **regime ordinário – hidráulica**, não ocorreu qualquer alteração entre 2006 e 2010, existindo praticamente uma paridade entre o peso das albufeiras e dos fios de água, com as primeiras a apresentarem a vantagem de possuírem um reservatório onde se pode armazenar uma considerável quantidade de água.
- Produção em **regime ordinário – térmica**, é relevante salientar o aumento da potência de centrais com utilização de gás natural, em detrimento das demais, devido à reconversão que tem sido feita ao longo dos últimos anos e ao investimento em centrais de ciclo combinado.
- Quanto à **PRE**, verifica-se que o grande investimento de aumento de potência tem sido mais concentrado em produção eólica, a qual em final de 2010 era responsável por 62,4% do total de potência PRE instalada.

2.3.3 Produção de energia eléctrica

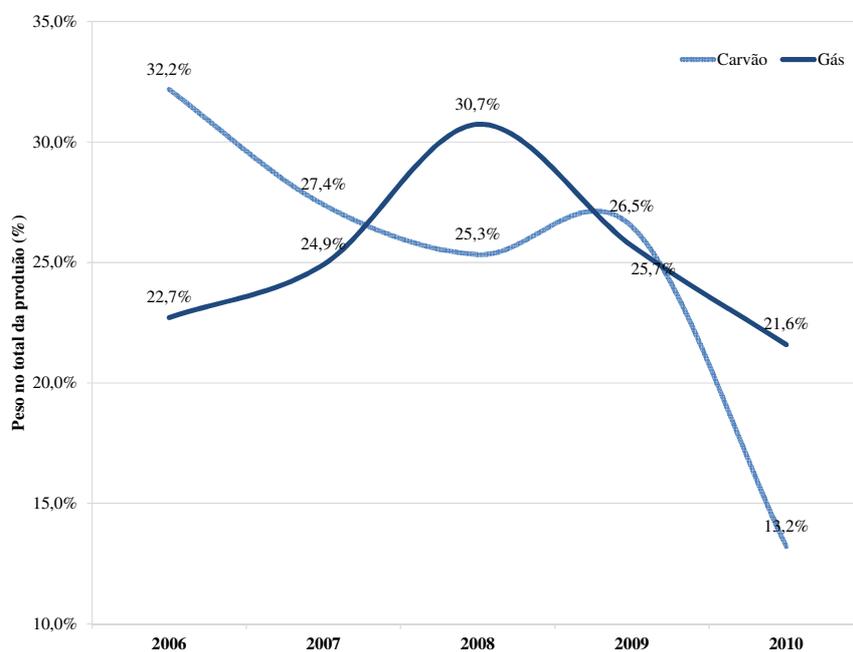
O gráfico seguinte apresenta a **decomposição percentual da produção nacional de energia eléctrica por fonte/combustível**:



Com base na informação disponibilizada pela REN, verifica-se que:

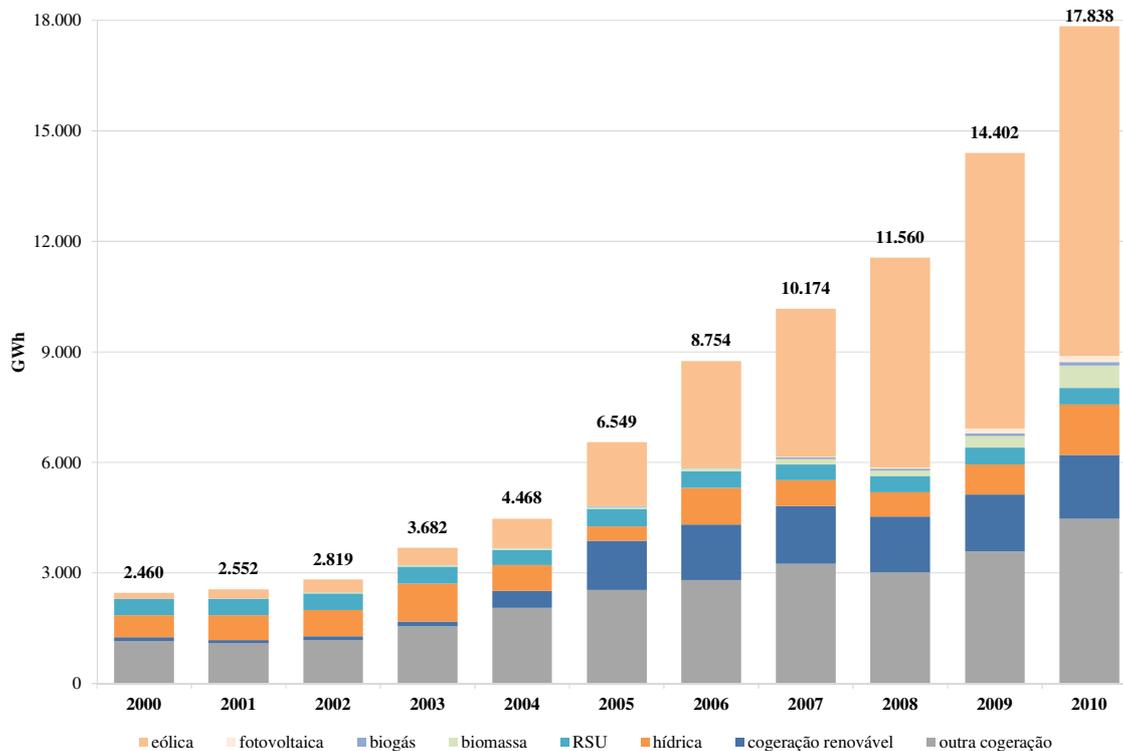
- A PRE tem vindo a aumentar consistentemente a sua importância relativa, a qual passou de 20% em 2006 para 36,2% em 2010, assumindo particular destaque a PRE eólica que representa actualmente cerca de 50% do total da PRE.
- Após uma queda da sua importância relativa desde 2006, a **produção hidráulica** aumentou em 2010 o seu contributo relativo para 29%, em resultado da elevada hidraulicidade verificada nesse ano (índice de 1,30 correspondendo o índice 1 a um ano normal);
- A **produção térmica a fuel** tem vindo a reduzir-se sendo hoje praticamente inexistente (0,1%);
- A **produção a carvão** e a **produção a gás**, apesar de registarem contributos distintos, apresentaram um peso global relativamente estabilizado até 2009; contudo, em 2010, em resultado do aumento do contributo relativo da PRE e da energia hidráulica, viram o seu peso global reduzido para 34,8% (o que compara com 52,2% em 2009), salientando-se a maior redução relativa na produção a carvão (50% da verificada em 2009):

2.3.3 Produção de energia eléctrica (cont.)



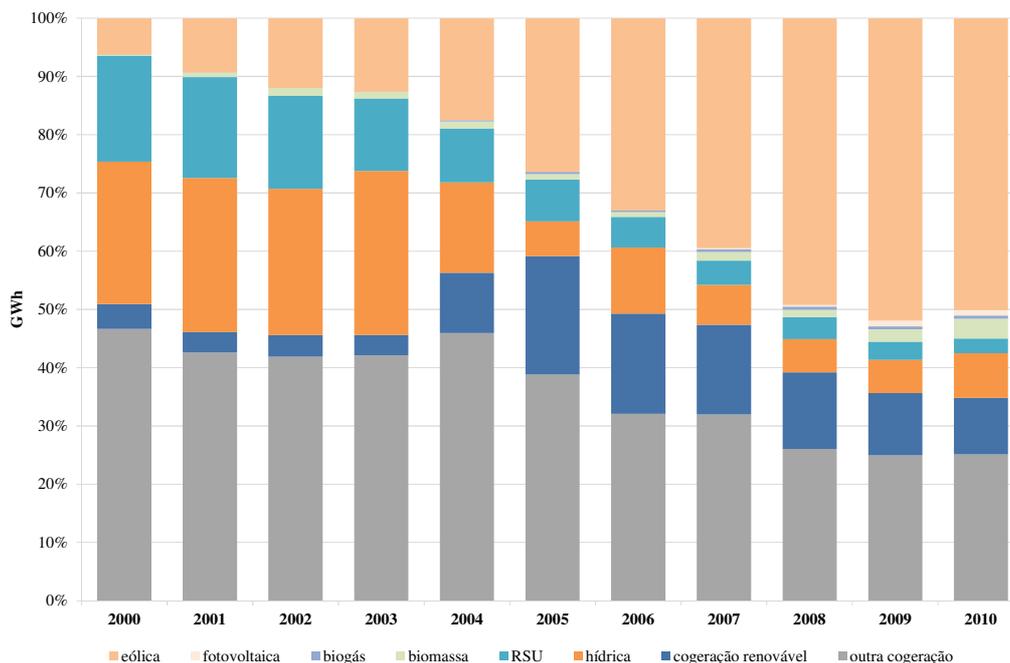
Fonte: REN

A **PRE de energia eléctrica em Portugal** apresentou a seguinte evolução por tipo, quer em quantidade quer em termos percentuais:



Fonte: ERSE

2.3.3 Produção de energia eléctrica (cont.)



Fonte: ERSE

Na última década, a produção em regime especial cresceu a uma TMCA de 21,9%, destacando-se a energia eólica que, ainda que partindo de uma base muito baixa (152 GWh), aumentou cerca de 58 vezes no período em análise, sendo, no final de 2010, o tipo de energia com maior peso na PRE (50,1%). Conforme se verifica pela análise dos gráficos *supra*, a grande mudança verifica-se principalmente a partir de 2005, sendo igualmente importante o aumento registado de 2008 para 2009 (+24,6%), essencialmente devido ao aumento na produção de energia eólica (+31,4%).

No que respeita à **duração dos actuais regimes tarifários aplicáveis à produção em regime especial** verifica-se, no que respeita à energia eólica (fonte de PRE mais representativa em Portugal, com 50,1% da produção e 62% da potência instalada em 2010) que foi sobretudo após 2005, com a publicação do DL 33-A/2005, que se registou um significativo aumento da capacidade instalada. Tal parece decorrer do facto do DL 33-A/2005 fixar a emissão da licença de estabelecimento (necessária para o início da construção de cada projecto) como o momento a partir do qual o produtor teria direito à tarifa fixa (que, na legislação anterior, era fixado com a emissão da licença de exploração, posterior à construção do projecto), facilitando, assim, a angariação de financiamento de longo prazo para a construção dos projectos, apesar da tarifa passar de cerca de 92 euros por MWh para cerca de 75 euros por MWh para projectos licenciados ao abrigo deste novo decreto-lei.

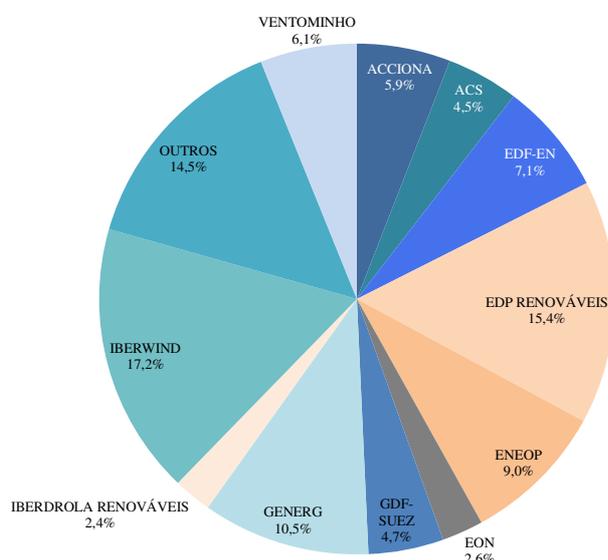
2.3.3 Produção de energia eléctrica (cont.)

Tal como na legislação publicada posteriormente, o DL 33-A/2005 prevê uma remuneração (tarifa fixa, actualizável à taxa de inflação) para a energia produzida em parques eólicos durante um prazo de 15 anos ou até ser atingido o limite de 33 GWh por MW instalado, momento a partir do qual os parques eólicos serão remunerados pela electricidade a preços de mercado e pelas receitas obtidas com a venda de certificados verdes (actualmente, a *feed-in tariff* para parques instalados em 2011 situa-se em cerca de 75 euros por MWh face a um preço da energia no MIBEL ascendente a 45 euros por MWh em 16.02.2011; quanto à transacção de certificados verdes, não está ainda em funcionamento um mercado organizado pelo que não estão disponíveis preços de mercado para os certificados verdes). Tendo grande parte dos parques eólicos actualmente em funcionamento sido instalada entre 2005 e 2010, é previsível que a maioria perca acesso à tarifa regulada pelo regime PRE, no limite, entre 2020 e 2025. Sendo o período de vida útil dos parques eólicos de cerca de 20 anos, nos 5 últimos anos de operação a energia produzida será vendida no mercado, mantendo-se, previsivelmente, no entanto, a prioridade de acesso à rede. Dado que o prazo do financiamento bancário dos parques eólicos é habitualmente inferior a 15 anos (ou, no limite, de 15 anos), os anos finais de venda de energia no mercado constituirão uma fonte de remuneração directa para os promotores dos parques eólicos.

2.3.4 Regime especial

Energia eólica – principais *players*

De acordo com a compilação de dados efectuada pelo BPI, com base em informação disponibilizada por diferentes entidades, obteve-se a seguinte repartição por promotor da potência de energia eólica instalada em Portugal e ligada à rede até ao final de 2010, a qual é meramente indicativa não constituindo um levantamento exaustivo:

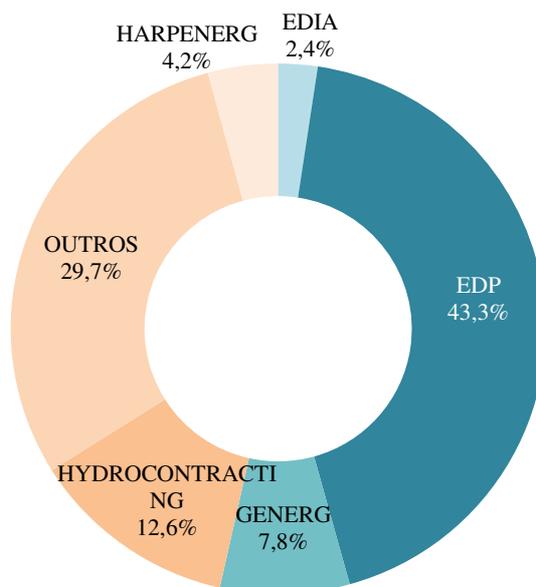


2.3.4 Regime especial (cont.)

Conclui-se, assim, que existe uma significativa repartição do mercado, embora se possa destacar o peso da **Iberwind** (17,2%) e da **EDP Renováveis** (15,4%). Por outro lado, cumpre ainda salientar o promotor **ENEOP** (9,0%), um consórcio formado por Enercon (51%), Enernova (19,6%), Finerge (9,8%), Generg (9,8%) e Térmica de Portugal (9,8%), que foi constituído, na sequência do Concurso Público para Energia Eólica de 2005-2006, para instalar em Portugal o primeiro pólo industrial para produção de aerogeradores de última geração e desenvolver novos projectos de parques eólicos a partir da produção destas unidades industriais. A ENEOP ganhou a primeira e maior fase deste concurso, conseguindo os direitos para a instalação de 1.200 MW de novos parques eólicos até 2013, possuindo actualmente cerca de 9% de quota de mercado, a qual aumentará após a abertura de toda a capacidade que lhe foi atribuída em concurso público.

Energia hidráulica (mini-hídricas) – principais players

De acordo com a compilação de dados efectuada pelo BPI, com base em informação disponibilizada por diferentes entidades, obteve-se a seguinte repartição por promotor da potência de energia hidráulica instalada em Portugal e ligada à rede até ao momento presente a qual é meramente indicativa não constituindo um levantamento exaustivo :



Na energia hidráulica verifica-se a preponderância da EDP (43,3%), que apresenta uma quota 3,5 vezes superior ao 2.º produtor com maior importância relativa (Hydrocontracting, 12,6%).

2.3.4 Regime especial (cont.)

Outra PRE – principais *players*

Térmicas

Em Portugal, as térmicas PRE são essencialmente aproveitamento de biomassa e RSU.

Mais concretamente no que respeita aos **RSU**, empresas como a Valorsul, a Valorlis e a Lipor têm aproveitamento térmico da queima de resíduos.

Relativamente à **biomassa**, o grupo EDP detém 6 centrais com potência instalada de 169 MW, a maior parte das quais em parceria com a Altri para proceder à queima de resíduos criados pela indústria da pasta de papel. Em 2006, o Governo colocou 15 projectos de biomassa a concurso, alguns dos quais não geraram interesse no mercado, tendo entrado em funcionamento apenas a central da Sertã e de Belmonte dos promotores Palser e Tavernergia, respectivamente, correspondentes a 5 MW de potência.

Solar

Com excepção dos pequenos aproveitamentos solares com potência inferior a 2 MW, existem actualmente em funcionamento em Portugal os seguintes **parques fotovoltaicos** principais:

- Amareleja, com uma potência instalada de 46 MW, pertencente à empresa espanhola Acciona;
- Hércules, em Serpa, com uma potência instalada de 11 MW, pertencente aos promotores GE/Powerlight / Catavento;
- Ferreira do Alentejo, com uma potência de 10 MW, pertencente à TECNEIRA (Grupo ACS);
- Ferreira do Alentejo, com uma potência de 9 MW, pertencente à GENERG;
- MARL, com uma potência de 6 MW, dos promotores Caixa Capital, New Energy Fund, Fomentinvest e Efacec;
- Ferreira do Alentejo, com uma potência de 2 MW, pertencente à Netplan.

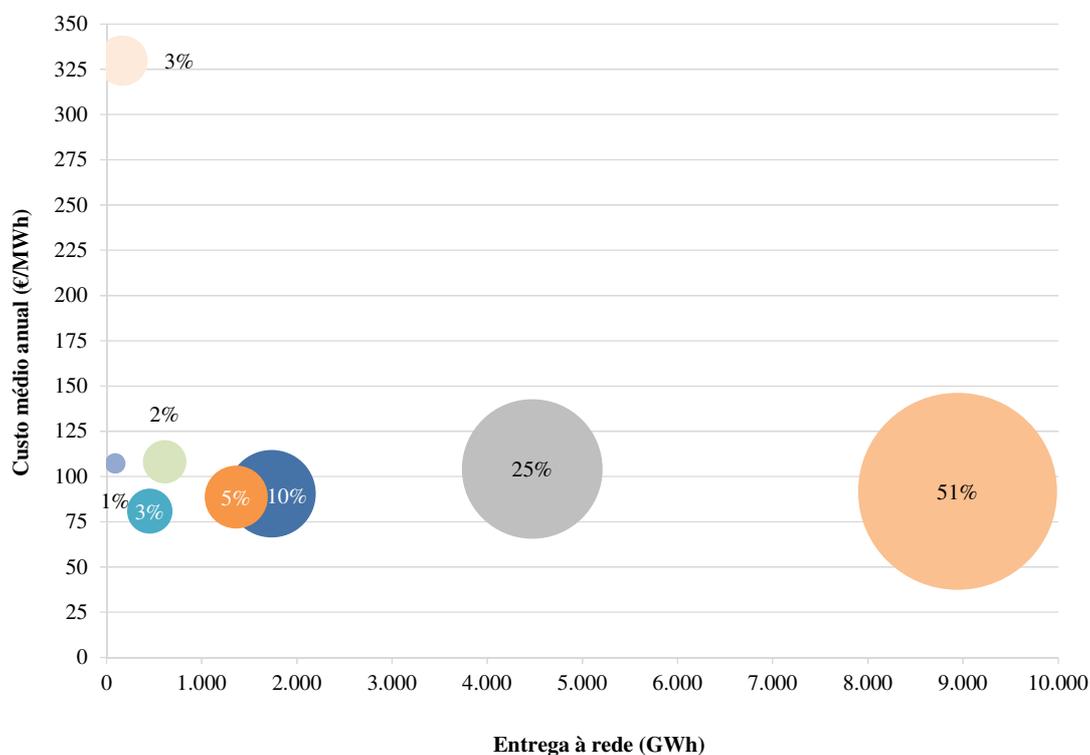
2.3.4 Regime especial (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRE

Em termos de custo, verificam-se distinções significativas por tipo de tecnologia. O gráfico seguinte compara esquematicamente, por tecnologia, e para o ano de 2010, a quantidade de energia entregue à rede com o custo médio anual verificado no sistema, sendo a dimensão do círculo dada pelo contributo da tecnologia em causa para os custos totais da PRE no sistema eléctrico:

| Tecnologia (2010) | custo (euros por MWh) |
|---------------------|-----------------------|
| cogeração renovável | 90,50 |
| outra cogeração | 104,20 |
| eólica | 91,80 |
| hídrica | 88,70 |
| RSU | 80,80 |
| biomassa | 108,10 |
| biogás | 107,20 |
| fotovoltaica | 329,80 |

Fonte: ERSE

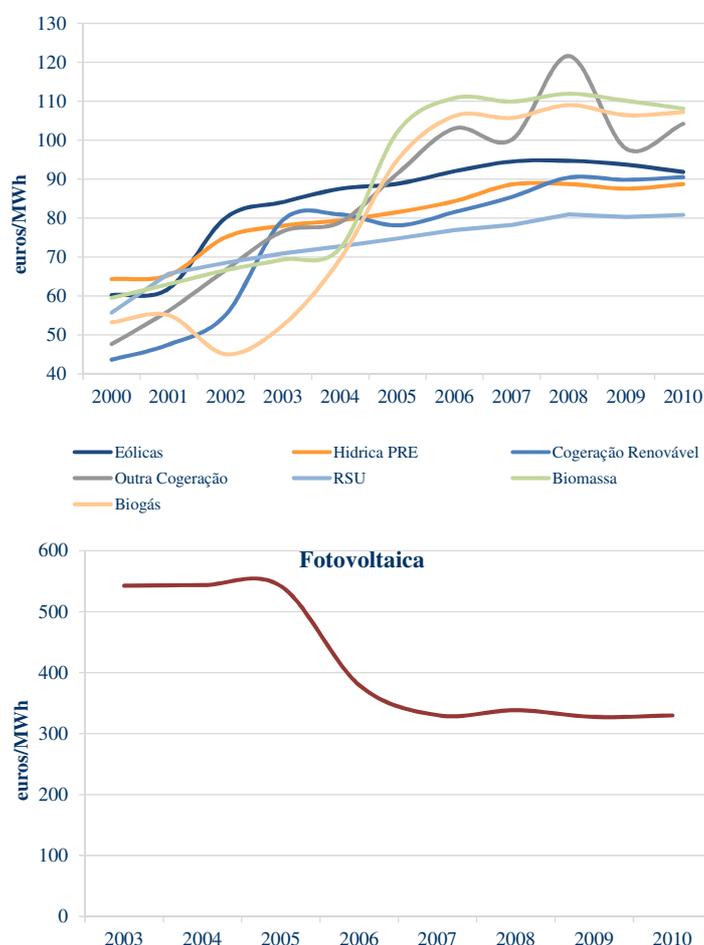


● cogeração renovável ● outra cogeração ● hídrica ● RSU ● biomassa ● biogás ● fotovoltaica ● eólica

2.3.4 Regime especial (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRE

Da análise do gráfico apresentado na página anterior verifica-se que os maiores contributos para os custos totais são consentâneos com os contributos para a entrega à rede (eólica, outra cogeração e cogeração renovável). Refira-se, ainda, que as tecnologias com custo médio mais elevado e mais baixo são, respectivamente, a fotovoltaica e a RSU que, contudo, representam apenas 3% cada uma do total dos custos da PRE. Apresenta-se nos dois gráficos seguintes uma análise comparativa da evolução, ao longo da última década, dos custos unitários associados à aquisição de energia PRE em Portugal Continental:



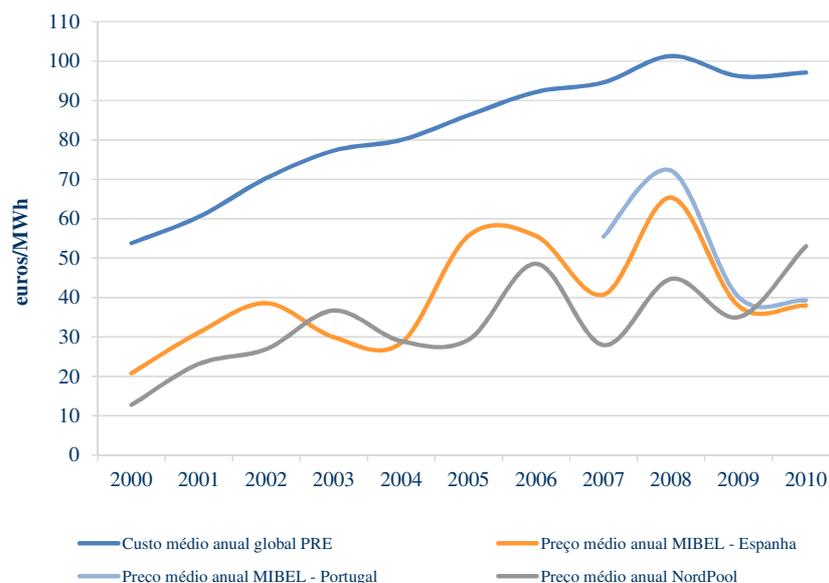
Fonte: ERSE, "Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE), Dezembro de 2010.

Com exceção da tecnologia fotovoltaica, os custos unitários das diversas tecnologias PRE registaram, entre 2000 e 2010, uma evolução crescente que conduziu a custos unitários em 2010 a variar entre um mínimo de 81 euros por MWh (RSU) e um máximo de 108 euros por MWh (biomassa). A tecnologia fotovoltaica, por seu lado, é a menos competitiva com um custo unitário de aquisição muito superior às restantes, de 330 euros por MWh em 2010.

2.3.4 Regime especial (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRE

Por outro lado, a evolução dos custos unitários associados à aquisição de energia PRE em Portugal comparou da seguinte forma com o preço da electricidade nos mercados ibérico e escandinavo:



Fontes: ERSE, "Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE), Novembro de 2010", <http://omip.pt> e www.nordpoolspot.com

Nota: O custo médio global PRE para 2010 é relativo ao período de Janeiro a Novembro.

O custo unitário médio global da PRE evoluiu ao longo da última década a uma TMCA de 6,7%, tendo atingido em 2009 (último ano completo disponível) um prémio médio face aos preços da electricidade no mercado ibérico e no mercado escandinavo da ordem dos 59 euros por MWh, ao que corresponde um agravamento de 64% face ao preço médio da electricidade nestes mercados.

Importa realçar, no entanto, que o preço da electricidade no mercado pode não constituir o melhor referencial comparativo, uma vez que a produção ordinária também auferir, na maioria dos casos, remunerações superiores ao preço de mercado, em resultado do pagamento em regime de CAE e de CMEC (e, futuramente, de garantia de potência), conforme explicitado em detalhe no ponto 2.3.5.

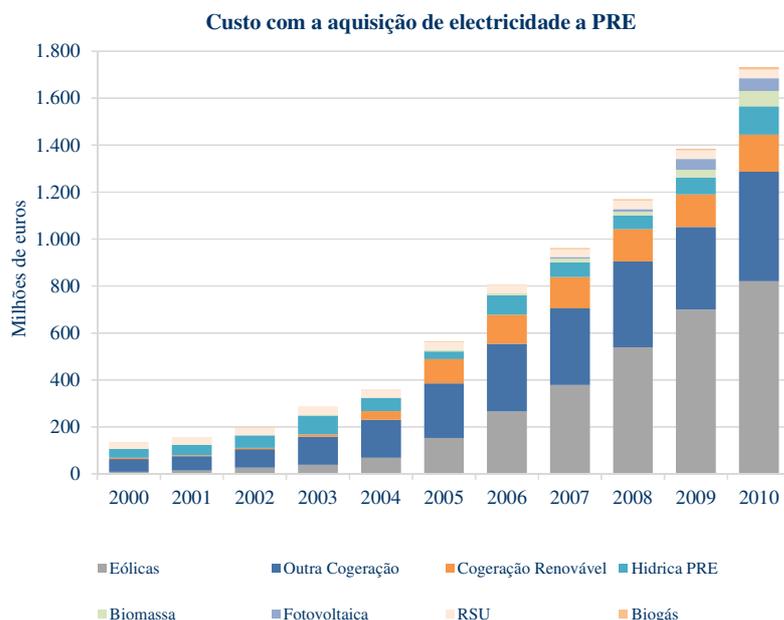
2.3.4 Regime especial (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRE

O mecanismo de pagamento aos Produtores em Regime Especial apresenta as seguintes especificidades principais:

- **Prioridade na entrada em operação** face a qualquer outra tecnologia e prioridade na aquisição pelo Comercializador de Último Recurso (essencialmente EDP Serviço Universal);
- **Remuneração através de uma tarifa própria**, superior à tarifa de energia (explicitada em detalhe no capítulo 3 do presente Estudo), gerando, conseqüentemente, um sobrecusto (medido pela diferença entre o custo efectivo de aquisição da electricidade pelo CUR e o custo que seria suportado ao preço de referência de mercado), dado que a energia produzida através das PRE é remunerada acima dos custos marginais de produção (o sobrecusto é recuperado através da tarifa de uso global do sistema). Neste contexto, a PRE produzida em Portugal não entra no MIBEL para a formação do preço diário; contudo, pelo facto de o Comercializador de Último Recurso ter de comprar toda a produção proveniente do regime especial faz com que tenha necessidade de adquirir uma menor quantidade de energia eléctrica no mercado. Como tal, a curva da procura do mercado é deslocada, conduzindo a que o encontro entre a oferta e a procura aconteça num ponto mais baixo da curva da oferta, originando, conseqüentemente, um preço da energia saído do mercado diário mais baixo.

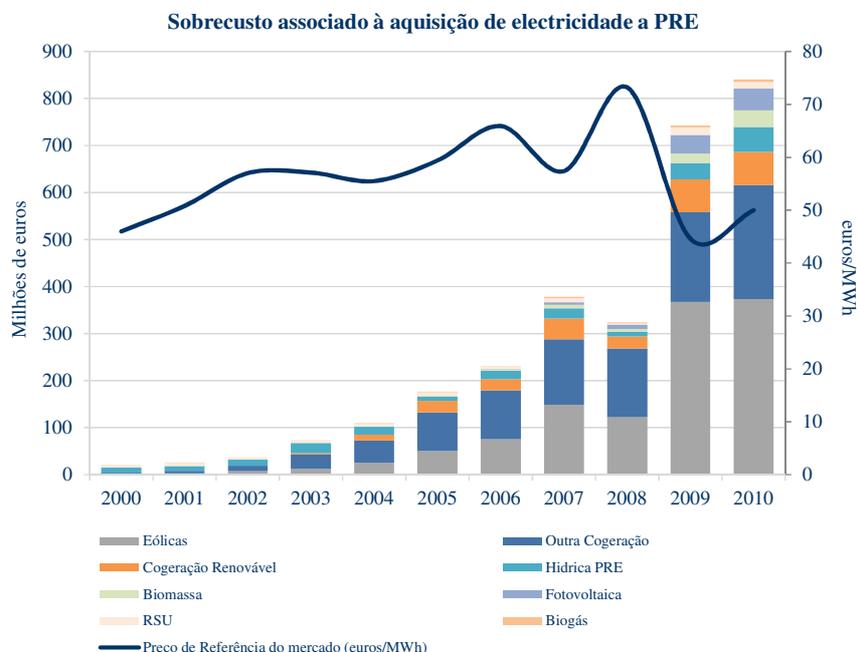
Na última década, o custo total e o sobrecusto associados à aquisição de electricidade aos produtores em regime especial apresentaram a seguinte evolução:



Fonte: ERSE, "Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE), Novembro de 2010.

2.3.4 Regime especial (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRE



Fonte: ERSE, “Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE), Novembro de 2010.

Conforme se verifica, os custos com a aquisição de electricidade a PRE têm vindo a registar incrementos muito substanciais, atingindo em 2010 um gasto anual total de cerca de 1.732 milhões de euros, realçando-se a importância das eólicas e da outra cogeração (não renovável) que representaram, no seu conjunto, em 2010, cerca de 74% do encargo total. Por outro lado, verifica-se que o sobrecusto PRE (medido pela diferença entre o custo efectivo de aquisição da electricidade pelo CUR e o custo que seria suportado ao preço de referência de mercado) evoluiu, ao longo da última década, de forma diferenciada, destacando-se:

- i) o período entre 2000 e 2007, durante o qual a variável quantidade produzida foi determinante para o aumento do sobrecusto;
- ii) o ano de 2008, em que, apesar do aumento dos custos totais com aquisição de electricidade a PRE em 22% face ao ano anterior, o sobrecusto reduziu-se 14%, em resultado do aumento do preço de referência da electricidade no mercado, de 57,4 euros por MWh em 2007, para 73,2 euros por MWh em 2008.
- iii) os anos de 2009 e de 2010, em que a redução do preço de referência da electricidade no MIBEL determinou um aumento muito significativo do sobrecusto PRE, que atingiu os níveis históricos mais elevados.

2.3.4 Regime especial (cont.)

Indicadores económico-financeiros

Na tabela seguinte apresentam-se indicadores económico-financeiros de empresas com quotas de mercado relevantes no sector nacional de PRE para os últimos 2 anos:

| Performance Económico-Financeira Produtores em Regime Especial (milhares de euros) | 2008 | 2009 |
|---|-----------|-----------|
| EDP Renováveis⁽¹⁾ (Operações em Portugal) | | |
| Proveitos Operacionais | 97.793 | 125.968 |
| Encargos Financeiros | 21.757 | 25.711 |
| EBITDA | 76.467 | 101.650 |
| Resultado Líquido | 22.465 | 38.866 |
| Cash Flow | 48.405 | 70.017 |
| Activo | 605.359 | 777.664 |
| Capital Próprio (CP) | 52.560 | 81.582 |
| IRC Pago | 8.038 | 9.985 |
| Margem de EBITDA | 78% | 81% |
| Encargos Financeiros / EBITDA | 28% | 25% |
| Margem de Cash Flow | 49% | 56% |
| Autonomia Financeira | 9% | 10% |
| ROE | 43% | 48% |
| ROA | 4% | 5% |
| Iberwind⁽²⁾ | | |
| Proveitos Operacionais | 17.602 | 122.983 |
| Encargos Financeiros | 17.169 | 106.742 |
| EBITDA | 15.608 | 94.518 |
| Resultado Líquido | -1.617 | -39.481 |
| Cash Flow | 6.975 | 10.763 |
| Activo Líquido Total | 1.257.362 | 1.292.874 |
| Dívida Líquida (DL) | 1.006.553 | 1.079.747 |
| Capital Próprio (CP) | 31.416 | -47.774 |
| IRC Pago | 163 | -3.685 |
| Fundos Alheios | 902.021 | 979.297 |
| Fundos Próprios | 188.389 | 151.389 |
| Dividendos distribuídos | 0 | 0 |
| Margem de EBITDA | 89% | 77% |
| Encargos Financeiros / EBITDA | 110% | 113% |
| Margem de Cash Flow | 40% | 9% |
| Autonomia Financeira | 2% | -4% |
| ROE | -5% | n.a. |
| ROA | -0,1% | -3,1% |
| DL/(DL+CP) | 97% | 105% |
| Rácio de Endividamento | 83% | 87% |

| Performance Económico-Financeira Produtores em Regime Especial (milhares de euros) | 2008 | 2009 |
|---|---------|---------|
| Generg⁽³⁾ | | |
| Proveitos Operacionais | 104.160 | 116.024 |
| Encargos Financeiros | 40.315 | 29.061 |
| EBITDA | 86.989 | 91.768 |
| Resultado Líquido | 18.212 | 28.903 |
| Cash Flow | 46.130 | 58.831 |
| Activo Líquido Total | 644.804 | 685.076 |
| Dívida Líquida (DL) | 443.201 | 492.096 |
| Capital Próprio (CP) | 74.478 | 55.703 |
| IRC Pago | 6.846 | 9.352 |
| Fundos Alheios | 482.063 | 541.465 |
| Fundos Próprios | 14.000 | 5.000 |
| Dividendos distribuídos | 9.106 | 24.239 |
| Payout | 50% | 84% |
| Margem de EBITDA | 84% | 79% |
| Encargos Financeiros / EBITDA | 46% | 32% |
| Margem de Cash Flow | 44% | 51% |
| Autonomia Financeira | 12% | 8% |
| ROE | 24% | 52% |
| ROA | 3% | 4% |
| DL/(DL+CP) | 87% | 89% |
| Rácio de Endividamento | 97% | 99% |

Fontes: Relatórios e Contas dos anos de 2008 e 2009

Nota 1: A 31 de Dezembro de 2009, a EDP Renováveis apresentava a seguinte estrutura accionista : 62,02% EDP S.A. - Sucursal en España, 15,51% Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. e 22,47% disperso em bolsa.

Nota 2: A Iberwind foi constituída em Outubro de 2008 e, em 31 de Dezembro de 2009, apresentava a seguinte estrutura accionista: Convento III 64,7% (veículo Magnum Capital), Espírito Santo Infrastructure Fund 6,37%, Espírito Santo Capital 1,59%, Fundo Albuquerque 7,17%, Gotan SGPS 7,17%, Wind Source SGPS 5,31%, Madre SGPS 5,31%, Ivory Investments SGPS 2,38%

Nota 3: A Generg era, em 31 de Dezembro de 2009, detida em 57,5% pela Lusenerg, SA (Accionistas: Fundação Oriente, FLAD, Fundo Novenergia, Partex e SLN) e em 42,5% pela Electrabel SA

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

Rácio de Endividamento=Fundos Alheios/(Fundos Alheios+Fundos Próprios)

As empresas analisadas apresentam, com excepção apenas da Iberwind em 2009, forte capacidade de geração de *cash-flow*, com margens de EBITDA e de *cash-flow* muito expressivas e elevados níveis de alavancagem financeira. Quer a EDP Renováveis (operações em Portugal) quer a Generg apresentam ROE elevados (na ordem dos 50% em 2009).

2.3.5 Regime ordinário

Principais *players*

Os produtores em regime ordinário a operar actualmente em Portugal são os seguintes:

| Produtores |  |
|---|--|
|  | <p>Produção Hidráulica:</p> <p>A EDP Produção detém 29 CMEC respeitantes a centrais hidroeléctricas, uma central hidroeléctrica em regime de mercado com garantia de potência (Alqueva) e oito centrais hidroeléctricas em regime de mercado (Belver, Desterro, Lindoso, Sabugueiro I, Santa Luzia, Ponte de Jugais, Varosa e Vila Cova). 2 dos 29 CMEC respeitam a centrais cedidas à exploração à Iberdrola (Aguieira e Raiva), por um período de 5 anos (2009-2014).</p> <p>Produção Térmica:</p> <p>A EDP Produção detém 6 centrais de produção termoeléctrica, das quais Setúbal e Sines em regime de CMEC, Tunes e Carregado em regime de mercado (no caso do Carregado o CMEC terminou em 2010) e Lares e Ribatejo em regime de mercado com garantia de potência.</p> |
|  | <p>Produção Hidráulica:</p> <p>A Iberdrola explora 2 centrais hidroeléctricas cedidas à exploração pela EDP Produção (Aguieira e Raiva), por um período de 5 anos (2009-2014), com uma potência total de 360 MW, em regime de CMEC. A cedência pela EDP foi imposta pela Autoridade da Concorrência como contrapartida pelo controlo da central do Alqueva e de Pedrógão, tendo sido lançado um concurso onde, para além da Iberdrola, participaram a Endesa, a Galp e a Martifer.</p> <p>Produção Térmica:</p> <p>Não aplicável.</p> |

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Principais *players* (cont.)



Produção Hidráulica:

Não aplicável.

Produção Térmica:

A REN Trading tem como função principal a gestão dos CAE da Turbogás (Tapada do Outeiro, 990 MW) e da Tejo Energia (Pego, 580 MW) que não cessaram em 30 de Junho de 2007, data da entrada em vigor dos CMEC. A actividade desta Empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos comercializadores nacionais e internacionais. As receitas da REN Trading respeitam, relativamente a esta actividade, aos custos de aquisição da energia, uma vez que, caso o proveito da venda em mercado difira do custo de aquisição ao abrigo do CAE, a diferença, positiva ou negativa, é reflectida na tarifa de uso global do sistema definida pela ERSE.

ELECGÁS

Produção Hidráulica:

Não aplicável.

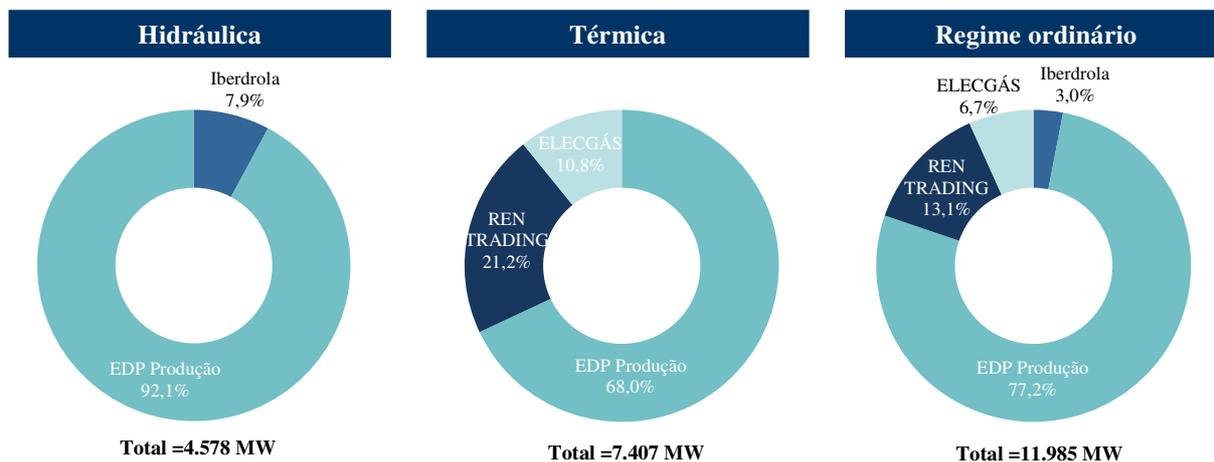
Produção Térmica:

A ELECGÁS é detida em partes iguais pela International Power e pela Endesa e explora a nova central a gás de ciclo combinado (CCGT) construída no Pego, com 800 MW de potência, já em exploração em regime de mercado com garantia de potência.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

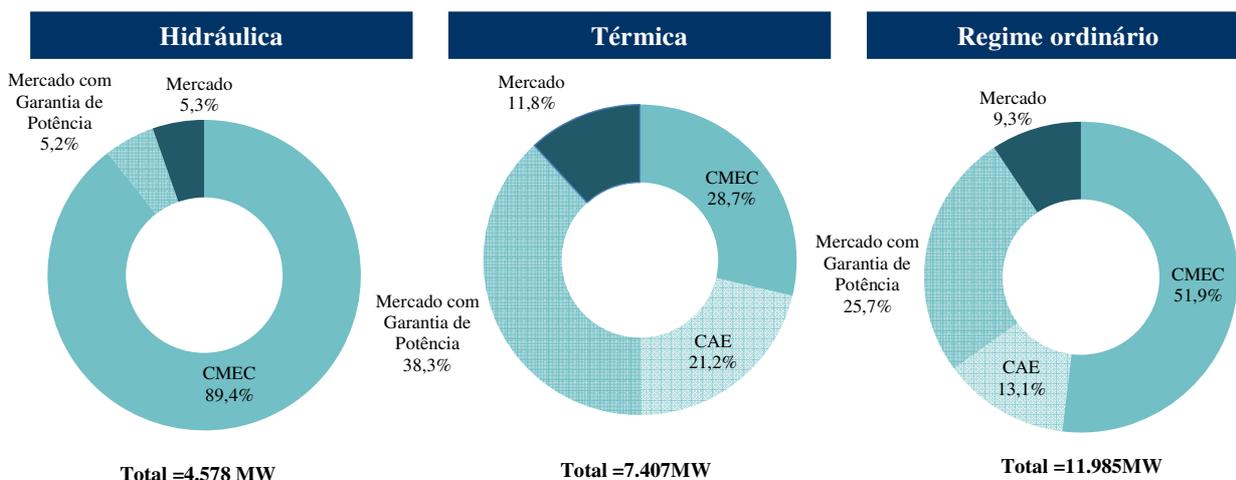
Principais *players* (cont.)

Os gráficos seguintes apresentam a quota de mercado dos produtores em regime ordinário considerando a potência instalada, no final de 2010:



Fonte: REN, EDP, ENDESA

Conclui-se, assim, que o Grupo EDP, através da EDP Produção é detentor de grande parte da potência instalada (77,2%), destacando-se a quota verificada na produção hidráulica, a qual apenas não atinge os 100% dada a cedência de exploração de 2 centrais à Iberdrola. Aguarda-se o descomissionamento da Central Térmica do Carregado (710 MW) (ainda em funcionamento no 3.º trimestre de 2010 de acordo com a EDP). Por outro lado, nem todos os centros electroprodutores em regime ordinário estão abrangidos pelo mesmo mecanismo de pagamentos, apresentando-se nos gráficos seguintes a repartição da potência com base nesse critério:



Fonte: REN, EDP, Diário da República

De acordo com os dados *supra* apresentados, verifica-se que apenas 35% da potência disponível em regime ordinário não está abrangida por CAE ou CMEC, 25,7% dos quais beneficiando do mecanismo de garantia da potência.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

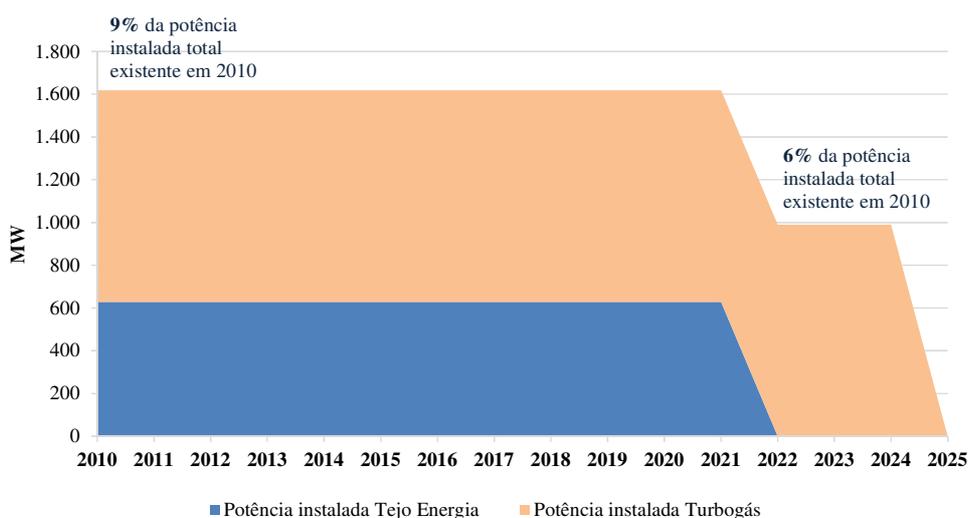
Custos e mecanismo de pagamentos da PRO

Contratos de Aquisição de Energia

A produção de energia eléctrica em Portugal esteve, desde meados dos anos 90, assente na existência de Contratos de Aquisição de Energia, estabelecidos entre cada centro electroprodutor e um comprador único que assegurava o aprovisionamento de energia para fornecimento à generalidade dos consumidores finais. A introdução da liberalização do mercado de electricidade nacional em 2007, quer ao nível da escolha de fornecedor, quer por via da abertura da actividade de produção à concorrência, veio ditar a reformulação do modelo organizativo do sector eléctrico português, procurando que o mesmo se aproximasse de um referencial de mercado.

A 15 de Junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. foram cessados e transferidos para o regime de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual. No entanto, mantiveram-se em regime CAE os contratos celebrados com a Turbogás (central da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (central do Pego), exercendo, nestes casos, a REN Trading (Agente Comercial) a actividade regulada de gestor dos mesmos.

Apresenta-se no gráfico seguinte a duração prevista do regime CAE em termos da potência instalada das centrais que se encontram actualmente a operar nesse regime:



De acordo com os contratos em vigor, o CAE da Tejo Energia termina em 2021 e o CAE da Turbogás termina em 2024, representando estas duas centrais, no seu conjunto, 9% da potência instalada em Portugal em 2010.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

O mecanismo CAE caracteriza-se pela aquisição pela REN Trading da energia eléctrica produzida pelas centrais do Pego e da Tapada do Outeiro, revendendo-a em regime de mercado. A diferença entre os custos desta energia eléctrica, definidos nos CAE, e as receitas obtidas pela REN Trading com a sua venda corresponde ao sobrecusto CAE, o qual é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelo operador da rede de transporte, conforme analisado no capítulo 3 do presente Estudo.

Os CAE consideram o pagamento em função, nomeadamente (i) da disponibilidade da central (encargo de potência), e (ii) da electricidade produzida considerando o custo com combustíveis e outros encargos variáveis (encargo de energia). Verifica-se, assim, que o regime de pagamento baseado em CAE reduz significativamente a exposição dos produtores de electricidade aos riscos de evolução, tanto do preço dos combustíveis, como do preço de mercado da electricidade.

Na tabela seguinte resumem-se os elementos de produção e de custo dos CAE disponibilizados pela ERSE:

| EVOLUÇÃO DO SOBRECUSTO CAE (milhares de euros) | 2008 real | 2009 real | 2010 (estimado em Jan. 2011) |
|--|------------------|------------------|---|
| Tejo Energia + Turbogás | | | |
| (A) Produção verificada (GWh) | 8.614 | 7.865 | 7.026 |
| (B) Custo Total (B=C+D) | 838.175 | 611.005 | 532.585 |
| (C) Receitas de Mercado | 762.565 | 391.035 | 323.159 |
| (D) Sobrecusto REN Trading e incentivo/custo funcionamento | 75.610 | 219.970 | 209.426 |
| (E) Custo Unitário (euros/MWh) (E=B/A) | 97,30 | 77,69 | 75,80 |
| (F) Sobrecusto unitário (euros/MWh) (F=D/A) | 8,78 | 27,97 | 29,81 |
| (G) Preço médio de venda no mercado (euros/MWh) (G=C/A) | 88,53 | 49,72 | 45,99 |

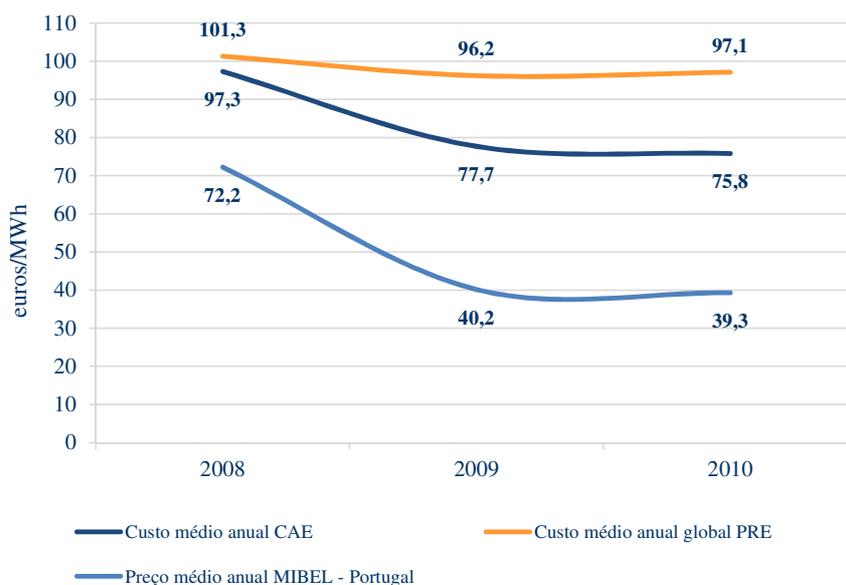
Fonte: ERSE (note-se que a informação apresentada corresponde a dados reais para os anos de 2008 e de 2009 e a estimativas para o ano de 2010 elaboradas pela ERSE em Janeiro de 2011).

Regista-se uma maior estabilidade do custo médio anual de aquisição de electricidade às centrais com CAE face à evolução do preço médio de mercado, em resultado do regime de pagamento por disponibilidade. A título exemplificativo verifica-se que, entre 2008 e 2009, o custo unitário de aquisição reduziu-se em 20% (de 97,30 euros por MWh para 77,69 euros por MWh), quando as receitas unitárias obtidas pela REN Trading diminuíram 44% (de 88,53 euros por MWh para 49,72 euros por MWh).

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

O gráfico seguinte apresenta uma comparação entre os custos unitários de aquisição de electricidade a produtores com CAE, a Produtores em Regime Especial e no MIBEL:



Fonte: ERSE, OMIP e cálculos BPI

Entre 2008 e 2010, o preço médio unitário pago às centrais com CAE situou-se entre o preço de mercado e o custo da PRE. No ano de 2008 em que o preço dos combustíveis fósseis atingiu níveis elevados nos mercados internacionais, o custo unitário médio de aquisição de electricidade aos produtores CAE aproximou-se do custo unitário médio de aquisição aos produtores PRE, sendo inferior em apenas 3,9%. Já nos dois anos seguintes, 2009 e 2010, o custo unitário médio dos produtores CAE foi inferior ao custo unitário dos produtores PRE em 19% e em 22%, respectivamente.

Na tabela seguinte apresentam-se indicadores económico-financeiros das empresas a operar em CAE, para os últimos 3 anos:

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

| Indicadores de Performance Económico-Financeira de Produtores com Contratos de Aquisição de Energia | | | | | | |
|---|-----------------------------|---------|---------|-------------------------|---------|---------|
| (milhares de euros) | Tejo Energia ⁽¹⁾ | | | Turbogás ⁽²⁾ | | |
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Proveitos Operacionais | 198.117 | 250.273 | 226.292 | 333.472 | 433.846 | 327.428 |
| Encargos Financeiros | 20.109 | 22.407 | 15.064 | 22.813 | 24.253 | 10.839 |
| EBITDA | 79.466 | 82.166 | 94.320 | 90.424 | 89.237 | 78.404 |
| Resultado Líquido | 14.634 | 16.479 | 27.317 | 31.866 | 30.837 | 32.076 |
| Cash Flow | 57.893 | 59.844 | 80.875 | 56.593 | 55.524 | 56.845 |
| Activo Líquido Total | 806.232 | 879.996 | 904.231 | 507.264 | 484.447 | 452.975 |
| Dívida Líquida (DL) | 441.459 | 412.387 | 404.228 | 356.849 | 336.923 | 317.692 |
| Capital Próprio (CP) | 167.408 | 165.727 | 132.983 | 48.656 | 47.102 | 48.340 |
| IRC Pago | 5.234 | 6.126 | 9.775 | 12.291 | 11.133 | 11.590 |
| Fundos Alheios | 567.339 | 573.945 | 521.234 | 408.545 | 381.139 | 347.759 |
| Fundos Próprios | 68.766 | 50.766 | 49.877 | 13.308 | 13.308 | 13.308 |
| Dividendos distribuídos | 5.000 | 10.000 | 15.000 | 31.866 | 30.837 | 21.000 |
| <i>Payout</i> | 34% | 61% | 55% | 100% | 100% | 65% |
| Margem de EBITDA | 40% | 33% | 42% | 27% | 21% | 24% |
| Encargos Fin. / EBITDA | 25% | 27% | 16% | 25% | 27% | 14% |
| Margem de Cash Flow | 29% | 24% | 36% | 17% | 13% | 17% |
| Autonomia Financeira | 21% | 19% | 15% | 10% | 10% | 11% |
| ROE | 9% | 10% | 21% | 65% | 65% | 66% |
| ROA | 2% | 2% | 3% | 6% | 6% | 7% |
| DL/(DL+CP) | 73% | 71% | 75% | 88% | 88% | 87% |
| Rácio de Endividamento | 89% | 92% | 91% | 97% | 97% | 96% |

Nota 1: Empresa detida em 50% pela National Power International Holdings B.V., a 39% pela Endesa Generation SA e em 11% pela EDP Produção.

Nota 2: Empresa detida a 100% pela International Power Portugal Holdings, S.G.P.S., S.A.

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

Rácio de Endividamento=Fundos Alheios/(Fundos Alheios+Fundos Próprios)

Verifica-se existir forte capacidade de geração de *cash-flow*, com elevada alavancagem financeira.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual:

Em 2007, a mudança do quadro legal e regulatório associada à implementação do MIBEL tornaria a remuneração da actividade de produção de energia eléctrica dependente das condições e dos preços de mercado, introduzindo factores de risco e de incerteza inexistentes no mecanismo de pagamentos às centrais com CAE. Neste contexto, e de acordo com a legislação aplicável, a extinção antecipada dos CAE motivada por alterações do quadro legislativo, não estando contratualmente prevista, impôs a necessidade de definir mecanismos que garantissem aos produtores uma contrapartida indemnizatória equivalente à manutenção do equilíbrio contratual do CAE.

O objectivo consistiu, assim, em permitir a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE no mercado organizado, garantindo, em simultâneo, que a receita gerada no mercado igualaria a que seria obtida pela aplicação dos CAE, funcionando os CMEC no sentido de ajustar os diferenciais de receita que se viessem a apurar, central a central. O encargo/benefício apurado é suportado/devolvido a todos os consumidores de energia, através da tarifa de uso global do sistema (explicitada em maior detalhe no capítulo 3 do presente Estudo).

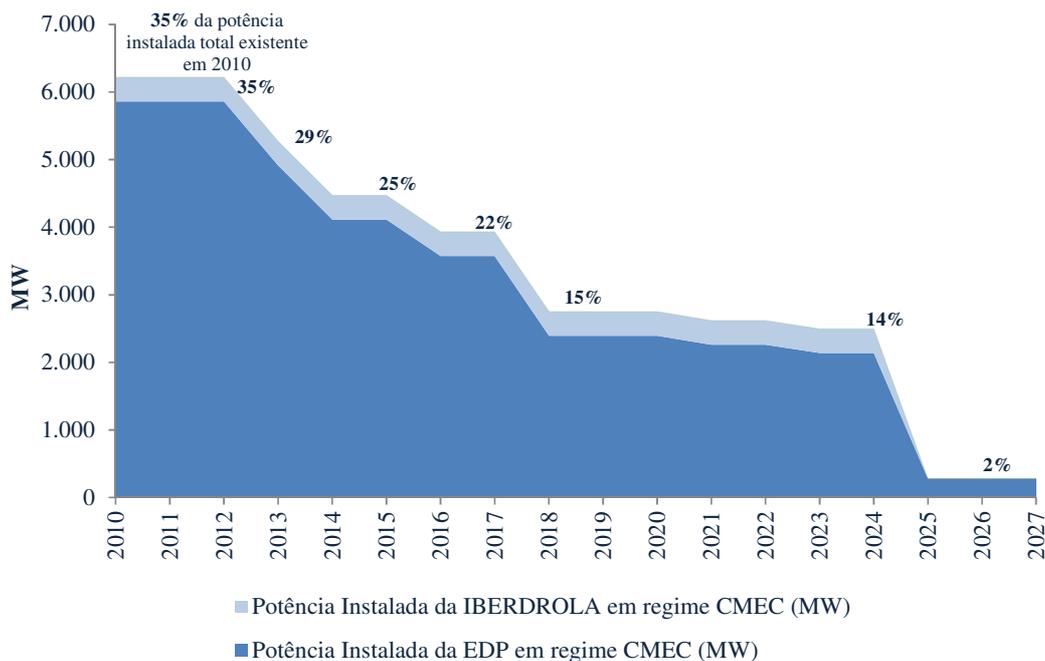
O mecanismo dos CMEC prevê, em termos genéricos, a existência de duas parcelas de pagamento, as quais são calculadas com periodicidade anual para repercussão na tarifa de uso global do sistema:

- Parcela fixa: Renda determinada no momento da extinção dos CAE, para cada centro electroprodutor, dada pela diferença entre o valor residual do respectivo CAE e as receitas expectáveis em regime de mercado (considerando um preço de venda da electricidade de 50 euros por MWh), deduzidas dos correspondentes encargos de exploração, umas e outros reportados à data de extinção dos CAE. Esta renda evolui ao custo médio ponderado do capital do produtor ou, caso aplicável, aos custos da titularização dos créditos detidos pelo produtor junto de instituições financeiras.
- Parcela de acerto: Ajustamentos anuais positivos ou negativos e correspondentes a juros e ajustamentos a realizar no final do prazo do CMEC, com o objectivo de garantir a rentabilidade prevista no CAE.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Apresenta-se no gráfico seguinte a duração prevista do regime CMEC em termos da potência instalada das centrais¹ que se encontram actualmente a operar nesse regime:



De acordo com a informação recolhida, cerca de 56% da potência instalada em CMEC deixará de operar neste regime até 2018 e 60% até 2023. Note-se que a EDP detém actualmente cerca de 94% da potência instalada em regime CMEC estando os 6% remanescentes a ser operados pela Iberdrola (360 MW).

¹ Agueira, Alto Lindoso, Alto Rabagão, Bemposta, Bouçã, Caldeirão, Cabril, Caniçada, Carrapatelo, Castelo do Bode, Crestuma-Lever, Fratel, Miranda, Paradelas, Picote, Pocinho, Pracana, Raiva, Régua, Salamonde, Setúbal, Sines, Torrão, Touvedo, Valeira, Venda Nova 1, Venda Nova 2, Vilarinho Furnas, e Vilar-Tabuaço

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Na tabela seguinte resumem-se os elementos de produção e de custo das centrais em regime de CMEC disponibilizados pela ERSE:

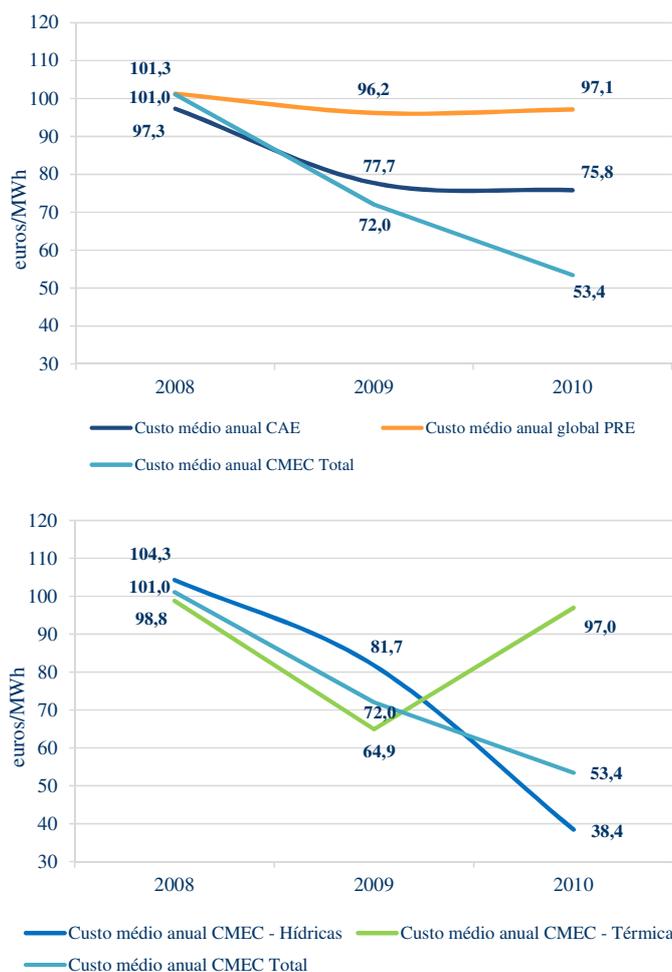
| EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL | | | |
|--|---------------|--------------|------------------------------|
| (milhares de euros) | 2008 real | 2009 real | 2010 (estimado em Jan. 2011) |
| CENTRAIS HÍDRICAS | | | |
| (A) Produção verificada (GWh) | 5.409 | 6.779 | 14.357 |
| (B) Custo Total (milhares de euros) (B=C+D+E) | 564.158 | 554.183 | 551.583 |
| (C) Receitas de Mercado | 398.879 | 280.629 | 496.303 |
| (D) Serviços do Sistema | 28.069 | 24.933 | 30.022 |
| (E) Sobrecusto (E=F+G) | 137.210 | 248.621 | 25.258 |
| (F) Renda Anual | 54.656 | 54.656 | 54.656 |
| (G) Revisibilidade | 82.554 | 193.965 | -29.398 |
| (H) Custo Unitário (euros/MWh) (H=B/A) | 104,31 | 81,75 | 38,42 |
| (I) Sobrecusto unitário (I=E/A) | 25,37 | 36,68 | 1,76 |
| (J) Receita unitária média obtida pelo produtor (sem sobrecusto) (J=K+L) | 78,94 | 45,07 | 36,66 |
| (K) Preço médio de venda no mercado (K=C/A) | 73,75 | 41,40 | 34,57 |
| (L) Receita unitária média relativa a serviços do sistema (L=D/A) | 5,19 | 3,68 | 2,09 |
| CENTRAIS TÉRMICAS | | | |
| Produção verificada (GWh) | 7.850 | 9.296 | 4.935 |
| Custo Total (milhares de euros) | 775.370 | 603.593 | 478.600 |
| Receitas de Mercado | 657.043 | 369.578 | 234.210 |
| Serviços do Sistema | 7.716 | 4.342 | 10.320 |
| Sobrecusto | 110.611 | 229.673 | 234.070 |
| Renda Anual | 26.528 | 26.528 | 26.528 |
| Revisibilidade | 84.083 | 203.145 | 207.542 |
| Custo Unitário (euros/MWh) | 98,77 | 64,93 | 96,98 |
| Sobrecusto unitário | 14,09 | 24,71 | 47,43 |
| Receita unitária média obtida pelo produtor (sem sobrecusto) | 84,68 | 40,22 | 49,55 |
| Preço médio de venda no mercado | 83,70 | 39,76 | 47,46 |
| Receita unitária média relativa a serviços do sistema | 0,98 | 0,47 | 2,09 |
| TOTAL CENTRAIS CMEC (HÍDRICAS + TÉRMICAS) | | | |
| Produção verificada (GWh) | 13.259 | 16.075 | 19.292 |
| Custo Total (milhares de euros) | 1.339.528 | 1.157.776 | 1.030.183 |
| Receitas de Mercado | 1.055.922 | 650.207 | 730.513 |
| Serviços do Sistema | 35.785 | 29.275 | 40.342 |
| Sobrecusto | 247.821 | 478.294 | 259.328 |
| Renda Anual | 81.184 | 81.184 | 81.184 |
| Revisibilidade | 166.637 | 397.110 | 178.144 |
| Custo Unitário (euros/MWh) | 101,03 | 72,02 | 53,40 |
| Sobrecusto unitário | 18,69 | 29,75 | 13,44 |
| Receita unitária média obtida pelo produtor (sem sobrecusto) | 82,34 | 42,27 | 39,96 |
| Preço médio de venda no mercado | 79,64 | 40,45 | 37,87 |
| Receita unitária média relativa a serviços do sistema | 2,70 | 1,82 | 2,09 |

Fonte: ERSE (a informação apresentada corresponde a dados reais para os anos de 2008 e de 2009 e a estimativas para o ano de 2010 elaboradas pela ERSE em Janeiro de 2011).

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Verifica-se que as centrais térmicas e as centrais hídricas apresentam custos unitários médios anuais diferenciados, o que pode ajudar a justificar a diferença dos níveis de custos unitários obtidos relativamente aos CAE e aos CMEC:



Fonte: ERSE

Entre 2008 e 2010, o custo médio unitário associado às centrais com CMEC foi inferior ao custo unitário médio PRE em 23% e ao custo unitário médio CAE em 10%. No conjunto das centrais com CMEC verifica-se que as centrais hídricas apresentaram, em média ao longo do período analisado, o custo unitário mais reduzido, de 74,8 euros por MWh, face a 86,9 euros por MWh no caso das centrais CMEC térmicas (-14%). A redução muito significativa do custo unitário de produção em centrais hídricas entre 2009 e 2010 (-53%) ficou-se a dever à elevada hidraulicidade registada no ano de 2010 (mais que duplicação da produção face ao ano anterior).

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Na tabela seguinte apresentam-se os principais indicadores económico-financeiros da EDP-Produção, empresa do Grupo EDP detida a 100%, que gere as centrais a operar em regime de CMEC, para os últimos 3 anos:

| Indicadores de Performance Económico-Financeira da EDP Produção | | | |
|---|-------|-------|-------|
| (milhões de euros) | 2007 | 2008 | 2009 |
| Proveitos Operacionais | 1.443 | 2.057 | 1.592 |
| Encargos Financeiros | 143 | 294 | 331 |
| EBITDA | 905 | 953 | 875 |
| Resultado Líquido | 374 | 414 | 345 |
| <i>Cash Flow</i> | 701 | 751 | 683 |
| Activo Líquido Total | 7.291 | 7.692 | 7.970 |
| Dívidas líq. empresas do Grupo (DL 1) ⁽¹⁾ | 1.814 | 3.150 | 3.539 |
| Dívida líq. inst. Fin. (DL 2) ⁽²⁾ | 37 | 93 | 85 |
| Capital Próprio (CP) | 2.670 | 2.513 | 2.507 |
| IRC Pago | 130 | 154 | 122 |
| Dividendos distribuídos | 0 | 168,5 | 138 |
| <i>Payout</i> | 0% | 41% | 40% |
| Margem de EBITDA | 63% | 46% | 55% |
| Encargos Fin. / EBITDA | 16% | 31% | 38% |
| Margem de <i>Cash Flow</i> | 49% | 37% | 43% |
| Autonomia Financeira | 37% | 33% | 31% |
| ROE | 14% | 16% | 14% |
| ROA | 5% | 5% | 4% |
| DL 1/(DL 1+CP) | 40% | 56% | 59% |
| DL 2/(DL 2+CP) | 1% | 4% | 3% |
| (DL 1 + DL 2)/(DL 1 + DL 2+CP) | 41% | 56% | 59% |

Fonte: EDP Produção

Nota (1): A Dívida Líquida a Empresas do Grupo corresponde às dívidas de mlp e de cp a empresas do Grupo deduzidas dos créditos de mlp e de cp.

Nota (2): A Dívida Líquida a Instituições Financeiras engloba os empréstimos de instituições financeiras e os fornecedores de imobilizado deduzidos da caixa e depósitos; não inclui as dívidas a empresas do Grupo.

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

A EDP Produção apresenta rácios de geração de *cash-flow* consistentemente elevados e uma estratégia de financiamento intra-grupo, com as dívidas líquidas de médio e longo prazo e de curto prazo às empresas do Grupo a atingirem, em Dezembro de 2009, cerca de 3,5 mil milhões de euros.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

Mecanismo de Correção de Hidraulicidade

No que respeita à produção hídrica em regime ordinário é ainda relevante analisar o **mecanismo de correção de hidraulicidade**, o qual tem como objectivo compatibilizar a estabilidade das tarifas de venda de electricidade com a irregularidade dos regimes hidrológicos, que conduz a que os custos de produção de electricidade aumentem quando a produção de origem hídrica se reduz, dado obrigar a um recurso mais intensivo à produção termoelétrica e à electricidade importada.

Neste contexto, a correção de hidraulicidade consiste num mecanismo de compensação que tem como objectivo fazer repercutir nos consumidores a média das condições hidrológicas, mediante a constituição e manutenção de um fundo de compensação de hidraulicidade, que permite que os produtores não estejam sujeitos às variações hidrológicas, amortecendo os custos da compra de combustíveis em anos secos e reforçando o fundo em anos húmidos.

Em 2010, a legislação (DL 110/2010) veio prever a extinção da conta de correção da hidraulicidade até 2016 e estabelecer o seguinte regime transitório:

- A conta de correção da hidraulicidade mantém-se afecta à EDP e a gestão do mecanismo da conta compete à REN.
- O valor anual da correção de hidraulicidade engloba i) o diferencial de correção de hidraulicidade e ii) os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade.
- O diferencial de correção de hidraulicidade é calculado pela diferença entre o custo variável de produção de energia eléctrica ocorrido e o custo variável de produção de energia eléctrica de referência (apurado com base nos centros electroprodutores térmicos Pego, Tapada do Outeiro, Sines, Setúbal, Carregado, Barreiro e Tunes) adicionada ou subtraída da valorização das reservas de água existentes no final de cada ano no conjunto dos aproveitamentos hidroeléctricos de Portugal continental sujeitos ao regime CMEC.
- O diferencial de correção de hidraulicidade é reflectido no cálculo da tarifa de uso global do sistema.
- Os níveis de referência da conta são (i) nível máximo registado em 31 de Dezembro de 2009, ascendente a cerca de 75 milhões de euros, deduzido em 1/7 nos anos subsequentes (a conta é anulada até 2016) e (ii) nível mínimo de zero.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

De acordo com o Governo, o DL que determina o regime transitório e a extinção do mecanismo da conta de correcção de hidraulicidade em 31 de Dezembro de 2016 *decorre do estabelecimento de regras comuns para o mercado interno e da construção do MIBEL que obrigaram à alteração, de forma substancial, da relação comercial entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte e os operadores que operavam no Sistema Eléctrico Público, impondo a transição para um novo modelo concorrencial. (...) Num contexto de liberalização do mercado de produção de energia eléctrica, institui-se um mecanismo [transitório] da conta de correcção de hidraulicidade que introduz maior clareza na legislação em vigor já que as alterações verificadas no sector eléctrico, quer ao nível da sua organização, quer pela entrada em funcionamento do Mibel, torna necessária a adequação do regime da conta de correcção de hidraulicidade a esta nova realidade, em que o risco associado às condições hidrológicas deve ser assumido pelos centros electroprodutores.*

Mecanismo de Garantia de Potência

O mecanismo de garantia de potência regulado na Portaria n.º 765/2010 é **aplicável aos produtores em regime ordinário não abrangidos por CAE ou por CMEC** e que tenham entrado em funcionamento industrial há menos de 10 anos, e tem como objectivos assegurar:

- i. uma adequada cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica;
- ii. uma apropriada disponibilidade dos centros electroprodutores; e
- iii. a harmonização da regulamentação a nível ibérico evitando distorções ao enquadramento da actuação dos respectivos agentes, particularmente no que respeita aos incentivos ao investimento e à disponibilidade de capacidade de produção.

Os **serviços de garantia de potência** podem ser prestados nas seguintes modalidades:

- Serviço de disponibilidade: Consiste na colocação à disposição da REN de determinada capacidade de produção de uma central em regime ordinário, num horizonte temporal predeterminado (igual ou inferior a um ano). A prestação deste serviço fica sujeita a contratação bilateral entre a REN e o titular do centro electroprodutor. A REN é responsável pela gestão das necessidades de disponibilidade de capacidade do SEN a médio prazo, de acordo com critérios de transparência e eficiência. O montante máximo anual destinado a remunerar o serviço de disponibilidade é fixado até 1 de Novembro do ano antecedente por despacho Governamental, mediante metodologia de cálculo harmonizada no âmbito do MIBEL.

2.3.5 Regime ordinário (cont.)

Custos e mecanismo de pagamentos da PRO (cont.)

- Incentivo ao investimento:
 - Consiste, a longo prazo, no pagamento de um montante por cada mega watt de potência instalada num determinado centro electroprodutor, devido ao respectivo titular pela colocação à disposição do operador do sistema de determinada potência instalada, a partir do momento em que o centro electroprodutor inicia o seu funcionamento industrial.
 - Abrange (i) os centros em regime ordinário com uma potência instalada igual ou superior a 50 MW que tenham entrado em funcionamento industrial há menos de 10 anos, (ii) os novos aumentos de capacidade instalada com potência reversível resultantes do reforço de potência de centrais hídricas, mesmo que estas estejam abrangidas por CMEC.

Dado que o mecanismo de garantia de potência exclui do âmbito de aplicação os produtores em regime ordinário abrangidos por CAE ou por CMEC (exceptuando os aumentos de capacidade em centrais hídricas) e os centros electroprodutores em funcionamento há mais de 10 anos, aplicar-se-á aos seguintes centros electroprodutores: Alqueva (concessão da EDP Produção), as termoeléctricas do Ribatejo e de Lares, ambas pertencentes à EDP Produção, e à nova central de ciclo combinado do Pego. Deverão também ser abrangidas por este mecanismo as novas barragens concessionadas no âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico.

O financiamento deste mecanismo será suportado por todos os consumidores, uma vez que será imputado à Tarifa de Uso Global do Sistema. **O incentivo ao investimento foi fixado pela ERSE em 20.000 euros/MW instalado para 2011, o que conduz a encargos globais de cerca de 63 milhões de euros englobados nas tarifas de 2011, com a seguinte repartição:**

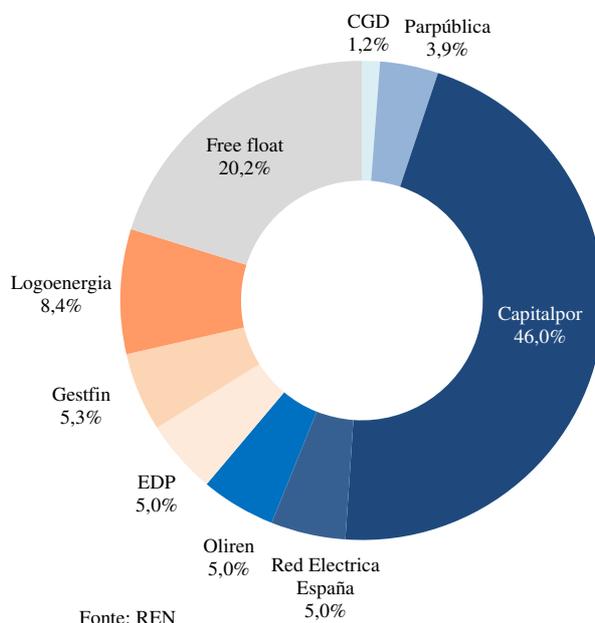
| | Custos com mecanismo de garantia de potência em 2011 | | | | | | | Total |
|------------------------------|--|----------|--------|-----------|--------|---------|--------------|--------|
| | EDP Produção | | | | Endesa | | | |
| | Alqueva | Ribatejo | Lares | Total EDP | Pego I | Pego II | Total Endesa | |
| Ano Entrada Exploração | 2003 | 2004 | 2009 | - | 2010 | 2011 | - | - |
| Potência líquida máxima (MW) | 240 | 1.176 | 863 | 2.279 | 431 | 431 | 862 | 3.141 |
| Montante anual (mil euros) | 4.800 | 23.520 | 17.254 | 45.574 | 8.620 | 8.620 | 17.240 | 62.814 |

2.4 TRANSPORTE

A REN é a concessionária de serviço público exclusiva, até 2057, da Rede Nacional de Transporte (RNT), em muito alta e alta tensão, de acordo com o artigo n.º 69 do DL n.º 29/2006 (no seguimento da atribuição de anterior concessão conforme artigo n.º 64 do DL n.º 182/95, de 27 de Julho).

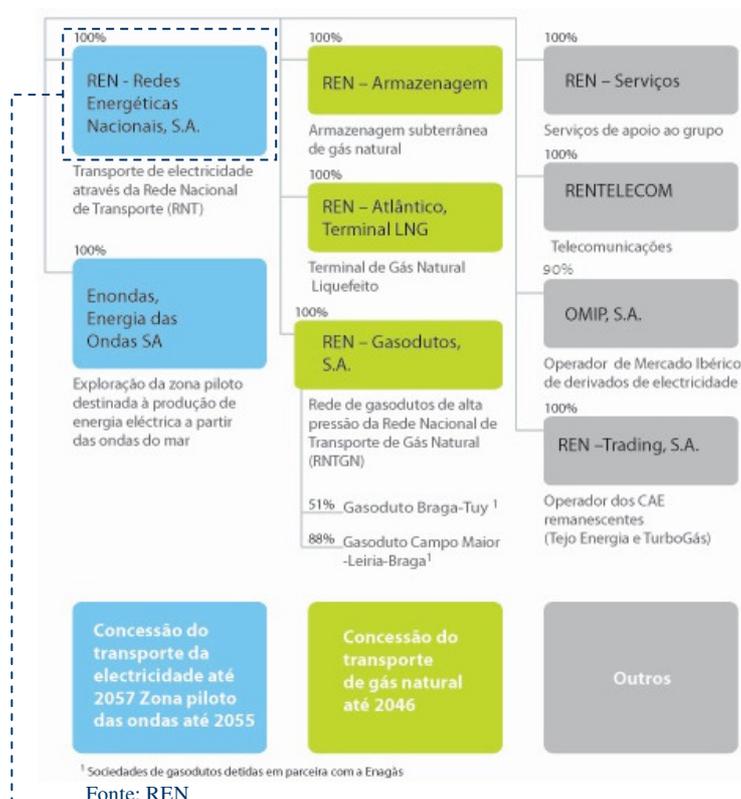
A REN, sob a denominação REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., foi constituída em Agosto de 1994, como resultado da cisão de uma unidade de negócio da EDP, mas constituindo uma subsidiária da EDP. Posteriormente, em Novembro de 2000, a REN foi cindida do património da EDP, no âmbito da liberalização do mercado europeu de energia, que determinava a separação legal das sociedades que desenvolvem actividades de transporte, de distribuição e de produção de electricidade. Em Janeiro de 2007, a REN alterou a sua denominação para REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A, passando a assumir a forma de sociedade gestora de participações para os negócios da electricidade e do gás natural, tendo sido aberto o seu capital em bolsa nesse mesmo ano.

Estrutura accionista (30.06.2010)



Os direitos de voto imputáveis ao Estado Português, em 30 de Junho de 2010, em virtude das relações de domínio total sobre a Parpública e a CGD, correspondem, na sua globalidade, a 51,09% dos direitos de voto inerentes ao capital social da REN.

Empresas pertencentes ao universo REN



Principais indicadores da concessionária da RNT

| (milhares de euros) | 2008 | 2009 |
|-------------------------|-----------|-----------|
| Proveitos Operacionais | 831.500 | 941.035 |
| Encargos Financeiros | 64.445 | 48.405 |
| EBITDA | 218.528 | 234.799 |
| Resultado Líquido | 43.709 | 57.621 |
| Cash Flow | 148.107 | 171.694 |
| Activo Líquido Total | 2.361.878 | 2.604.961 |
| Dívida Líquida (DL) | 1.211.516 | 1.417.825 |
| Capital Próprio (CP) | 686.999 | 649.392 |
| IRC Pago | 16.420 | 22.212 |
| Dividendos distribuídos | n.d. | n.d. |

Fonte: D&B

Nota: Para efeitos do indicador Dívida Líquida consideraram-se as seguintes rubricas: (i) Outros débitos a MLP (2008-993 milhões de euros; 2009-1.050 milhões de euros), (ii) Empréstimos Bancários (2008-40,8 milhões de euros; 2009-44,7 milhões de euros), (iii) Empréstimos de Sócios (2008-109,8 milhões de euros; 2009-205,4 milhões de euros) e (iv) Depósitos bancários (2008-56 milhares de euros; 209-137,6 milhares de euros)

| | 2008 | 2009 |
|-------------------------------|------|------|
| Payout | n.d. | n.d. |
| Margem de EBITDA | 26% | 25% |
| Encargos Financeiros / EBITDA | 29% | 21% |
| Margem de Cash Flow | 18% | 18% |
| Autonomia Financeira | 29% | 25% |
| ROE | 6% | 9% |
| ROA | 2% | 2% |
| DL/(DL+CP) | 64% | 69% |

Fonte: Cálculo BPI

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

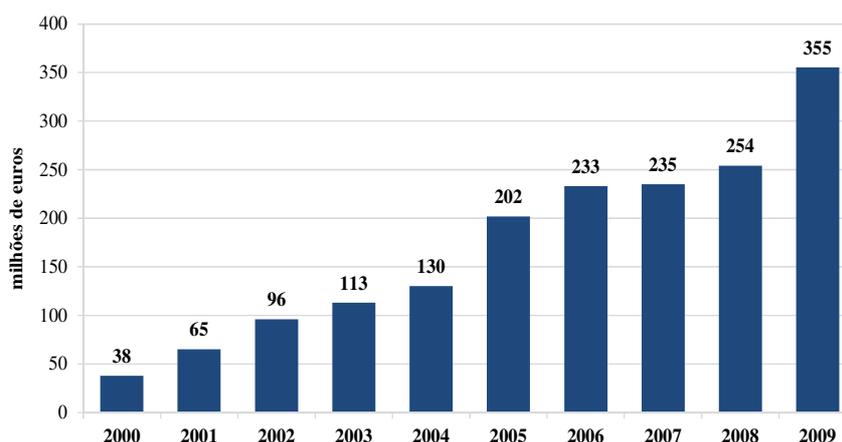
ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

2.4 Transporte (cont.)

- A RNT liga os produtores aos centros de consumo, cobrindo a totalidade do território continental e assegurando oito interligações à rede espanhola de electricidade.
- No final de 2009, a RNT tinha em exploração 1.609 km de linhas de 400 kV, 3.289 km de linhas de 220 kV e 2.671 quilómetros de linhas de 150 kV, totalizando 7.569 km de linhas e uma capacidade total de transformação de 28.235 MVA.
- Os pontos de entrega da RNT fornecem directamente os clientes industriais e indirectamente os clientes residenciais e comerciais através da rede nacional de distribuição.



A REN tem vindo a efectuar investimentos de expansão e modernização da RNT, tendo em vista (i) aumentar a capacidade de transporte para fazer face ao aumento do consumo de electricidade, (ii) assegurar as ligações a novos centros electroprodutores a operar em regime ordinário e em regime especial, (iii) aumentar a capacidade de interligação com Espanha, e (iv) renovar equipamento em fim de vida útil. O gráfico seguinte apresenta a evolução dos investimentos na RNT realizados na última década, verificando-se que o investimento tem evoluído a uma taxa média de crescimento anual de 15% ao ano desde 2005:



Fonte: REN

2.5 DISTRIBUIÇÃO

2.5 Distribuição

A distribuição de energia eléctrica em Portugal divide-se entre (i) **média e alta tensão** e (ii) **baixa tensão**:

Média e Alta Tensão

A distribuição de electricidade em média e alta tensão é efectuada através da Rede Nacional de Distribuição (RND), a qual é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição.



Baixa Tensão

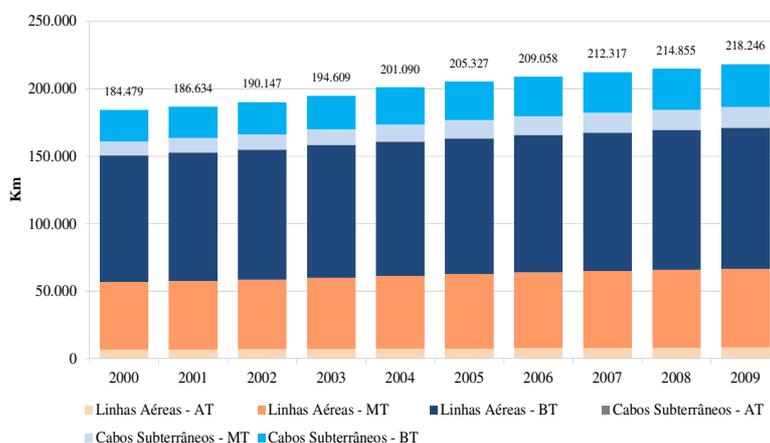
O direito de distribuir energia eléctrica em baixa tensão em Portugal está atribuído aos municípios que, por sua vez, podem concessionar essa actividade recebendo em contrapartida uma renda. A quase totalidade do mercado pertence à EDP Distribuição, com excepção de pequenos lugares e ou freguesias atribuídas por razões históricas a pequenos operadores:

Pequenos Operadores



A Celer – Cooperativa
 Electrificação de Rebordosa, CRL)
 Casa do Povo de Valongo do Vouga
 Junta de Freguesia de Cortes do Meio
 Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais

A rede de distribuição possui, nos três níveis de tensão, 170.931 km de linhas aéreas e 47.295 km de cabos subterrâneos. O gráfico seguinte apresenta a evolução da RND ao longo da última década:

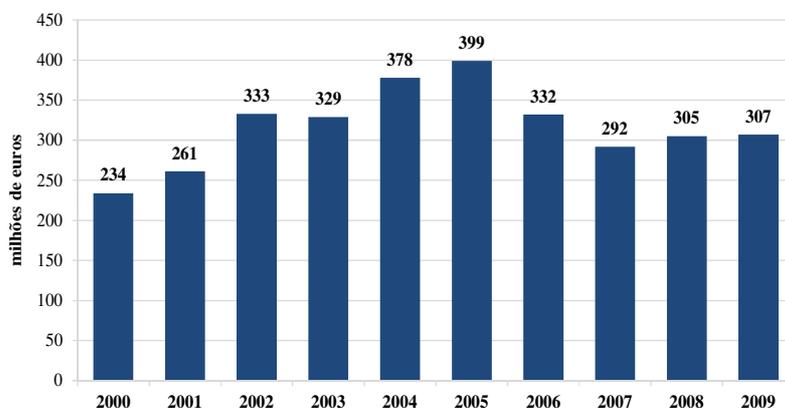


Fonte: EDP

2.5 Distribuição (cont.)

A RND tem crescido a uma TMCA de 2% ao longo da última década. Apesar da preponderância das linhas áreas tem-se vindo a verificar um aumento do peso relativo dos cabos subterrâneos, de 18,4% em 2000 para 21,7% em 2009, em resultado de exigências de protecção ambiental e redução do ruído.

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos investimentos efectuados pela EDP Distribuição na RND na última década:



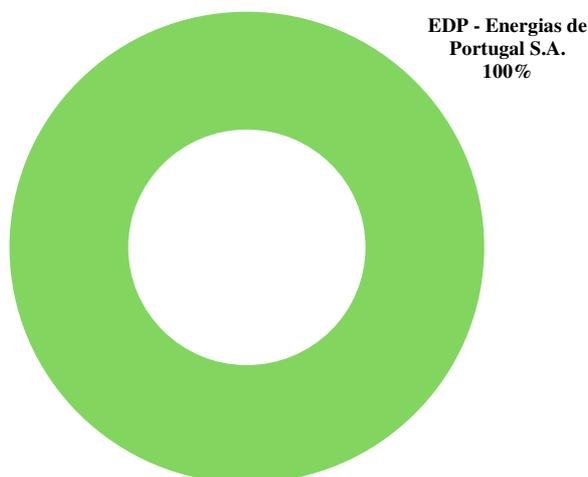
Fonte: EDP Distribuição

Verifica-se que, após um crescimento consistente entre 2000 e 2005, se assistiu a uma redução dos montantes investidos, os quais estabilizaram nos últimos três anos em valores em torno dos 300 milhões de euros/ ano.

A EDP Distribuição foi constituída em 2000, sendo a empresa que exerce a actividade de Operador de Rede de Distribuição (ORD) no território continental de Portugal, mediante atribuição da concessão para a exploração da Rede Nacional de Distribuição de Energia Eléctrica (RND) em média tensão e alta tensão, e das concessões municipais de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, exceptuando as concessões municipais a cargo de cooperativas (conforme explicitado no ponto 2.2).

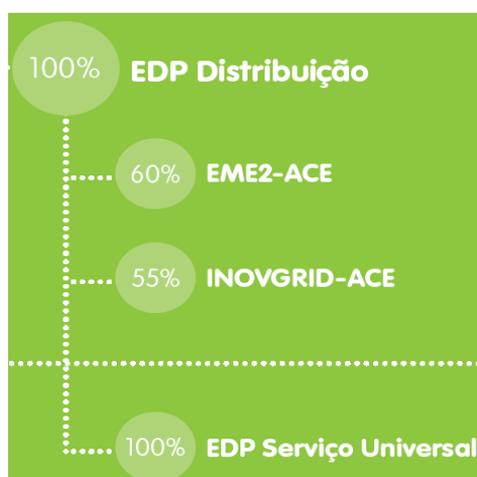
A concessão para a exploração da RND em média e altas tensões é atribuída pelo Estado por um prazo de 35 anos e é actualmente exercida pela EDP Distribuição. De acordo com o estabelecido em legislação específica (DL n.º 344-B/82 de 1 de Setembro), o direito de distribuir energia eléctrica em baixa tensão em Portugal está atribuído aos municípios. No entanto, foi prevista a possibilidade desta actividade ser exercida pela Empresa, por concessão, através da celebração do respectivo contrato de concessão, por períodos que vigoram de um modo geral pelo prazo de 20 anos, podendo ser revogados com aviso prévio de 2 anos. No processo de cisão da EDP, S.A., ocorrido em 1994, esta possibilidade foi mantida em relação às quatro Empresas de Distribuição de Electricidade então criadas, posteriormente objecto de fusão no ano de 2000 na EDP Distribuição, S.A. Estas concessões têm como contrapartida o pagamento de uma renda aos municípios concedentes.

Estrutura accionista (31.12.2009)



Fonte: EDP

Empresas pertencentes ao universo EDP Distribuição



EME2: Parceria celebrada em Out. 2008 com a EFACEC (projecto-piloto para a manutenção de cerca de 80 subestações e postos de corte e seccionamento).

INOVGRID-ACE: Parceria (INESC Porto, EFACEC, LOGICA e JANZ/CONTAR) para projecto inovador de automatização da gestão da energia.

Principais indicadores da EDP Distribuição

| Indicadores de Performance Económico-Financeira da EDP Distribuição | | | |
|---|-------|-------|-------|
| (milhões de euros) | 2007 | 2008 | 2009 |
| Proveitos Operacionais | 1.353 | 1.327 | 1.349 |
| Encargos Financeiros | 90 | 112 | 85 |
| EBITDA | 541 | 532 | 523 |
| Resultado Líquido | 42 | 114 | 156 |
| Cash Flow | 549 | 543 | 538 |
| Activo Líquido Total | 6.260 | 6.213 | 5.946 |
| Dívida Líquida (DL) | 1.801 | 1.536 | 1.412 |
| Capital Próprio (CP) | 1.462 | 1.576 | 1.604 |
| IRC Pago | 11 | 46 | 65 |
| Dividendos distribuídos | 0 | 22 | 180 |
| Payout | 0% | 19% | 115% |

| Indicadores de Performance Económico-Financeira da EDP Distribuição | | | |
|---|-----|-----|-----|
| Margem de EBITDA | 40% | 40% | 39% |
| Encargos Fin. / EBITDA | 17% | 21% | 16% |
| Margem de Cash Flow | 41% | 41% | 40% |
| Autonomia Financeira | 23% | 25% | 27% |
| ROE | 3% | 7% | 10% |
| ROA | 1% | 2% | 3% |
| DL/(DL+CP) | 55% | 49% | 47% |

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

A EDP Distribuição apresenta margens de EBITDA e de *cash-flow* em torno dos 40% (os resultados extraordinários, que respeitam essencialmente a redução de provisões, compensam os resultados financeiros e o pagamento de impostos). O financiamento da EDP Distribuição é efectuado dentro do Grupo EDP, quer por empréstimos da *holding*, quer por utilização do sistema financeiro do Grupo EDP. Em 2009 foi ainda concedido um empréstimo à EDP Distribuição pela EDP SU.

2.6 COMERCIALIZAÇÃO

2.6 Comercialização

Os comercializadores de energia eléctrica dividem-se, conforme anteriormente referido, entre (i) **mercado regulado** e (ii) **mercado liberalizado**:

Mercado Regulado

No mercado regulado, a comercialização de energia eléctrica compete ao Comercializador de Último Recurso (CUR), cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, em condições de qualidade e continuidade do serviço, cobrando a tarifa regulada. Esta função é desempenhada pelos seguintes *players*, estando a maior parte do mercado na esfera da EDP Serviço Universal, uma vez que os pequenos operadores são responsáveis por pequenos lugares e ou freguesias por razões históricas:



Pequenos Operadores



A Celer – Cooperativa Electrificação de Rebordosa, CRL)

Casa do Povo de Valongo do Vouga



Junta de Freguesia de Cortes do Meio

Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais

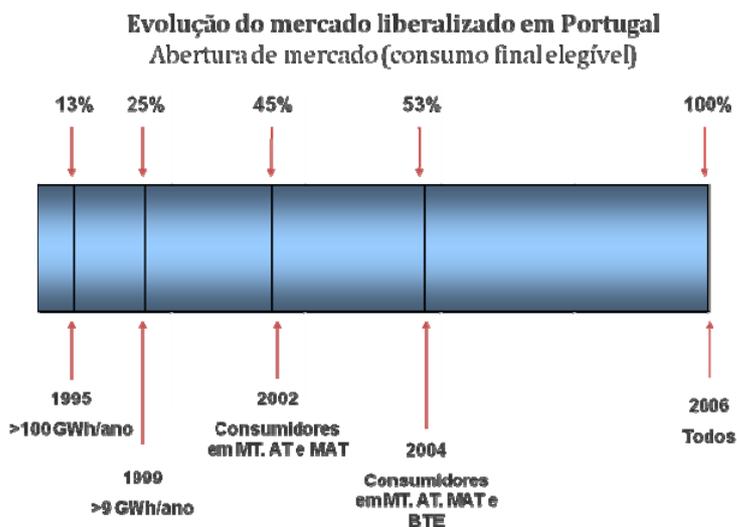
Mercado Liberalizado

No mercado liberalizado, a tarifa é fixada por acordo entre o cliente e o fornecedor, podendo operar qualquer comercializador desde que devidamente licenciado. Actualmente operam em Portugal os seguintes comercializadores em regime de mercado:



2.6 Comercialização (cont.)

A figura seguinte sistematiza as diferentes fases do processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal Continental:

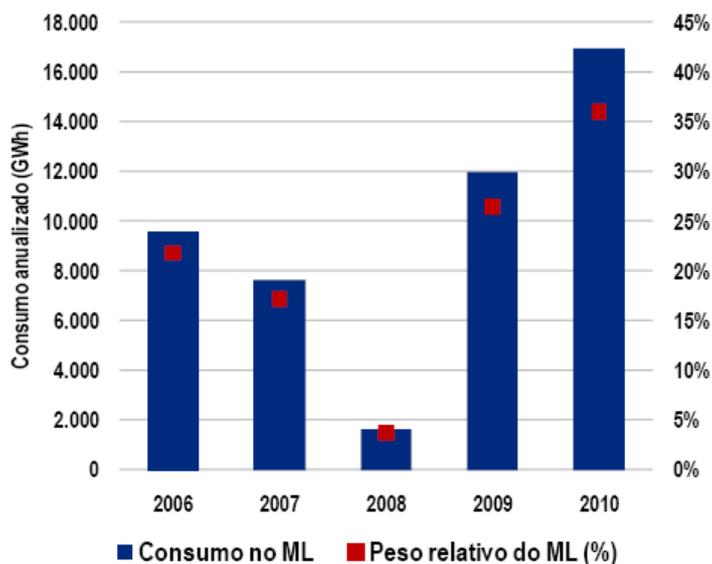


Fonte: Conselho de Reguladores do Mibei, "Descrição do funcionamento do MIBEL", Novembro de 2009

Verifica-se, assim, que desde 2006 todos os consumidores podem optar livremente pelo seu comercializador de electricidade, acordando a tarifa de comercialização a pagar. Não obstante, o mercado liberalizado tem vindo a coexistir com o mercado regulado, ou seja, alguns dos consumidores podem escolher entre (i) diferentes comercializadores a operar em regime de mercado, ou (ii) permanecer no mercado regulado e pagar a tarifa de último recurso ao CUR: era o caso dos pequenos negócios e dos clientes domésticos, até final de 2010, e apenas dos clientes domésticos a partir dessa data. Com efeito, a partir de 01 de Janeiro de 2011 o CUR apenas fornece electricidade com base na tarifa regulada aos clientes com fornecimentos ou entregas em baixa tensão com potência contratada até 41,4 kW (consumidores domésticos). Esta medida é entendida como um estímulo à transição para o mercado liberalizado, uma vez que, como veremos nas páginas seguintes, para os grandes consumidores e clientes industriais o mercado liberalizado é já preponderante.

2.6 Comercialização (cont.)

O gráfico seguinte apresenta a repartição do consumo de energia entre o mercado liberalizado e o mercado regulado entre 2006 e 2010:



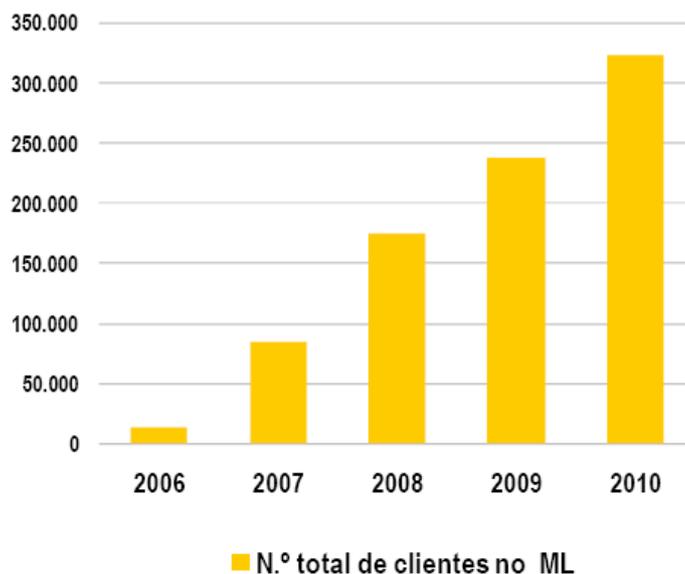
Fonte: ERSE, “Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade”, Dezembro de 2010

Conforme se pode verificar, o peso do mercado liberalizado tem vindo a aumentar consistentemente, tendo-se verificado um crescimento de cerca de 42% face a 2009, esperando-se, como referido anteriormente, que incremente ainda mais após 01 de Janeiro de 2011, data a partir da qual o CUR apenas fornece electricidade com base na tarifa regulada aos clientes domésticos. A própria ERSE, que nas tarifas para 2010 previa um peso de 30% do mercado liberalizado (tendo-se verificado um peso de 36%), nas tarifas para 2011 prevê um peso de 50% para o mesmo mercado.

É importante salientar ainda a redução acentuada verificada no peso do mercado liberalizado em 2008, ano no qual passou a ser praticamente residual (cerca de 2,6%), em resultado das diferenças de preços de energia verificadas nos dois mercados. Com efeito, tendo a tarifa regulada de 2008 sido fixada em final de 2007 e verificando-se em 2008 a subida acentuada dos preços dos combustíveis fósseis, tal subida não ficou reflectida na tarifa regulada, provocando desajustes significativos entre estas e os custos incorridos pelos comercializadores a actuar em regime de mercado liberalizado. Mais concretamente, de acordo com informação disponibilizada pela ERSE, a tarifa de energia regulada foi em 2008 de cerca de 57 euros por MWh, enquanto a tarifa média verificada no MIBEL nesse ano ascendeu a 72,2 euros por MWh (+24,4%).

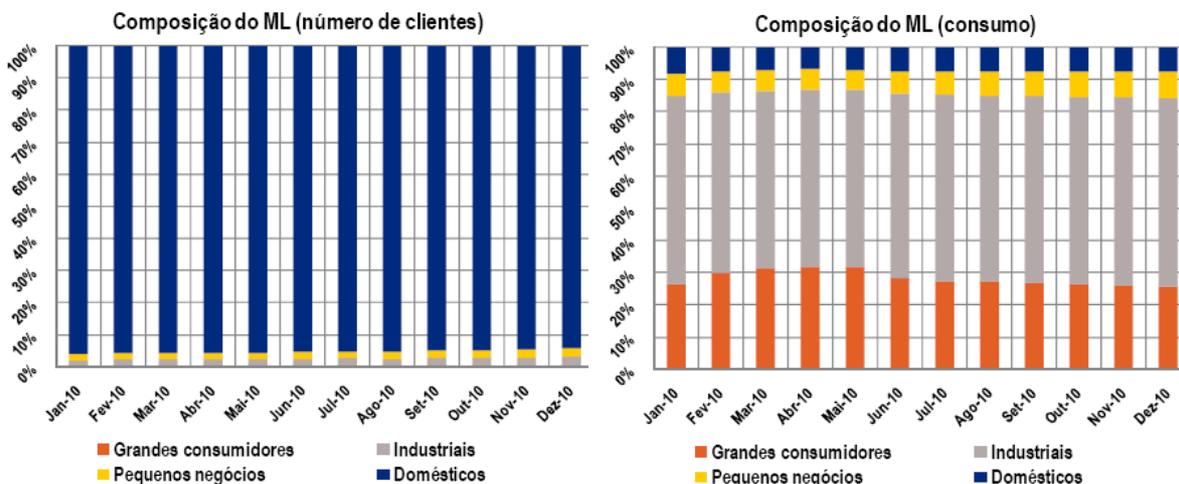
2.6 Comercialização (cont.)

No que respeita aos **clientes do mercado liberalizado**, o número tem vindo a aumentar, verificando-se que em 2010 mais de 322 mil clientes viram as suas necessidades de electricidade satisfeitas pelo mercado liberalizado, o que se consubstancia num aumento em cerca de 36% face a 2009:



Fonte: ERSE, “Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade”, Dezembro de 2010

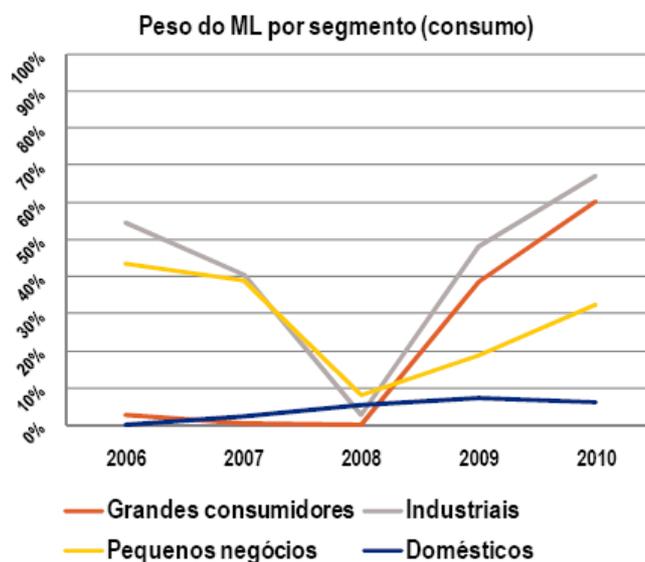
O aumento do número de clientes no mercado liberalizado deve-se essencialmente ao aumento do número de clientes do segmento doméstico, que representam a maior fatia do número total de clientes. Note-se que se o critério considerado for o consumo, os clientes industriais e os grandes consumidores são os maiores utilizadores. Com efeito, os clientes residenciais são 95% do total de clientes, mas apenas 7,3% do total do consumo no mercado liberalizado (em Dezembro de 2010):



Fonte: ERSE, “Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade”, Dezembro de 2010

2.6 Comercialização (cont.)

Por outro lado, o mercado liberalizado não tem a mesma importância relativa em cada um dos segmentos de consumidores, como se pode visualizar no gráfico seguinte:



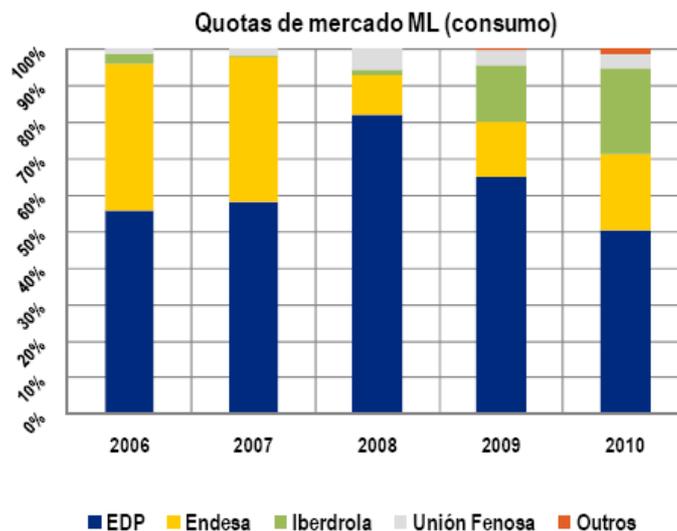
Fonte: ERSE, "Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade", Dezembro de 2010

Com efeito, em termos médios anuais, verifica-se, desde 2008 (ano em que o mercado liberalizado reduziu significativamente o seu peso relativo devido ao facto de a tarifa regulada se encontrar anormalmente "baixa"), um aumento significativo do mercado liberalizado no que respeita aos grandes consumidores e aos clientes industriais (a penetração, medida em termos de consumo é, respectivamente, de 67% e 60%), e, ainda que com menor expressão, aos pequenos negócios (32%). Quanto aos consumidores domésticos, o peso no mercado liberalizado no consumo total de 2010 ascendeu apenas a 6% de acordo com os dados disponibilizados pela ERSE. Em consequência, o CUR registou em 2010 uma quota de mercado em termos de consumo também bastante diferente por tipo de consumidor.

É neste contexto que surge a medida de, a partir de Janeiro de 2011, o CUR apenas fornecer electricidade com base na tarifa regulada aos clientes domésticos. Na realidade, de acordo com o DL 104/2010 (29 de Setembro), a partir de 01 de Janeiro de 2011 as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos MAT, AT, MT e BTE são extintas, aplicando-se a estes clientes uma tarifa de venda transitória agravada, caso os mesmos não tenham contratado em mercado livre. Assim, as tarifas reguladas apenas continuam a ser aplicáveis aos clientes com potências contratadas até 41,4 kW.

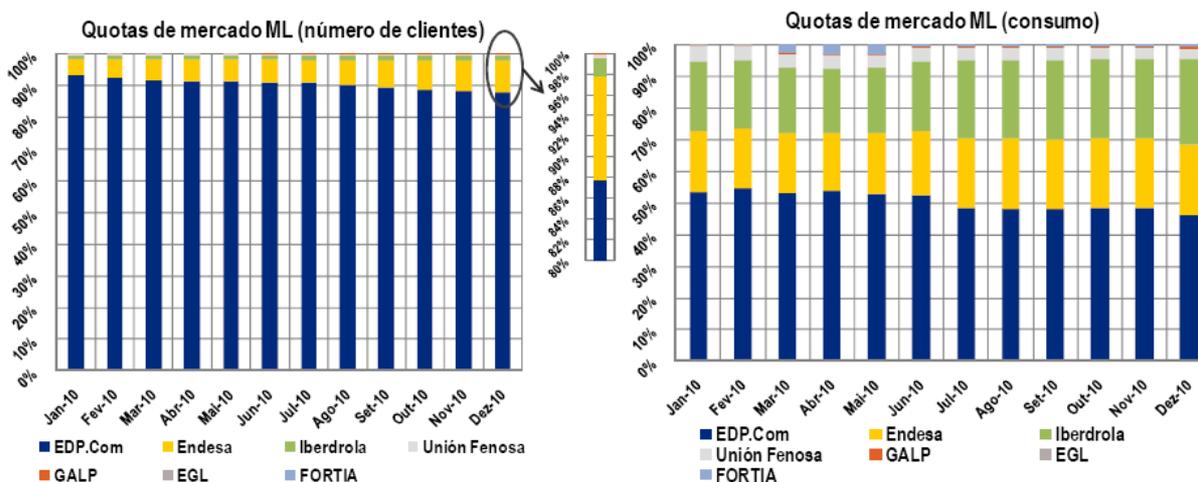
2.6 Comercialização (cont.)

No que respeita às quotas de mercado de cada um dos comercializadores a operar em mercado liberalizado, verifica-se uma preponderância da EDP Comercial, embora com tendência de redução desde 2008:



Fonte: ERSE, "Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade", Dezembro de 2010

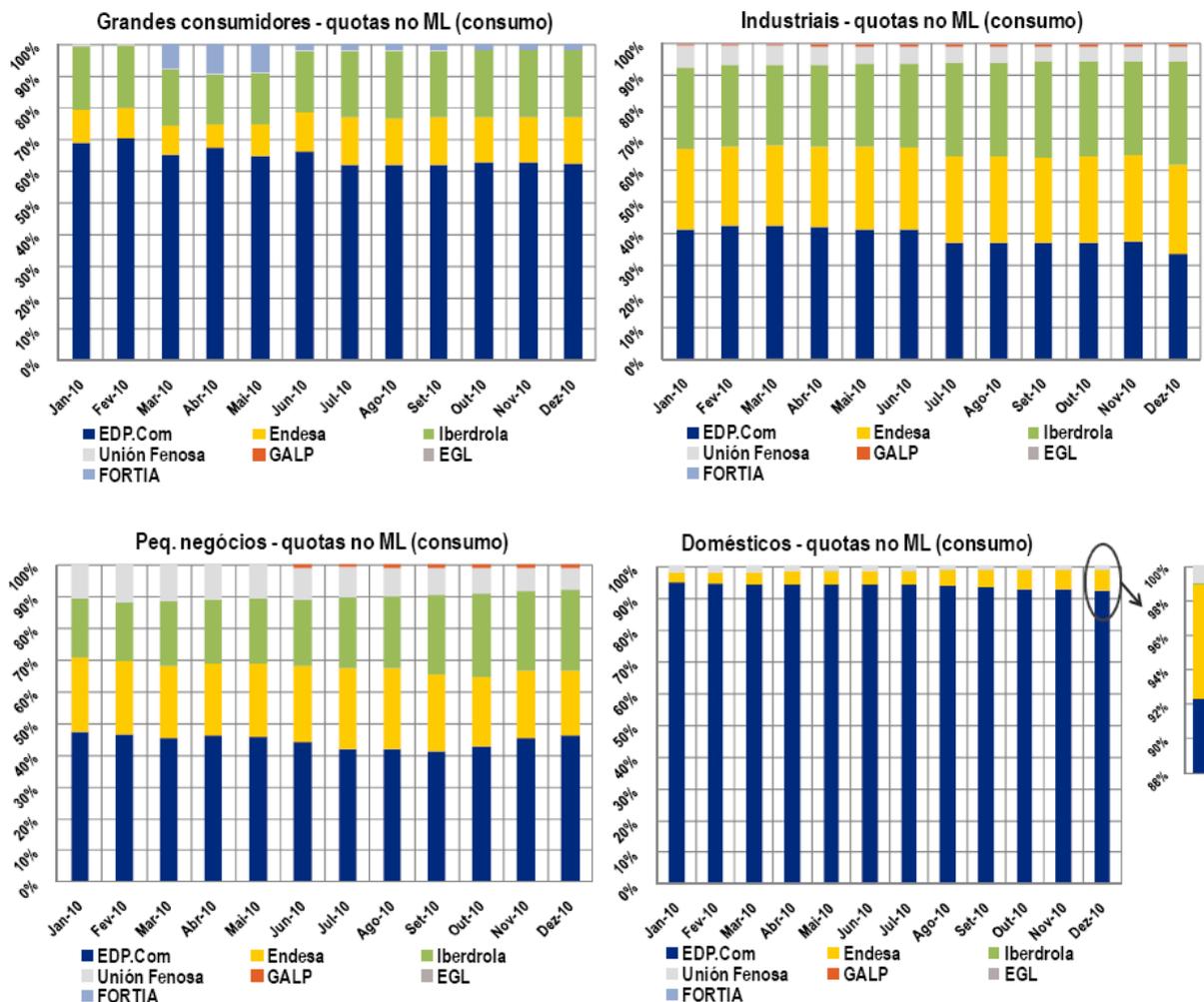
Com efeito, em 2010 o Grupo EDP forneceu cerca de 50% do consumo de electricidade do mercado liberalizado, cabendo à Iberdrola cerca de 23%, à Endesa cerca de 21% e ao Grupo Gás Natural/ Unión Fenosa cerca de 4%. A tendência de redução da preponderância do Grupo EDP foi aumentando ao longo de 2010, conforme se verifica da análise dos gráficos seguintes:



Fonte: ERSE, "Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade", Dezembro de 2010

Não obstante, verifica-se que a quota da EDP é maior em termos do número de clientes do que em termos do consumo, o que se encontra relacionado com o facto de a EDP apresentar maior penetração dos clientes domésticos (muito expressivos em termos de número de clientes e pouco expressivos em termos de consumo), conforme se verifica da análise dos gráficos seguintes:

2.6 Comercialização (cont.)



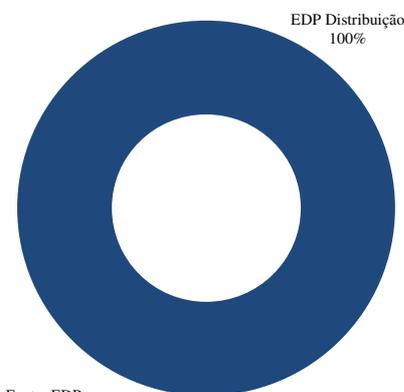
Fonte: ERSE, “Resumo Informativo Mercado Liberalizado Electricidade”, Dezembro de 2010

Verifica-se assim que (considerando os valores de Dezembro de 2010):

- Todos os comercializadores operam em todos os segmentos, embora com expressões diferentes;
- No que respeita aos grandes consumidores, a EDP apresenta uma quota de mercado superior à que regista no mercado como um todo (cerca de 62%), destacando-se ainda a Iberdrola e a Endesa com quotas de cerca de 21% e 15%, respectivamente.
- Quanto aos clientes industriais, a Endesa e a Iberdrola respondem a cerca de 60% do mercado, apresentando a EDP uma posição relativa inferior à do mercado liberalizado como um todo;
- Relativamente aos pequenos negócios, a Endesa, a Iberdrola e a Unión Fenosa respondem a 52,5%, apresentando a EDP um peso de cerca de 46%;
- No que aos consumidores domésticos diz respeito, existe forte concentração, situando-se a quota da EDP acima de 92%, sendo os demais comercializadores responsáveis por quotas muito reduzidas.

A EDP Serviço Universal (EDP SU) é o principal comercializador de último recurso que vende energia eléctrica à tarifa regulada, comprando a energia directamente aos PRE e no mercado a parcela remanescente. Esta empresa pertencente ao Grupo EDP, apenas possui 18 colaboradores, uma vez que as actividades necessárias à prossecução do objecto da empresa são desenvolvidas por outras empresas do Grupo EDP, em regime de prestação de serviços.

Estrutura accionista



Fonte: EDP

Principais indicadores da EDP SU

| (milhões de euros) | 2007 | 2008 | 2009 |
|--|-------|-------|-------|
| Vendas de Electricidade | 4.872 | 6.451 | 4.705 |
| Compras de electricidade | 4.785 | 6.350 | 4.580 |
| Margem bruta | 86 | 102 | 125 |
| Proveitos operacionais totais líquidos | 104 | 119 | 152 |
| Encargos Financeiros | 31 | 34 | 60 |
| EBITDA | -25 | -20 | 28 |
| Resultado Líquido | -35 | -54 | 17 |
| Cash Flow | -14 | -32 | 48 |
| Activo Líquido Total | 1.123 | 2.467 | 2.260 |
| Dívida Líquida (DL) ⁽¹⁾ | 177 | 780 | 0 |
| Capital Próprio (CP) | -25 | 16 | 33 |
| IRC Pago | -11 | -2 | 6 |
| Dividendos distribuídos | 0 | 0 | 0 |
| Payout | 0% | 0% | 0% |

| (milhões de euros) | 2007 | 2008 | 2009 |
|------------------------|-------|-------|------|
| Margem bruta/Vendas | 2% | 2% | 3% |
| Margem de EBITDA | -1% | 0% | 1% |
| Encargos Fin. / EBITDA | -123% | -170% | 213% |
| Margem de Cash Flow | 0% | -1% | 1% |
| Autonomia Financeira | -2,2% | 0,7% | 1,5% |
| ROE | n.a. | -327% | 50% |
| ROA | -3% | -2% | 1% |
| DL/(DL+CP) | 116% | 98% | 0% |

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

Nota ¹: Inclui a dívida financeira (suprimentos da EDP Distribuição) e o saldo resultante da utilização do sistema financeiro do Grupo EDP contabilizado em credores de curto prazo (de 62 milhões euros em 2007 e 721 milhões de euros em 2008)

A actividade de comercialização regulada da EDP, através da EDP SU, caracteriza-se por uma margem bruta reduzida, da ordem dos 2%, e por margens de *cash-flow* negativas, de -1%. Em 2007 e 2008, o financiamento da actividade foi assegurado pela EDP Distribuição (suprimentos ascendentes a 115 milhões de euros reembolsados em 2009) e pela utilização do sistema financeiro do Grupo EDP. A autonomia financeira é extremamente reduzida, tendo o capital próprio deixado de ser negativo em 2008 em resultado da realização pela EDP Distribuição de prestações acessórias ascendentes a 95 milhões de euros.

Em 2009 verifica-se uma alteração considerável nos indicadores da EDP SU. Com efeito, no que respeita à parte operacional verificou-se (i) uma melhoria da margem bruta (+23 milhões de euros) e (ii) um aumento dos outros proveitos de exploração (+9,8 milhões de euros) a par de (iii) uma redução dos custos operacionais explicada, essencialmente, pela diminuição da rubrica FSE, mais concretamente da subrubrica trabalhos especializados, que agrega os “serviços de gestão” prestados por outras empresas do Grupo EDP, que registou uma redução de 17 milhões de euros. A agregação destes efeitos (e de outros com menor expressão) permite justificar o aumento de 48 milhões de euros no EBITDA, entre 2008 e 2009.

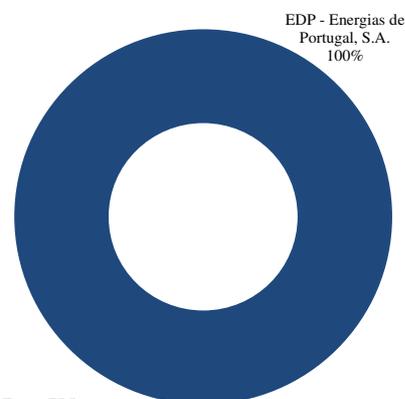
Do ponto de vista financeiro, verificou-se em 2009 a securitização à Tagus - Sociedade de Titularização de Créditos, S.A. de défices tarifários de valor global ascendente a 1.639 milhões de euros, dos quais 1.204 milhões de euros relativos ao ajustamento tarifário de 2007 e 2008 e 447,5 milhões de euros respeitantes ao sobrecurso PRE estimado para 2009. Esta operação permitiu à EDP SU reembolsar toda a dívida que tinha às diferentes empresas do Grupo EDP, bem como conceder um empréstimo à EDP Distribuição.

2.6 Comercialização (cont.)



A EDP Comercial é o principal operador a actuar em mercado liberalizado. Esta empresa pertencente ao Grupo EDP, actua no mercado com a marca edp5D. A EDP Comercial não possui colaboradores efectivos, tendo recorrido a colaboradores da EDP Serviner em regime de prestação de serviços.

Estrutura accionista



Fonte: EDP

Principais indicadores da EDP Comercial

| (milhares de euros) | 2007 | 2008 |
|-------------------------|---------|---------|
| Proveitos Operacionais | 342.597 | 164.957 |
| Encargos Financeiros | 19.681 | 16.504 |
| EBITDA | -4.812 | -6.550 |
| Resultado Líquido | -28.554 | -13.314 |
| Cash Flow | -4.626 | -2.625 |
| Activo Líquido Total | 113.359 | 71.702 |
| Dívida Líquida (DL) | 234 | 251 |
| Capital Próprio (CP) | 3.502 | 15.972 |
| IRC Pago | -12.676 | -3.365 |
| Dividendos distribuídos | 0 | 0 |
| Payout | 0% | 0% |

| (milhares de euros) | 2007 | 2008 |
|-------------------------------|-------|-------|
| Margem de EBITDA | -1% | -4% |
| Encargos Financeiros / EBITDA | -409% | -252% |
| Margem de Cash Flow | -1% | -2% |
| Autonomia Financeira | 3% | 22% |
| ROE | -815% | -83% |
| ROA | -25% | -19% |
| DL/(DL+CP) | 6% | 2% |

Nota: As contas de 2009 da EDP Comercial não se encontram disponíveis à data de elaboração do presente relatório.

Conceitos:

Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Payout=Dividendos distribuídos/Resultado Líquido

Autonomia Financeira=Capital Próprio/Activo

ROE=Resultado Líquido/Capital Próprio

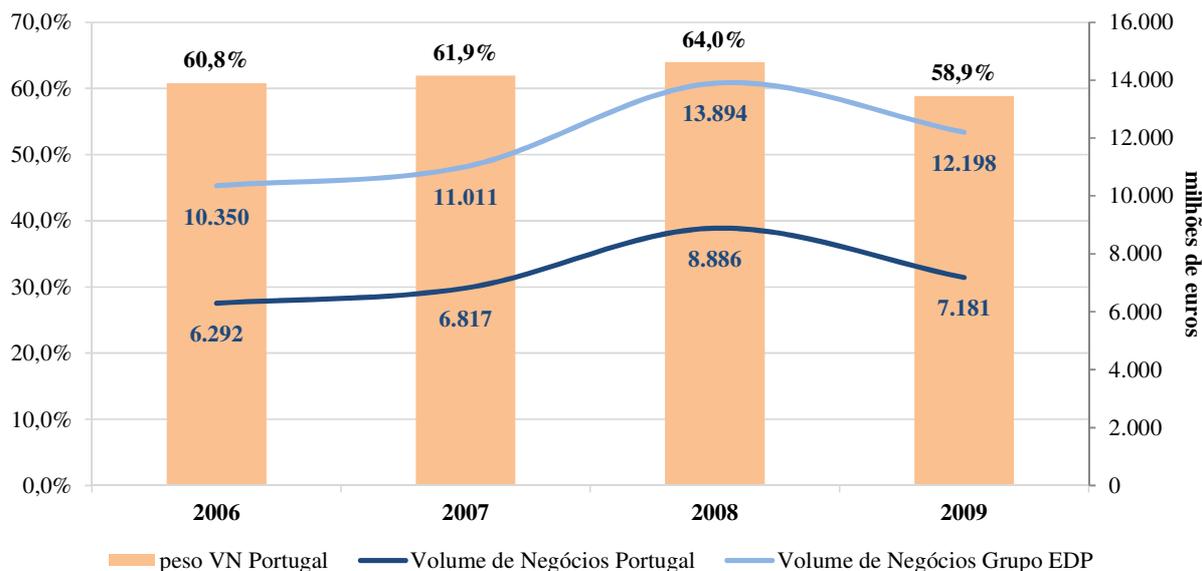
ROA=Resultado Líquido/Activo Líquido Total

A actividade de comercialização em mercado livre desenvolvida pelo Grupo EDP caracteriza-se por margens de EBITDA e de *cash-flows* negativas. O financiamento da actividade é efectuado através da EDP Energias de Portugal por via de prestações suplementares (de 157 milhões de euros em 2008). A autonomia financeira aumentou de 3% para 22% em 2008 em virtude essencialmente (i) da realização de prestações suplementares ascendentes a 25 milhões de euros e (ii) da redução do prazo médio de recebimentos de 52 dias para 26 dias de vendas (redução em 76% do saldo de clientes conta corrente).

2.6 Comercialização (cont.)

Importância relativa das operações em Portugal do Grupo EDP

O gráfico seguinte apresenta a evolução da importância do mercado geográfico Portugal (electricidade e gás) no total do volume de negócios consolidado do Grupo EDP:



Fonte: EDP

Em média ao longo do período analisado, o contributo do mercado Portugal para o total do volume de negócios do Grupo EDP foi de cerca de 61,4%.

Refira-se que o Relatório e Contas do Grupo EDP não disponibiliza informação económico-financeira autonomizada para o mercado de Portugal, para além do volume de negócios. Confirmou-se junto da empresa que essa informação não se encontra disponível, uma vez que a EDP estabelece segmentos integrados a nível ibérico (nomeadamente geração/*supply* e renováveis). Não obstante, obteve-se a informação de que, no final do 3.º Trimestre de 2010, o contributo do mercado Português teria sido de cerca de 47%, no que respeita ao EBITDA, e de aproximadamente 40% relativamente ao resultado líquido (estimativas da empresa).

2.6 Comercialização (cont.)

Dívida remunerada líquida de Empresas a operar no sector eléctrico

Apresenta-se, na tabela seguinte, a título meramente indicativo e não exaustivo, um resumo da dívida remunerada líquida de empresas a operar no sector eléctrico nacional em Dezembro de 2009:

| Dívida remunerada líquida de empresas a operar no sector eléctrico nacional | |
|--|---------------------|
| (milhões de euros) | 31 Dez. 2009 |
| Grupo EDP Consolidado | 14.007 |
| Grupo REN Consolidado | 2.139 |
| Iberwind | 1.080 |
| Generg | 492 |
| Tejo Energia | 404 |
| Turbogás | 318 |
| Elecgás | 364 |
| EDIA | 589 |
| Ventominho | 271 |
| Parques eólicos do Grupo EDF-EN | 194 |
| ENEOP | 69 |
| Total | 19.926 |
| Crédito concedido a sociedades não financeiras residentes¹ | 136.100 |

¹ Inclui crédito não titulado e crédito titulado excluindo acções

Fontes: Relatórios e Contas das empresas de 2009, D&B e elementos recolhidos pelo BPI

Nota: Dívida Líquida=Passivo remunerado-Disponibilidades

Atinge-se um montante indicativo de 19 mil milhões de euros de dívida remunerada líquida em Dezembro de 2009, o que representa cerca de 15% do crédito não titulado e titulado (excluindo acções) concedido a sociedades não financeiras residentes de 136,1 mil milhões de euros. O Grupo EDP Consolidado, com uma dívida remunerada líquida de cerca de 14 mil milhões de euros, apresenta um peso determinante correspondente a 70% da dívida apurada relativamente às empresas a operar no sector eléctrico e a 10% da dívida bancária total das sociedades não financeiras residentes.

2.7 CONSUMO

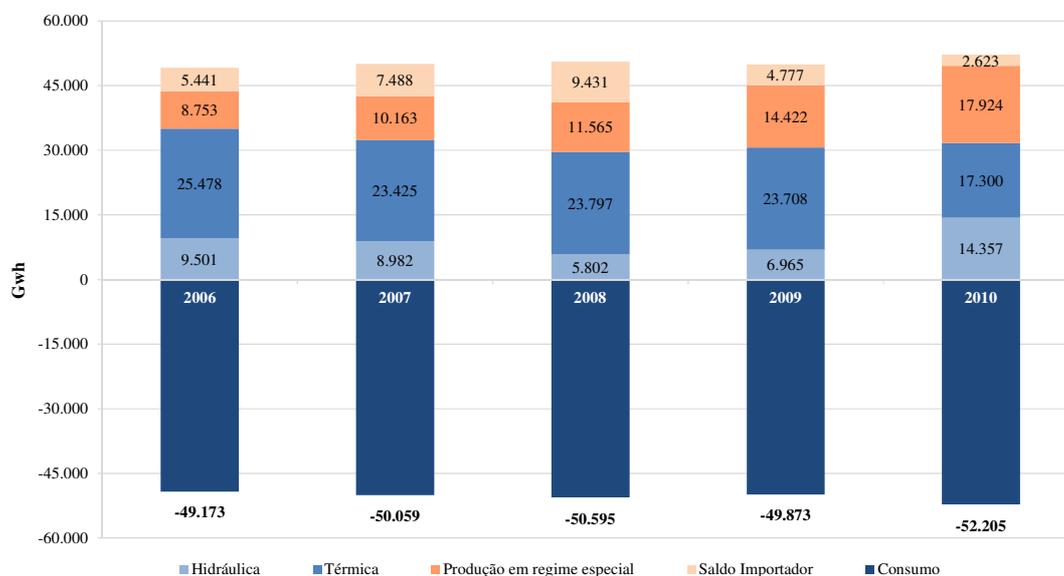
2.7.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR TIPO DE FONTE

2.7.2 CONTRIBUTO DA PRE E DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

2.7.3 CONSUMO POR TIPO DE CONSUMIDOR

2.7.1 Consumo de energia eléctrica por tipo de fonte

A energia eléctrica é uma das formas de energia final, apresentando-se no gráfico seguinte a repartição do consumo de energia eléctrica em Portugal por fonte de energia utilizada:



Fonte: REN

Nota: A produção hidráulica exclui os gastos com bombagem hidroeléctrica das próprias centrais

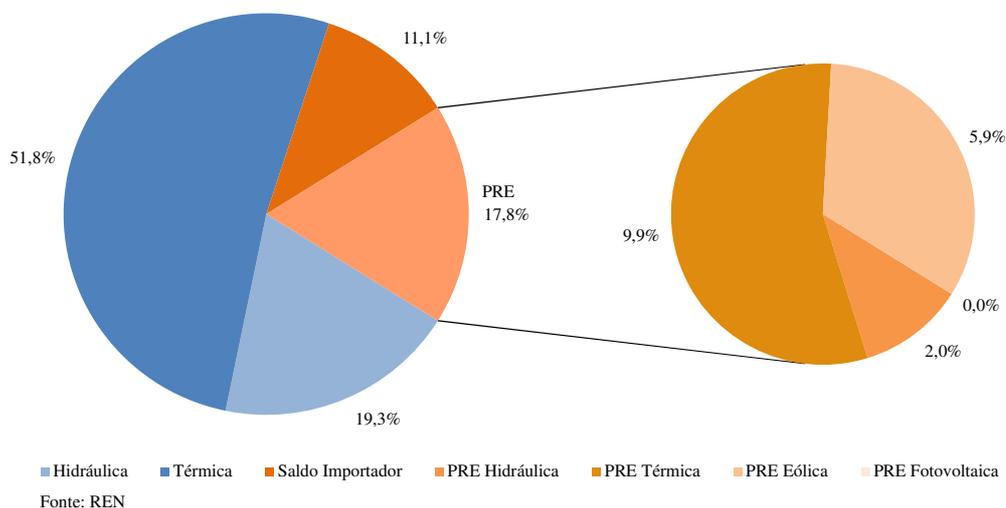
De acordo com os dados disponibilizados pela REN, o consumo de electricidade em Portugal, salvo algumas oscilações, manteve-se praticamente estabilizado entre 2006 e 2009; contudo, esta tendência foi contrariada em 2010, ano no qual se registou um aumento de 4,7% face ao ano anterior, o que contribuiu decisivamente para a taxa média de crescimento anual de 1,5% verificada no período analisado. Por outro lado, verifica-se que a produção interna de energia eléctrica não é suficiente para satisfazer todo o consumo, recorrendo-se sistematicamente a importações (saldo importador líquido).

Por outro lado, constata-se que as fontes de energia que satisfizeram o consumo se alteraram significativamente entre 2006 e 2010, conforme se verifica da análise dos gráficos constante da página seguinte:

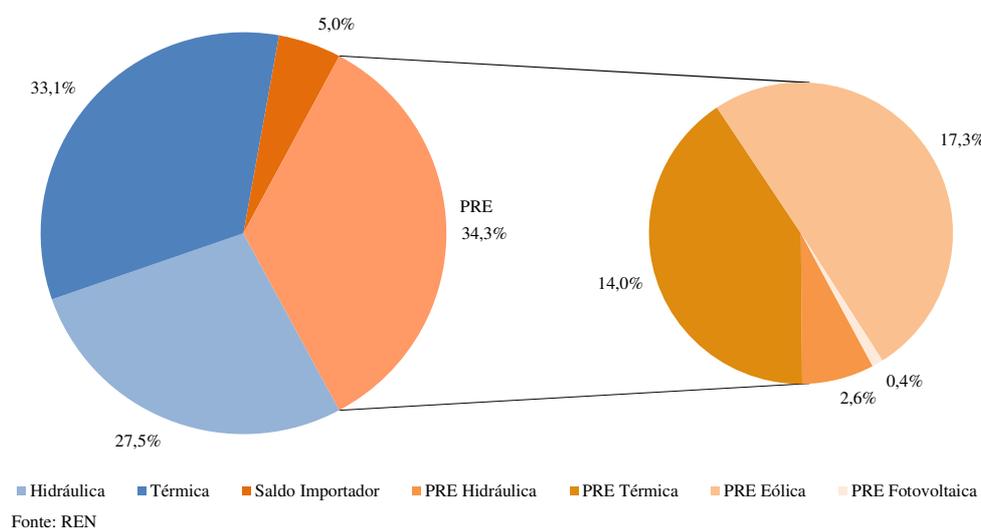
- No que respeita à PRO, verificou-se uma redução do peso de 71,1% para 60,6% do total;
- A PRE praticamente duplicou o seu peso no total, sendo hoje responsável por cerca de 34,3% do consumo, para além de ter registado uma alteração da sua composição relativa, com a PRE Térmica a perder a sua preponderância relativa para a PRE Eólica, que em final de 2010 correspondia a cerca de 50% do total da PRE;
- O saldo importador reduziu-se de 11,1% para 5% do total.

2.7.1 Consumo de energia eléctrica por tipo de fonte (cont.)

Repartição do Consumo de Electricidade por tipo de fonte (2006)



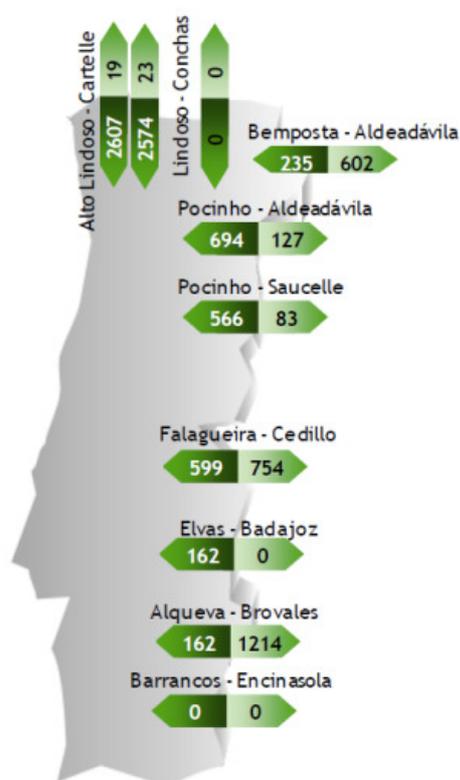
Repartição do Consumo de Electricidade por tipo de fonte (2010)



2.7.1 Consumo de energia eléctrica por tipo de fonte (cont.)

Conforme se concluiu, a importação de energia eléctrica é uma realidade em Portugal, representando no melhor ano histórico completo disponível (2010) praticamente 5% do total do consumo de energia eléctrica.

A energia eléctrica é importada de Espanha, apresentando-se na figura seguinte os movimentos ocorridos em 2009, ano em que o saldo importador representou cerca de 10% do total do consumo de electricidade, em cada um dos pontos de interligação (última informação repartida disponível):



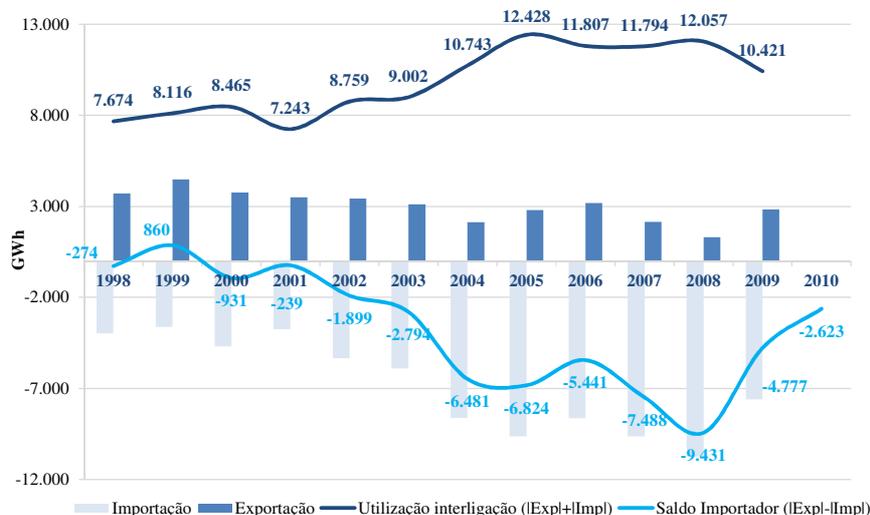
Fonte: www.erse.pt

Os movimentos físicos das importações e exportações de energia verificadas em Portugal em 2009 nos diferentes pontos de interligação caracterizaram-se por importações de 7.599 GWh e exportações de 2.822 GWh, o que se consubstancia num saldo importador de 4.777 GWh.

De acordo com a informação disponibilizada pela ERSE, verifica-se que nem em todos os pontos de ligação a importação ultrapassa a exportação, sendo principalmente no Norte do país que tal situação se verifica.

A figura seguinte apresenta uma série longa com informação respeitante ao saldo importador em Portugal Continental, permitindo verificar que a tendência na última década foi globalmente para aumento das importações e redução das exportações de energia eléctrica, a qual tem vindo a ser contrariada desde 2009:

2.7.1 Consumo de energia eléctrica por tipo de fonte (cont.)



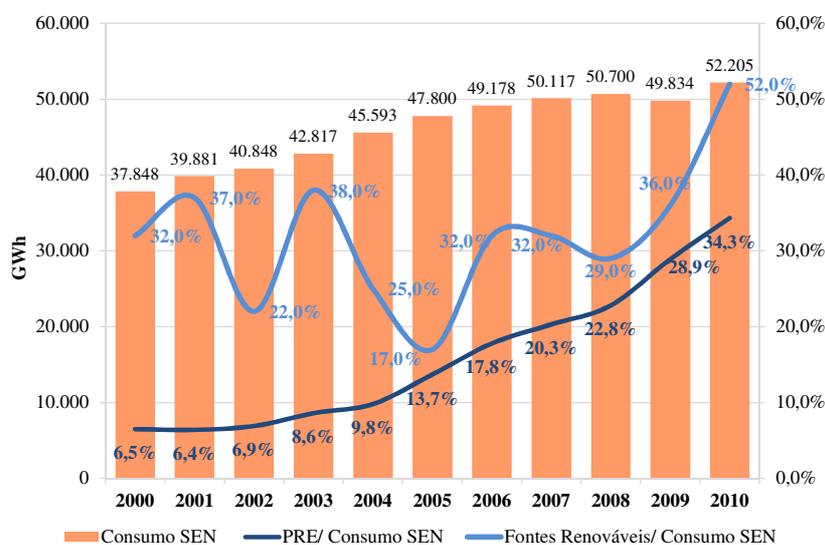
| Saldo Importador de Electricidade (milhões euros) | |
|---|--------|
| 2005 | -282,0 |
| 2006 | -273,0 |
| 2007 | -305,0 |
| 2008 | -634,0 |
| 2009 | -222,0 |

Fonte: DGE

Fonte: DGE (1998 a 2008), ERSE (2009), REN (2010, apenas disponível saldo importador)

2.7.2 Contributo da PRE e das fontes de energia renováveis

Muito embora com base nos dados disponibilizados pela REN (apresentados no ponto 2.7.1) já fosse possível verificar o aumento da importância da PRE na satisfação do consumo, os dados disponibilizados pela ERSE, com início em 2000, e apesar de não apresentarem informação por tecnologia, permitem melhor visualizar a importância cada vez maior da PRE na satisfação do consumo nacional de electricidade. No gráfico foi ainda incluída informação relativa a 2010, disponibilizada pela REN:



Fonte: ERSE (2000 a 2009), REN (2010)

Nota: Os valores de consumo no Sistema Eléctrico Nacional para os anos de 2000 a 2009 (disponibilizados pela ERSE) apresentam ligeiras diferenças face aos disponibilizados pela REN

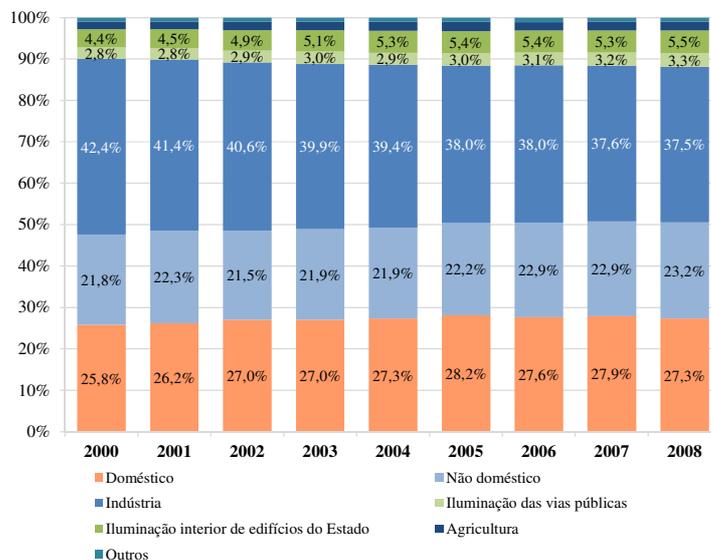
2.7.2 Contributo da PRE e das fontes de energia renováveis (cont.)

Para a evolução verificada no peso da PRE no total do consumo do sistema eléctrico nacional contribuem quer o aumento da potência instalada de PRE, quer o facto de a mesma, por definição legislativa, e conforme explicitado anteriormente, ter entrada garantida na rede, sendo prioritária face às demais tecnologias, as quais devem assegurar a cobertura das restantes necessidades ajustando-se ao volume produzido pela PRE.

No que respeita à energia eléctrica produzida com base em fontes renováveis, o peso no total do consumo do SEN é superior ao da PRE pelo facto de a PRE não incluir a produção por grandes hídricas (>30MW) e alguns dos aproveitamentos hídricos entre 10 e 30 MW de potência, apesar de incluir a cogeração não renovável. Por outro lado, e ao contrário do crescimento sustentado do indicador “PRE/ Consumo SEN”, verifica-se uma forte volatilidade do indicador “Fontes Renováveis/ Consumo SEN”, especialmente até 2005, a qual resulta da variabilidade da pluviosidade e do respectivo impacto na produção hídrica, a qual nesse período representava, em média, 85% da produção com base em fontes renováveis, comparativamente com os 58% verificados em 2009. Em 2010, dada a elevada produção hidroeléctrica, o peso das fontes renováveis no total do consumo disparou para 52% do total.

2.7.3 Consumo por tipo de consumidor

Por último, importa identificar os principais consumidores de electricidade em Portugal. O gráfico seguinte apresenta a repartição verificada entre 2000 e 2008:



Fonte: INE (DGEG)

Nota: De acordo com o INE, (i) na categoria “Não doméstico” está incluído o consumo de electricidade em todos os sectores económicos, excepto o consumo efectuado por particulares, indústria, agricultura, transportes, aquecimento com contador próprio, iluminação dos edifícios do Estado e iluminação de vias públicas, e (ii) na categoria “Outros”, está incluído o consumo no sector dos transportes (identificado pela DGEG como “tracção”) e o consumo de “aquecimento com contador próprio”.

2.7.3 Consumo por tipo de consumidor (cont.)

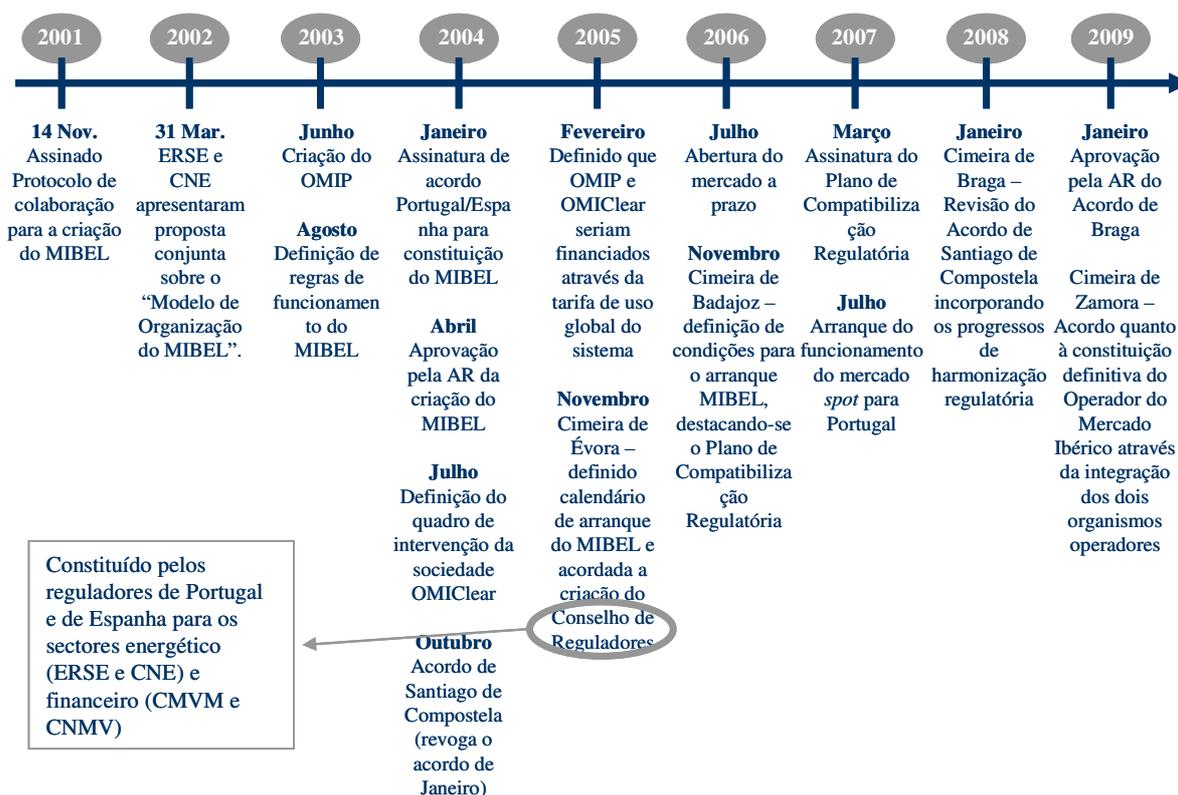
Verifica-se que, de acordo com a informação disponibilizada pelo INE, os grandes consumidores de energia eléctrica em Portugal são os sectores doméstico, não doméstico e indústria que globalmente são responsáveis, em média no período analisado, por 88% do total do consumo. É interessante verificar que, apesar de o sector dos transportes apresentar preponderância no consumo de energia final (conforme capítulo 1 do Estudo), regista um peso muito reduzido no consumo de electricidade, resultante da reduzida penetração de veículos movidos a electricidade. A este propósito, cumpre salientar que o Governo português lançou o programa MOBI-E, que tem como objectivo posicionar Portugal como país pioneiro no desenvolvimento e adopção de novos modelos energéticos para a mobilidade sustentável, nomeadamente dando incentivos à compra de veículos eléctricos e criando uma rede de abastecimento nacional.

2.8 MIBEL

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

A figura seguinte apresenta de forma esquemática os principais passos dados entre Portugal e Espanha para a constituição e operacionalização do MIBEL:

Principais marcos:



O Plano de Compatibilização Regulatória assenta em 6 áreas principais:

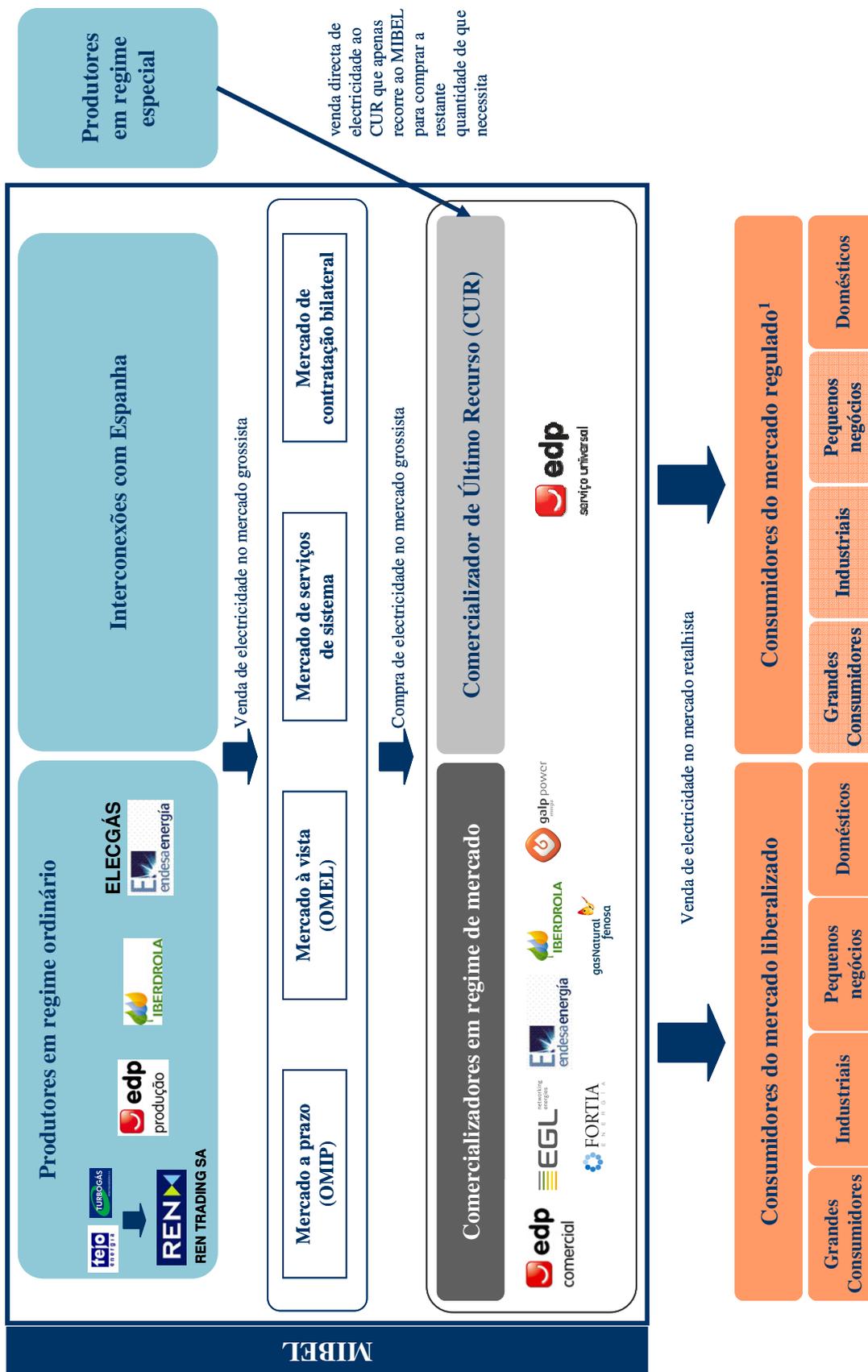
1. Definição dos princípios gerais de organização e gestão do Operador de Mercado Ibérico (OMI) a implementar até Outubro de 2007;
2. Reforço da articulação entre Operadores de Sistema, através da troca de participações entre a REN e a Rede Eléctrica de Espanha (REE) e da aceleração ao nível do reforço das interligações;
3. Definição de regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL e reduzir o poder de mercado, quer ao nível da introdução de um conceito de operador dominante ibérico com limitações e restrições harmonizadas entre os dois países (quota de mercado superior a [10%;20%] da energia produzida em regime ordinário), quer ao nível da realização de leilões de capacidade virtuais para entrada de novos comercializadores (em Portugal, EDP e REN Trading estão obrigadas a colocar capacidade nestes leilões), quer ao nível da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE);

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

4. Incentivo à liberalização e definição de plano de convergência tarifária, através de uma política articulada de tarifas de último recurso, da harmonização e convergência dos mecanismos de interruptibilidade e das tarifas de acesso, da criação de um mecanismo harmonizado de aquisição de energia pelos comercializadores de último recurso ou distribuidores, de uma aproximação e convergência na actuação dos operadores logísticos de mudança de comercializador e de um plano harmonizado de substituição de contadores;
5. Implementação de um mecanismo de gestão das interligações baseado em *market splitting* e leilões explícitos que optimize a utilização das interligações e a concorrência no contexto ibérico;
6. Harmonização dos mecanismos de garantia de potência tendo em consideração as especificidades de cada sistema a implementar até Julho de 2007.

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

A figura seguinte representa, esquematicamente, a forma como o MIBEL se integra no sistema eléctrico nacional:



1) A partir de 01.01.2011 a tarifa regulada apenas é aplicável aos consumidores domésticos.

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

A oferta de electricidade nacional no MIBEL é assegurada por um conjunto restrito de entidades a operar no mercado nacional:

- REN Trading, que vende electricidade adquirida à Tejo Energia e à Turbogás, entidades beneficiárias de CAE. A actuação da REN Trading como intermediária permite isolar aquelas duas entidades do risco de mercado, uma vez que a REN Trading paga o preço contratualmente fixado e vende a electricidade ao preço de mercado.
- EDP Produção, que vende a electricidade produzida nas suas centrais hidroeléctricas e termoeléctricas, a maior parte em regime de CMEC, além de que beneficia do mecanismo de garantia de potência no caso da central hidroeléctrica do Alqueva e das centrais térmicas de Ribatejo e Lares .
- Iberdrola, que vende a electricidade nas duas centrais hidroeléctricas que lhe foram cedidas pela EDP em 2009 (Aguieira e Raiva) ao abrigo do regime de CMEC.
- Endesa que vende a energia produzida pela nova central de ciclo combinado do Pego beneficiando do mecanismo de garantia de potência.

Adicionalmente, saliente-se que, no actual enquadramento legal e regulamentar, a produção em regime especial (PRE) é adquirida na sua totalidade pelo comercializador de último recurso, função desempenhada pela EDP Serviço Universal, que desconta a previsão de aquisições a efectuar à PRE às suas necessidades de energia para fornecimento a clientes finais para assim determinar a procura que dirige ao MIBEL. Verifica-se, assim, que a PRE apenas participa no MIBEL através de um efeito indirecto de redução da procura do CUR.

Por outro lado, refira-se que o funcionamento do mercado grossista de electricidade prevê quatro modalidades de contratação que se caracterizam, segundo a ERSE, da seguinte forma:

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

- Um **mercado de contratação a prazo**, em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de electricidade. Este mercado pode efectuar liquidação física (entrega da energia), o que se reflecte nos volumes de energia transaccionada no mercado de contratação à vista de forma a permitir a respectiva liquidação, ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).

A gestão do mercado ibérico a prazo de electricidade é da competência do OMIP, sediado em Lisboa. No mercado só podem negociar os membros negociadores, os quais têm de cumprir um conjunto de requisitos que se encontram definidos no Regulamento da Negociação, de onde resulta que só podem ser Membros Negociadores intermediários financeiros, produtores em regime ordinário, comercializadores e outros agentes do sector eléctrico, os quais depois de reconhecidos podem actuar por conta própria (*dealer*), por conta de terceiros (*broker*) e por conta própria e de terceiros (*dealer-broker*). De acordo com informação disponibilizada pelo OMIP, existem actualmente 34 membros negociadores (Portugal e Espanha), onde, para além de produtores e comercializadores, se incluem entidades como nomeadamente Banco Santander, Goldman Sachs, JP Morgan, Citigroup e Morgan Stanley.

- Um **mercado de contratação à vista**, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de electricidade para o dia seguinte ao da negociação.

A gestão do mercado ibérico *spot* de electricidade é da competência do OMEL, sediado em Madrid. Podem ser agentes do mercado *spot* (*considera-se agente do mercado toda a pessoa física ou jurídica que intervenha nas transacções económicas que tenham lugar no mercado de produção de energia eléctrica, comprando ou vendendo electricidade; para tal, deverão cumprir alguns requisitos, por exemplo, possuir uma licença de produção ou comercialização e aderir às Regras de Funcionamento do Mercado de Produção de Energia Eléctrica*) os (i) produtores, (ii) auto-produtores, (iii) agentes externos (estatuto das entidades não residentes), (iv) comercializadores, (v) representantes (de vendedores ou de compradores) e (vi) consumidores qualificados. De acordo com dados disponibilizados pelo OMEL, existem actualmente cerca de 700 agentes no mercado (Portugal e Espanha).

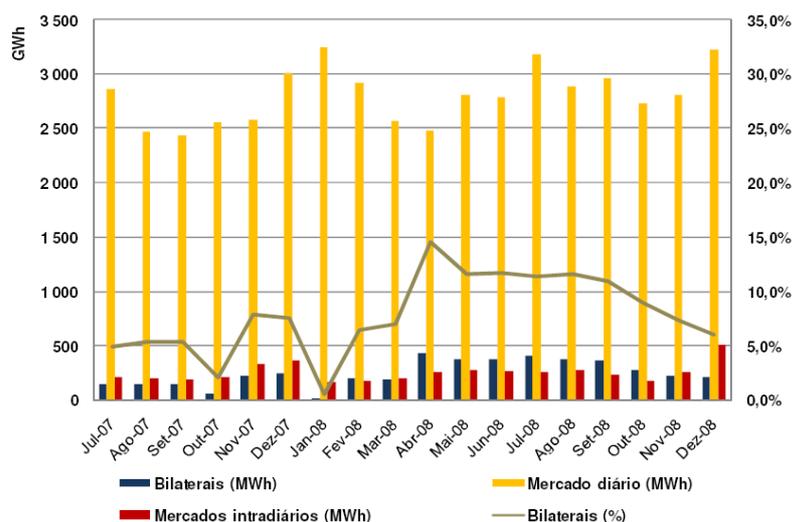
2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

- Um **mercado de serviços de sistema** que efectua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de electricidade e que funciona em tempo real.
- Um **mercado de contratação bilateral**, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e a venda de electricidade.

Importa referir ainda a existência da OMIClear, a entidade gestora responsável pela plataforma de compensação do mercado de derivados ibérico, assumindo a posição de contraparte central em todas as operações por si registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes, ou seja, assume-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador. Para além de actuar como câmara de compensação do OMIP assume as mesmas funções relativamente ao mercado OTC (negócios bilaterais, *over the counter*).

Oferta do MIBEL (Portugal):

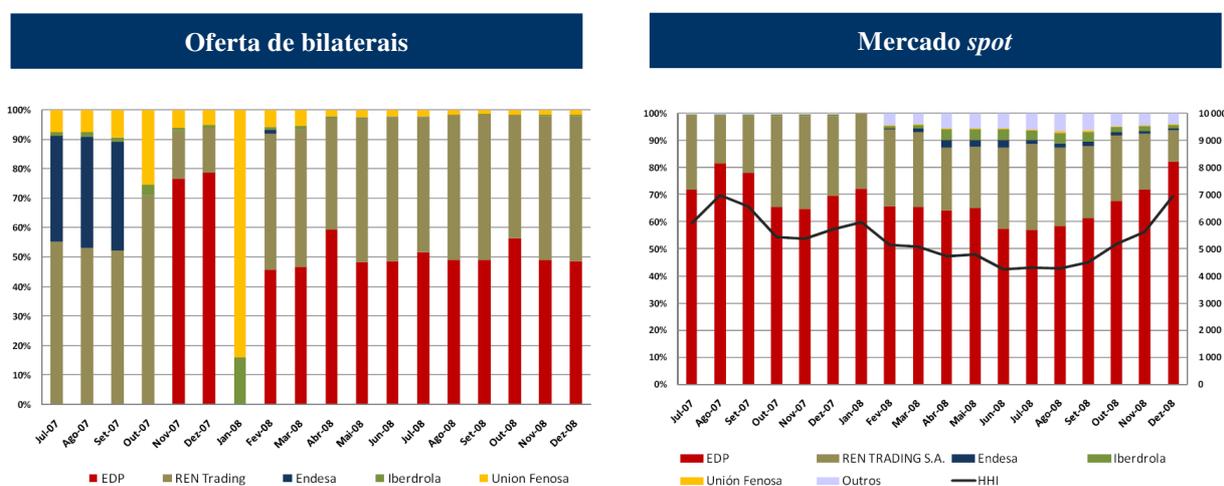
O gráfico seguinte apresenta a evolução dos volumes negociados da oferta de energia eléctrica desde 1 de Julho de 2007 e até Dezembro de 2008 (data mais recente disponível), sendo possível verificar que a quase totalidade da oferta de electricidade é colocada no mercado *spot*:



Fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, "Descrição do funcionamento do MIBEL", Novembro de 2009

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

Relativamente às entidades que asseguram essa oferta, verifica-se nos gráficos seguintes a preponderância da REN Trading e da EDP, entidades que à data controlavam a totalidade da produção em regime ordinário em Portugal. Entretanto, foram cedidas as duas barragens à Iberdrola e entrou em produção a central de ciclo combinado do Pego (energia vendida pela Endesa, que detém 50% da referida central, sendo o capital remanescente detido pela *International Power*), pelo que os valores actuais apresentarão necessariamente diferenças face aos apresentados de seguida, embora seja expectável que se mantenha a preponderância daquelas duas entidades:



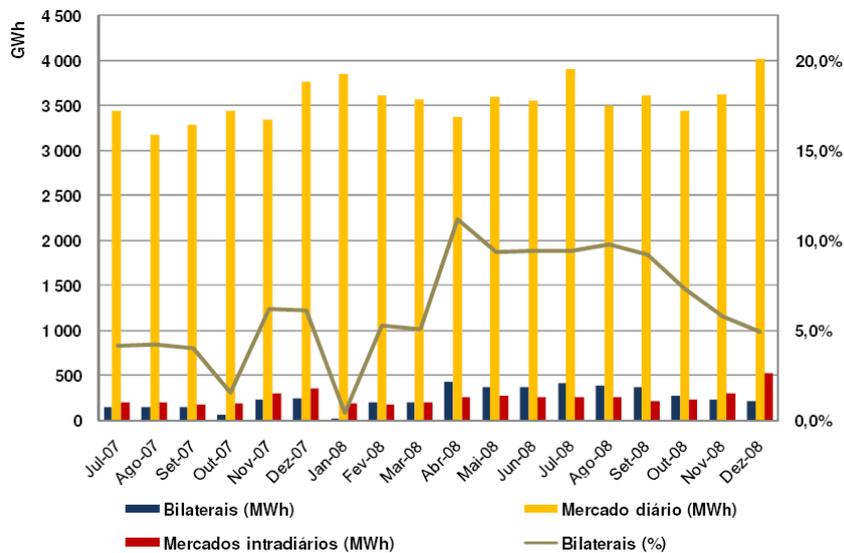
Fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, "Descrição do funcionamento do MIBEL", Novembro de 2009

O gráfico respeitante ao mercado *spot* apresenta ainda os valores para o índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI), o qual é composto pela soma das quotas de mercado elevadas ao quadrado de todas as empresas do mercado e pode assumir valores entre 0 (concorrência perfeita) e 10 000 (monopólio). Este índice variou no período analisado entre um mínimo de cerca de 4.100 e um máximo de aproximadamente 7.000, concluindo-se, assim, existir uma significativa concentração empresarial.

Procura do MIBEL (Portugal):

O gráfico seguinte mostra a evolução da procura de energia eléctrica desde 1 de Julho de 2007 e até Dezembro de 2008 (data mais recente disponível), a qual apresenta semelhança com o gráfico apresentado na página anterior relativo à oferta:

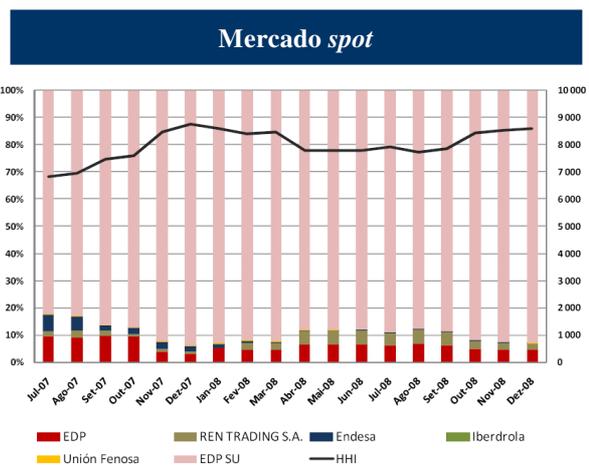
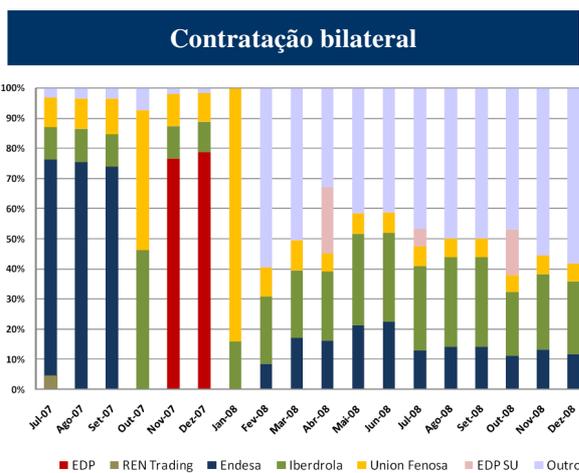
2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)



Fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009

Comparativamente com o gráfico da oferta, verifica-se que a procura excede a oferta de Portugal, sendo satisfeita pelas interligações existentes com Espanha.

No que respeita às entidades que adquirem electricidade no MIBEL, apresentam-se nos dois gráficos seguintes a quota de compra de cada um dos comercializadores, na contratação bilateral e no mercado *spot*:



Fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

Existe um nível de concentração muito significativo no CUR (a EDP Serviço Universal) que constitui o principal comprador. Verifica-se, assim, que a procura e a oferta no mercado são controladas pelo mesmo grupo, a EDP. Não obstante, o ano de 2008 caracterizou-se por um peso da venda no mercado retalhista em regime de mercado extremamente reduzido, de apenas 2,6% (conforme analisaremos em detalhe mais adiante); esta situação alterou-se e em 2010 o peso já foi de 35% o que poderá significar que os valores mais recentes apresentem uma menor importância relativa das compras efectuadas pela EDP SU (maior participação dos comercializadores não regulados).

Representatividade do MIBEL no volume de transacções de electricidade:

A representatividade do volume de transacções de electricidade no MIBEL face à electricidade total consumida em Portugal num determinado ano encontra-se relacionada com o peso da produção em regime especial, uma vez que apenas esta não passa pelo mercado sendo adquirida directamente pela EDP SU. A título ilustrativo refira-se que a produção em regime especial representou 20% do consumo de electricidade em 2007, 23% em 2008 e 29% em 2009.

Formação de preços no mercado diário

(fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009):

As ofertas de venda realizadas pelos produtores, que podem integrar condições complexas (exemplo: indivisibilidade de blocos, remuneração mínima), são apresentadas por unidade de produção, para a parte livre de compromissos bilaterais, com especificação da quantidade e preço independentes para cada hora.

As ofertas de compra de energia eléctrica do mercado diário não podem integrar condições complexas e, no caso dos comercializadores de último recurso, são realizadas, desde 1 de Janeiro de 2007, ao preço instrumental (180 euros por MWh). São ainda incluídas a preço zero as entregas físicas procedentes da contratação a prazo realizadas no OMIP.

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

A) Curva da oferta

As ofertas apresentadas no mercado diário pelos agentes vendedores para cada uma das horas do dia seguinte são ordenadas por preço ascendente, formando desse modo a curva de oferta do mercado para cada hora:

- As centrais nucleares e a produção em regime especial têm por norma surgir na parte baixa da curva da zona espanhola, porque o seu custo de oportunidade é muito baixo (ao contrário do que se passa em Portugal, em Espanha grande parte da PRE participa no mercado). Nesta zona da curva costuma encontrar-se também a oferta tomadora de preço dos vendedores nos oito primeiros leilões CESUR (liquidação com entrega física), equivalente aos seus compromissos nos leilões CESUR.
- As centrais hídricas de albufeira costumam surgir na zona alta da curva, uma vez que o seu custo de oportunidade é elevado em função do preço que esperam receber noutro momento no mercado (podendo gerir melhor a produção, preferem os picos) ou em função da tecnologia substituída (por exemplo, as centrais hídricas de albufeira produzem a custos inferiores ao carvão). Em contrapartida, as centrais hídricas de fio-de-água costumam surgir na zona baixa da curva, porque não podem armazenar água para outros momentos.
- Na zona intermédia da curva de oferta costumam encontrar-se as centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais térmicas a carvão, ordenadas em função dos seus rendimentos e das condições dos seus contratos de fornecimento de combustível.
- Na zona mais elevada da curva de oferta costumam encontrar-se as centrais térmicas a fuelóleo.

B) Curva da procura

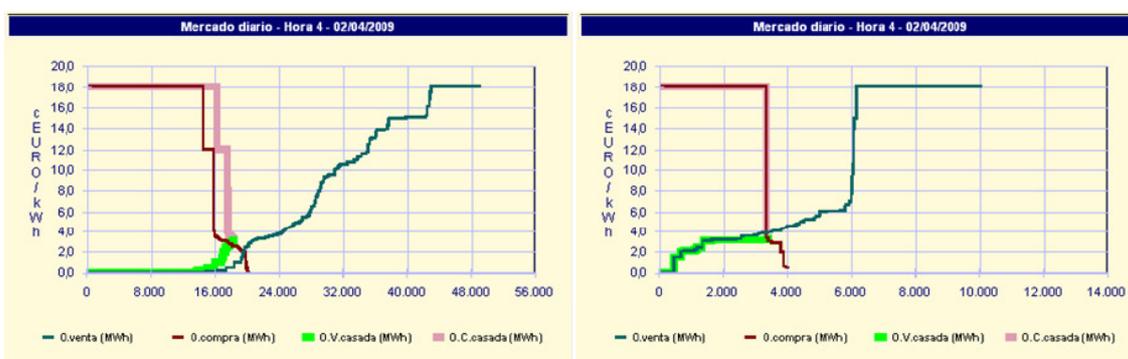
Quanto à curva da procura, a procura correspondente aos fornecimentos regulados costuma surgir na parte mais elevada da curva, utilizando o preço instrumental (180 euros por MWh), ao passo que na zona média e baixa costuma surgir o consumo correspondente às centrais hídricas com bombagem e aos comercializadores para os seus fornecimentos no mercado livre.

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

C) Preço de encontro

O cruzamento entre a curva de oferta e a curva de procura em cada hora fornece o preço de equilíbrio do mercado (denominado preço de encontro). Em resultado da aplicação das condições complexas das unidades de venda, algumas unidades são eliminadas do processo de encontro, o que provoca um deslocamento do preço de equilíbrio final do mercado para cima.

Preço do mercado diário hora 4 – 2/4/2009 em Espanha (esq.) e em Portugal (dir.)



Fonte: Conselho de Reguladores do Mibel, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009

A figura permite observar a diferente composição da zona baixa da curva da oferta, motivada pela existência de 16.000 a 20.000 MW de potência correspondente às centrais nucleares e à produção em regime especial em Espanha, não presentes na curva da zona portuguesa, o que conduz a que, sobretudo nas horas de vazio, a *tecnologia marginal em Espanha seja mais eficiente a nível da ordem de mérito que a portuguesa, implicando uma exportação de Espanha para Portugal nesses períodos.*

Refira-se ainda que, de acordo com a publicação “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009, desenvolvida pelo Conselho de Reguladores do Mibel, *o método aplicado desde 1 de Julho de 2007 na gestão conjunta da interligação Espanha-Portugal (...) consiste num mecanismo de separação de mercados (market splitting) no horizonte diário, de forma a permitir o melhor uso possível da capacidade disponível, sem comprometer a segurança. Está igualmente previsto que este método seja complementado com leilões explícitos de capacidades de interligação anteriores ao horizonte diário. De forma resumida, no âmbito do mecanismo de separação de mercados, o conjunto do sistema ibérico é tratado como um único mercado na situação em que não existam restrições na interligação e, na situação em que tais restrições existam, como duas áreas distintas de preço num mesmo mercado.*

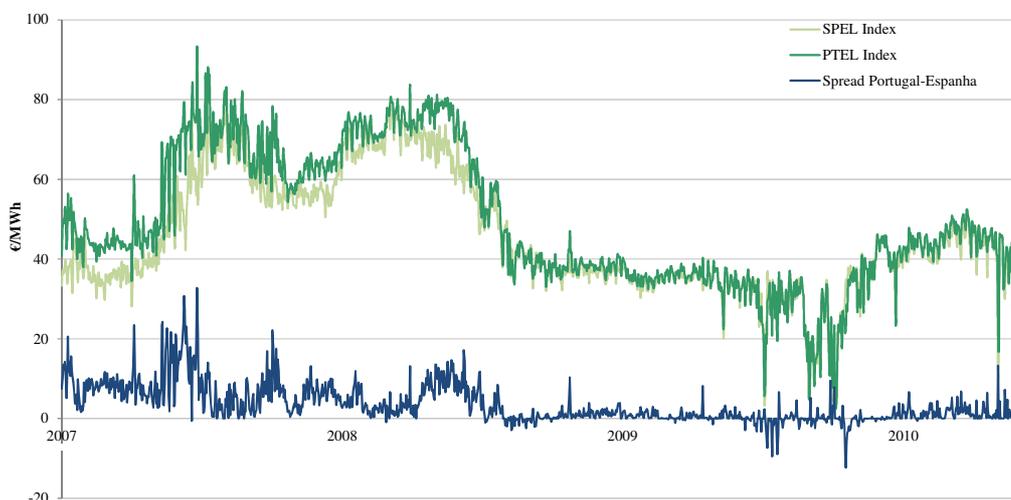
2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

Neste sentido, o processo de determinação do preço agrega inicialmente as ofertas de compra e de venda em mercado, de modo a determinar o preço de encontro da procura e da oferta. Do processo de encontro de ofertas podem resultar duas situações:

a) Se, do encontro de ofertas (de compra e de venda) resultar um trânsito na interligação que é inferior ou igual à capacidade comercial disponível no mesmo sentido, o preço de encontro é único para o sistema ibérico, já que tem viabilidade económica (conferida pelo encontro de oferta e procura) e técnica (conferida pela existência de capacidade nas redes para concretizar o despacho económico). Nesta circunstância existe integração de mercado.

b) Se, do encontro de ofertas (de compra e de venda) resultar um trânsito na interligação que é superior à capacidade comercial disponível no mesmo sentido, a solução inicial de mercado não é exequível, pelo que as duas áreas de mercado são tratadas em separado com curvas agregadas de procura e de oferta específicas a cada área. Contudo, na curva de procura para o sistema exportador é colocada uma quantidade correspondente à capacidade comercial na interligação no sentido exportador e, na curva de oferta para o sistema importador consta uma quantidade equivalente. Do encontro das curvas de procura e de oferta agregadas de cada um dos sistemas resultarão os preços para cada uma das áreas de mercado. Nesta situação diz-se que se está em regime de *market splitting*.

O gráfico seguinte apresenta a comparação de preços Portugal/ Espanha no mercado à vista, verificando-se que, desde 01 de Julho de 2007, na maior parte dos casos, o preço em Portugal é superior ao de Espanha (77% das observações), havendo apenas 11% de observações (141) em que o preço de Espanha iguala o de Portugal, de onde se conclui que o regime de *market splitting* tem predominado:



Fonte: OMEL

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

Por outro lado, é notória a tendência de redução do *spread* entre os preços de Portugal e Espanha, o que, de acordo com a ERSE e a Comisión Nacional de Energia (CNE), se deve aos seguintes factores: (i) convergência tecnológica em ambos países da margem de reserva, (ii) capacidade de produção conjunta de centrais de ciclo combinado a gás natural e PRE cresceu em proporções similares nos dois países, o que significa que nos dois sistemas o preço tende a formar-se no limiar de tecnologias semelhantes, gerando uma menor pressão na interconexão e conseqüentemente sobre o *market splitting*, e (iv) coincidência no aumento da produção hidráulica e eólica. Em termos históricos, o período de *spread* mais elevado coincidiu com momentos em que o fuelóleo, com custos de produção muito superiores, por exemplo, ao de uma central de ciclo combinado, se posicionou como tecnologia marginal em Portugal.

Por último, é importante fazer notar que o preço da electricidade no MIBEL não representa o custo efectivo de compra de energia eléctrica, uma vez que:

- Parte da energia é adquirida em operações *over the counter* (contratos bilaterais).
- A PRE não entra na formação do preço do MIBEL senão pela via indirecta de redução da procura pelo CUR (a PRE em 2010 representou 34,3% do consumo de electricidade em Portugal).
- O preço pago aos produtores com regime CAE (responsáveis por 12,8% do consumo de electricidade em Portugal em 2010) é superior ao preço de venda no MIBEL. Com efeito, a energia produzida pelas centrais em regime de CAE, vendida em mercado pela REN Trading, é paga aos produtores a um preço contratualmente estabelecido, gerando-se o designado sobrecusto CAE, o qual é dado pela diferença entre os custos de aquisição de electricidade suportados pela REN Trading, considerando os pressupostos dos contratos de aquisição à Tejo Energia e à Turbogás, e as receitas que são obtidas por esta entidade pela venda da electricidade no MIBEL.

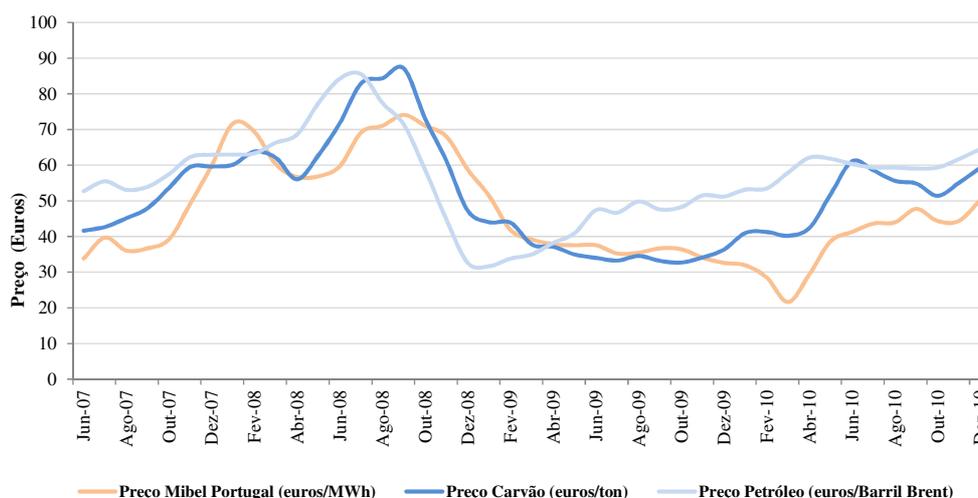
A REN Trading é compensada deste sobrecusto mediante a retenção de parte da tarifa de uso global do sistema (conforme capítulo 3 do presente Estudo).

- Os centros electroprodutores que operavam até 31 de Dezembro de 2010 em regime de mercado e que entraram em funcionamento há menos de dez anos (Alqueva, Lares, Ribatejo, Central de Ciclo Combinado do Pego) passaram a usufruir, a partir do dia 01 de Janeiro, do mecanismo de garantia de potência.

2.8 Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (cont.)

- O preço pago aos centros electroprodutores em regime de CMEC (previamente em regime CAE) na realidade não é o que resulta do MIBEL, mas é o que permite, central a central, garantir a rentabilidade subjacente ao CAE extinto. Assim, apesar de estes produtores venderem a sua produção directamente no MIBEL, não estão sujeitos a risco de mercado, verificando-se ajustamentos nas receitas (positivos ou negativos), central a central, pelos diferenciais de receita apurados comparativamente com a rentabilidade que estava subjacente ao CAE. O encargo/benefício apurado é suportado/devolvido a todos os consumidores de energia, através da tarifa de uso global do sistema (explicitada em maior detalhe no capítulo 3 do presente Estudo).

Evolução do preço da electricidade no MIBEL e do preço dos combustíveis nos mercados internacionais:

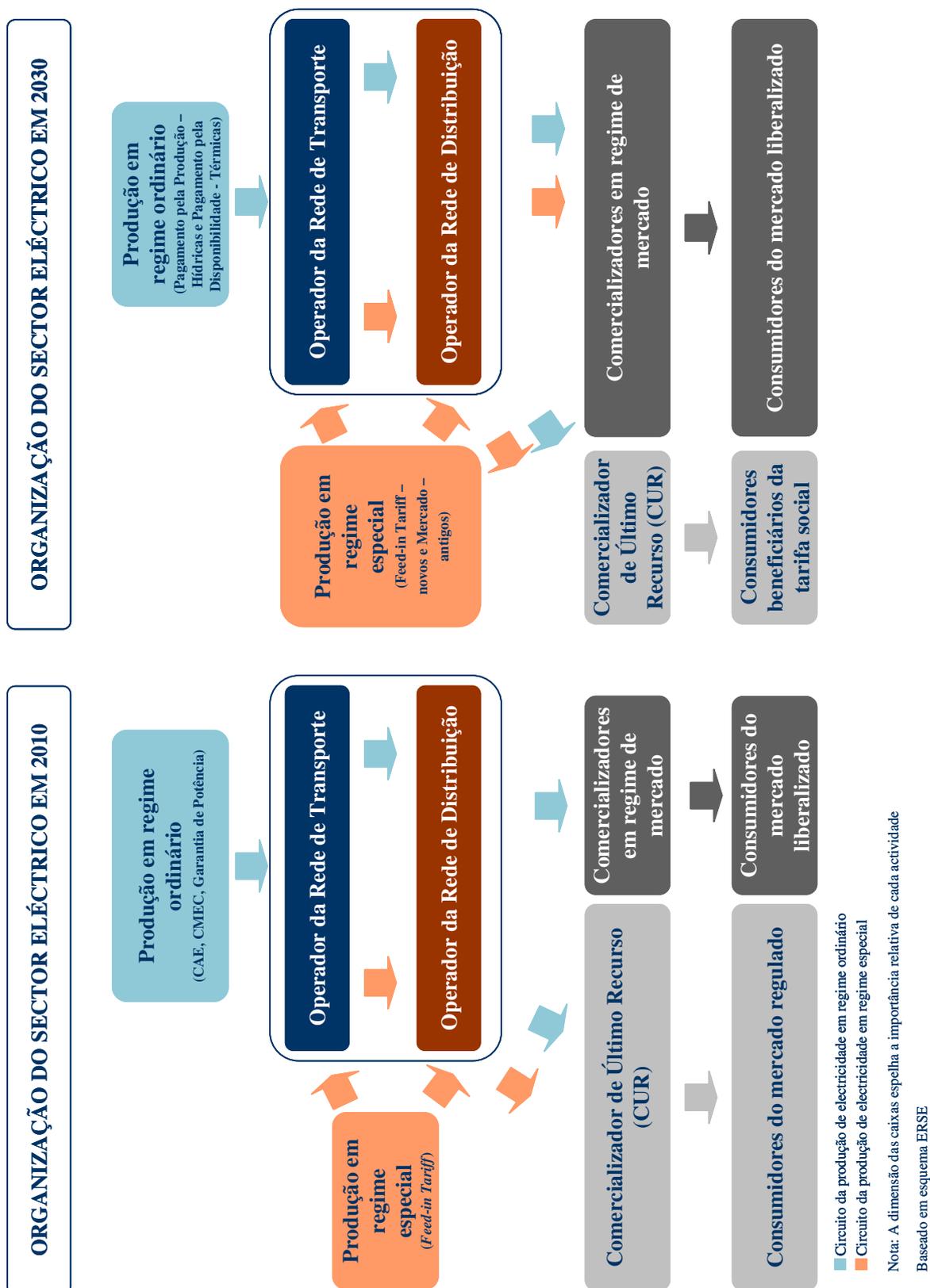


A comparação gráfica entre a evolução do preço da electricidade e do petróleo *brent* e carvão nos mercados internacionais permite identificar trajectórias de evolução semelhantes. Na realidade, de acordo com a ERSE (Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Eléctrico em 2011, Dezembro de 2010) *a evolução do preço de energia eléctrica no mercado spot ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados (...), esta correlação advém, em grande parte, da relevância da energia eléctrica produzida pelas centrais a gás natural de ciclo combinado na definição dos preços de mercado da energia vendida. (...) caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacte da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta: de 0,56 para 0,77.* (Nota: O período de análise considerado pela ERSE foi Janeiro de 2004 a Agosto de 2010)

2.9 EVOLUÇÃO PREVISÍVEL DA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

2.9 Evolução previsível da organização do sector eléctrico nacional

A figura seguinte apresenta a evolução previsível da organização do sector eléctrico até 2030, de acordo com as tendências de evolução que se identificaram ao longo do presente capítulo:



2.9 Evolução previsível da organização do sector eléctrico nacional (cont.)

O Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis prevê um forte investimento até 2020 em produção de electricidade com base em fontes de energia renovável, conduzindo, conforme detalhadamente explicitado no capítulo 4 do presente Estudo: (i) a um maior peso da produção em regime especial no consumo de electricidade, e (ii) a capacidades térmicas subutilizadas na medida em que passam a existir essencialmente para segurança de abastecimento, dada a intermitência / irregularidade das fontes de energia renováveis.

No que respeita à comercialização, a tendência é no sentido do aumento dos consumidores em mercado liberalizado, passando o mercado regulado apenas a ser aplicável aos consumidores economicamente mais vulneráveis, beneficiários de uma tarifa social.

No que respeita aos mecanismos de pagamento:

- A potência actualmente instalada em regime especial, mais concretamente a eólica, deixará, em grande parte, de beneficiar da *feed-in tariff*, no limite, entre 2020 e 2025. Sendo o período de vida útil dos parques eólicos de cerca de 20 anos, nos 5 últimos anos de operação a energia produzida será vendida no mercado, mantendo-se, previsivelmente, no entanto, a prioridade de acesso à rede. É contudo expectável que os novos investimentos continuem a beneficiar de um mecanismo de tarifas fixas.
- Quanto à produção em regime ordinário, (i) os Contratos de Aquisição de Energia em vigor terminam em 2021 no caso da Tejo Energia e em 2024 relativamente à Turbogás, e (ii) as centrais termo e hidroeléctricas actualmente com Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual deixam de beneficiar deste regime até 2027. É expectável que a potência termoeléctrica instalada venha a ser remunerada em grande parte mediante pagamentos pela disponibilidade, caso o plano de investimentos constante do PNAER seja implementado, e que as grandes hídricas, que se incluem nas fontes de energia renováveis, sejam pagas pela produção.

CAPÍTULO 3

**TARIFÁRIO E DÉFICE DO SECTOR
ELÉCTRICO EM PORTUGAL CONTINENTAL**

CONTEÚDO DO CAPÍTULO 3

| | |
|---|------------|
| 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 140 |
| 3.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DAS TARIFAS ELÉCTRICAS | 141 |
| 3.3 TARIFAS ELÉCTRICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL | 145 |
| 3.4 EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL | 164 |

3.1 Considerações Iniciais

O presente capítulo tem como objectivo analisar o tarifário e o défice do sector eléctrico nacional, incluindo, nomeadamente, os seguintes aspectos:

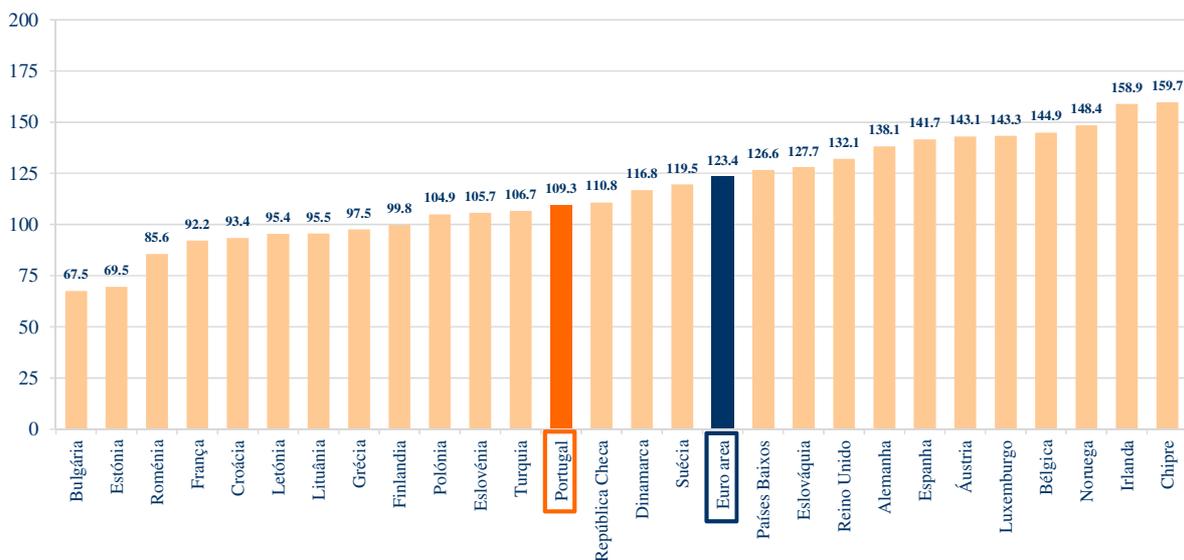
- Comparação internacional das tarifas eléctricas aplicáveis a consumidores domésticos e industriais;
- Descrição da metodologia de fixação das tarifas reguladas;
- Apresentação esquemática dos principais fluxos financeiros desde o consumidor final aos produtores;
- Decomposição das tarifas reguladas por empresa regulada e por tipo de proveito permitido;
- Evolução histórica das tarifas em Portugal Continental por tipo de tarifa e por nível de tensão;
- Análise do défice tarifário nacional com particular destaque para os factores justificativos da evolução histórica registada.

3.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DAS TARIFAS ELÉCTRICAS

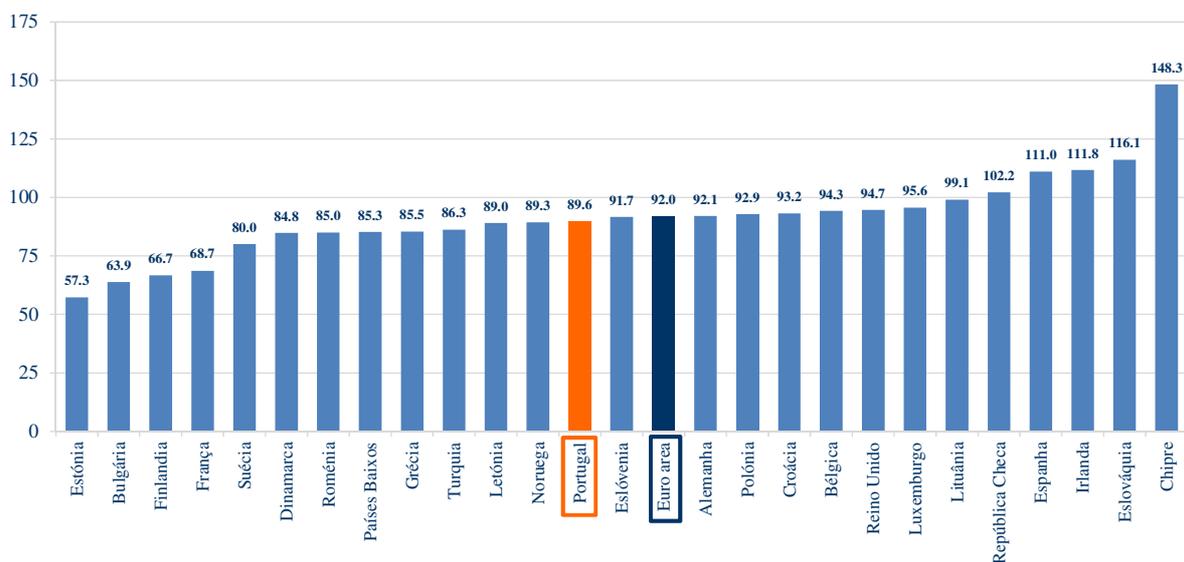
3.2 Comparação internacional das tarifas eléctricas

Com base nas estatísticas disponíveis publicadas pelo Eurostat, apresenta-se nos gráficos seguintes uma comparação para o ano de 2010 das tarifas de venda a clientes finais nos países europeus, tanto para consumidores domésticos, como para consumidores industriais:

Tarifas de electricidade para consumidores domésticos (euros/MWh)



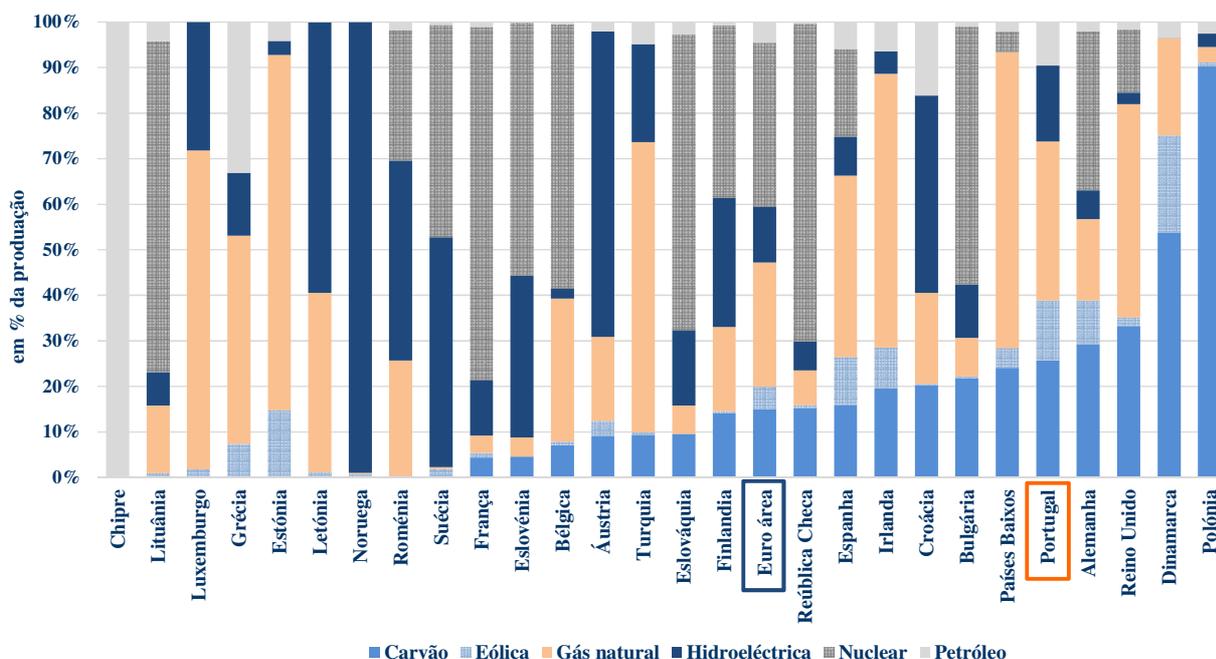
Tarifas de electricidade para consumidores industriais (euros/MWh)



Comparando o nível das tarifas eléctricas praticadas em Portugal em 2010 com a média da zona Euro verifica-se que as tarifas em Portugal são inferiores, tanto no consumo doméstico, como no consumo industrial, em 11,4% e em 2,6%, respectivamente.

3.2 Comparação internacional das tarifas eléctricas (cont.)

Por outro lado, o *mix* da produção de electricidade por fonte foi o seguinte para os diferentes países no ano de 2008 (Eurostat):



Da análise estatística dos dados constantes dos gráficos da página anterior, verificou-se que as correlações entre o *mix* de produção de cada país e as tarifas de electricidade aplicadas nesses mesmos países não conduzem a resultados que permitam concluir quanto à existência de uma relação de causalidade entre as fontes de energia utilizadas e as tarifas cobradas (tanto mais que os dados mais recentes disponíveis relativamente ao mix de produção são relativos ao ano de 2008).

Apenas no caso da energia nuclear se observa que, quanto mais importante é esta fonte, mais baixas são as tarifas domésticas e industriais aplicadas aos consumidores. Não obstante, a correlação apurada não é suficientemente forte para poder ser considerada significativa.

3.2 Comparação internacional das tarifas eléctricas (cont.)

As disparidades identificadas denotam a existência de um conjunto de outras variáveis, para além do *mix* de fontes de energia, que influenciam directamente a tarifa final aplicada aos consumidores domésticos e industriais e que teriam de ser analisadas em detalhe para os diversos países para que se pudesse, eventualmente, chegar a conclusões significativas. De entre estes outros factores destacam-se, nomeadamente:

- O peso da importação de electricidade;
- O grau de concorrência e a existência de monopólios ao longo da cadeia de valor do sector;
- Os regimes de subsídio praticados pelo Estado aos produtores;
- A fiscalidade aplicável ao sector eléctrico;
- O grau de regulação/liberalização dos mercados; e
- A existência de défices tarifários acumulados.

3.3 TARIFAS ELÉCTRICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL

3.3.1 ENQUADRAMENTO

3.3.2 METODOLOGIA DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS

3.3.3 DECOMPOSIÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS COM BASE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

3.3.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS EM PORTUGAL CONTINENTAL

3.3.1 Enquadramento

O Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico (publicação ERSE de Dezembro de 2009) define a **estrutura tarifária**, os **proveitos permitidos** às empresas reguladas do sector, os procedimentos de fixação, alteração e publicitação das tarifas e as obrigações em matéria de prestação de informação. A metodologia de cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas reguladas publicada no Regulamento Tarifário tem como objectivos, de acordo com a ERSE, assegurar a estabilidade regulatória, a transparência e contribuir para a eficiência do mercado.

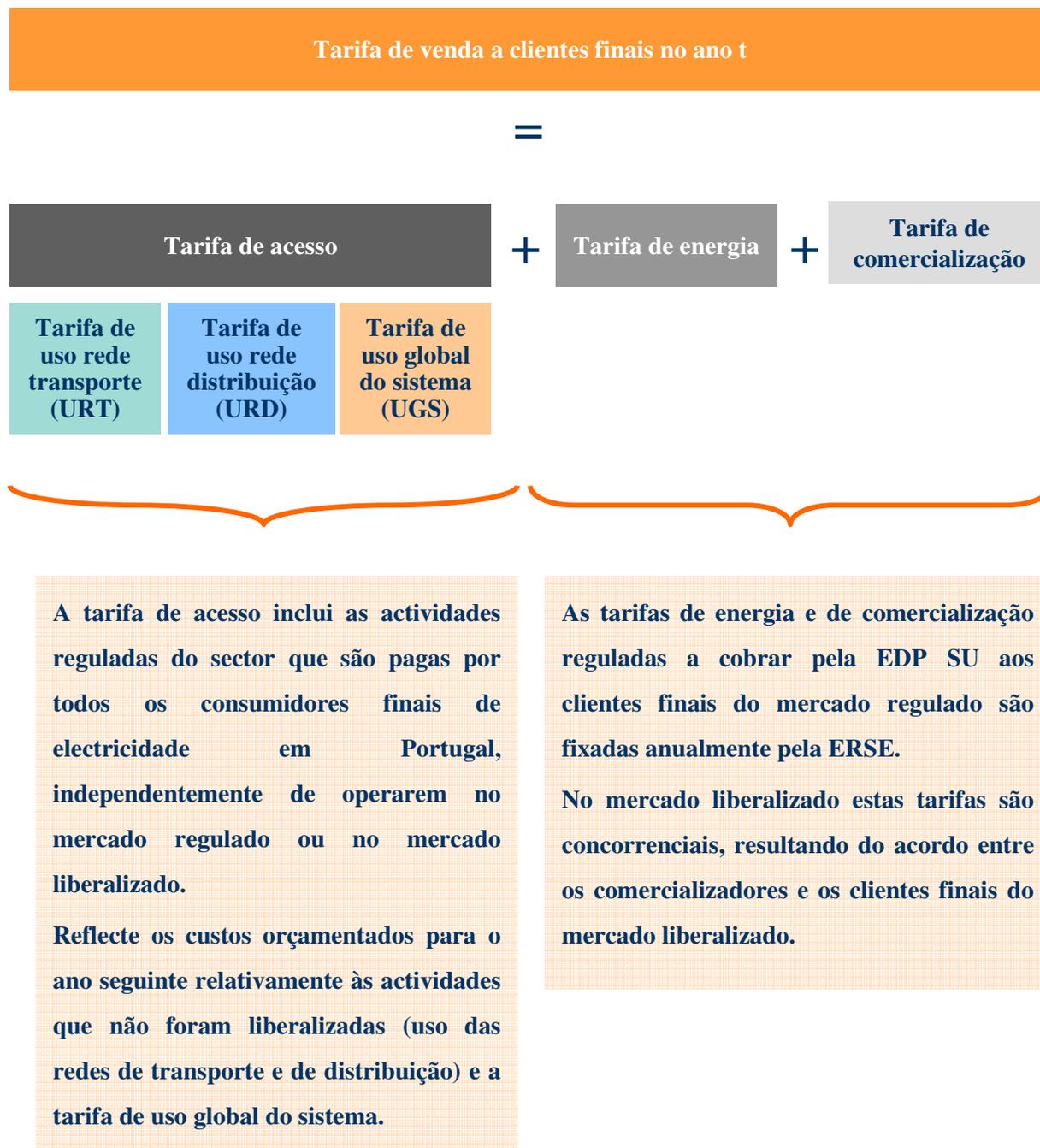
A fixação das tarifas reguladas para um determinado ano é efectuada pela ERSE, a 15 de Dezembro do ano imediatamente anterior. Para tal, a entidade reguladora elabora um orçamento para o sector eléctrico regulado (denominado de “proveitos permitidos das empresas reguladas”) com base em estimativas das variáveis relevantes (ex. preço dos combustíveis, tarifa no MIBEL, consumo e produção de electricidade). De acordo com o DL n.º 138-A/2010 de 28 de Dezembro, o objectivo consistirá em promover uma eliminação progressiva das tarifas reguladas, salvaguardando os consumidores em situação de carência socioeconómica por via da aplicação da tarifa social. Neste contexto, inicia-se em 2011 o processo de extinção das tarifas reguladas, excepto, provisoriamente, no que respeita aos consumidores em baixa tensão.

Para enquadramento da temática tarifária importa ainda apresentar brevemente os conceitos de ajustamento/desvio tarifário e de défice tarifário, os quais estão directamente relacionados com a fixação das tarifas reguladas. Verifica-se, assim, que:

- O **ajustamento ou desvio tarifário** resulta da verificação *ex post* da conformidade entre o orçamentado e o executado. Dessa verificação de conformidade resultam ajustamentos/desvios positivos ou negativos que são repercutidos, de forma faseada (ao longo de dois anos), no consumidor através da tarifa regulada estabelecida para os anos subsequentes.
- O **defíce tarifário** é, por princípio, gerado *ex ante*, ou seja, no momento de fixação das tarifas reguladas para o ano seguinte, mas pode também ser criado *ex post* por via dos ajustamentos ou desvios tarifários apurados. Na realidade, o défice tarifário é gerado quando, ao abrigo do princípio da estabilidade tarifária (artigo 2.º do DL n.º 165/2008 de 21 de Agosto), se verificarem (i) incrementos das tarifas reguladas insuficientes para assegurar a cobertura dos proveitos permitidos orçamentados para o ano seguinte, e (ii) decisões de não repercussão nas tarifas reguladas do ano seguinte dos ajustamentos/desvios tarifários apurados relativamente a anos anteriores.

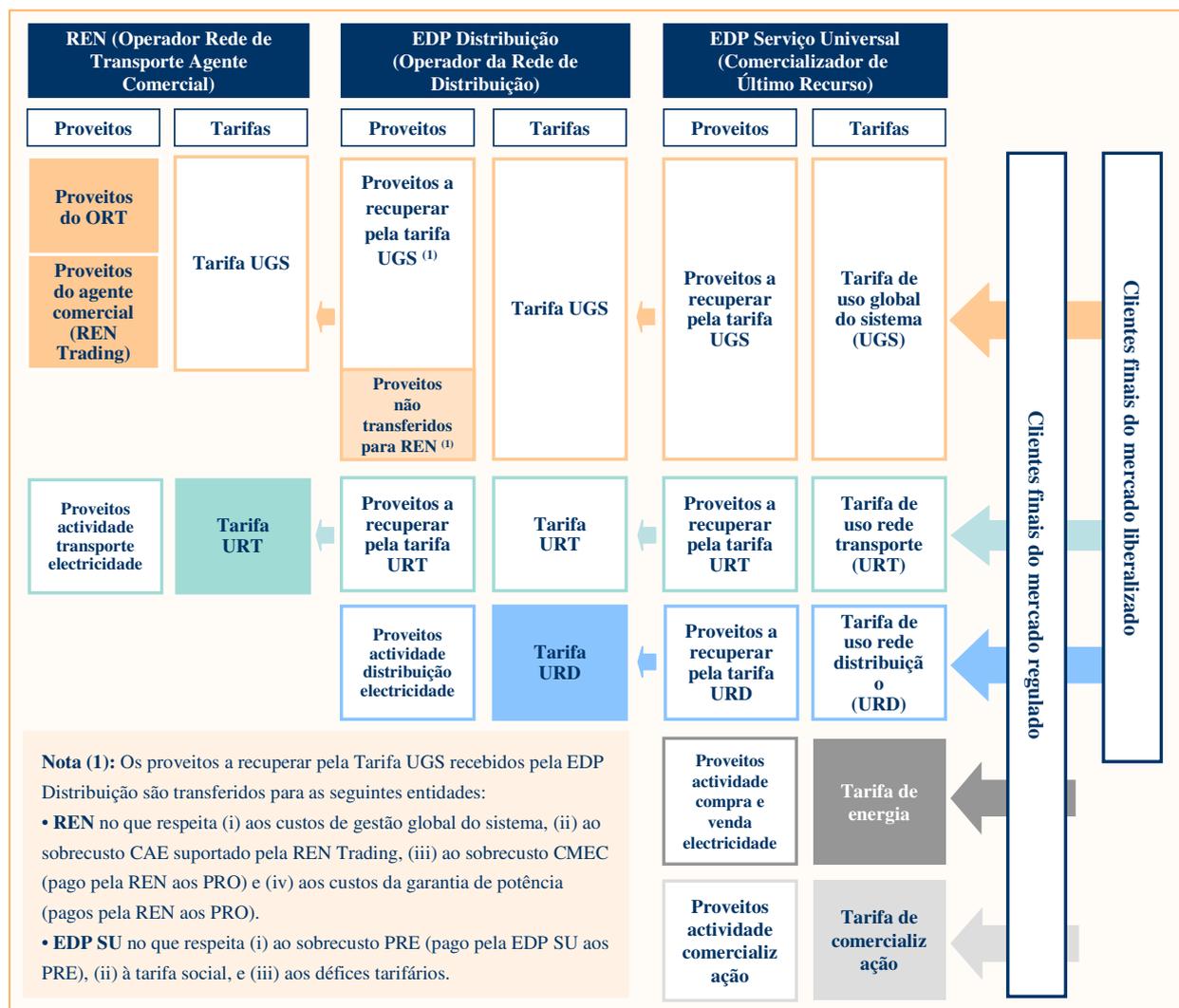
3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas

A figura seguinte apresenta, resumidamente, a decomposição da tarifa de venda a clientes finais:



3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Com base no Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico de Dezembro de 2009 publicado pela ERSE, o BPI elaborou o seguinte esquema simplificado de **transferência dos fluxos financeiros gerados pela cobrança das tarifas reguladas**, conforme se explicita de forma mais detalhada nas páginas seguintes:



Verifica-se que as tarifas cobradas aos clientes finais do sector da electricidade são transferidas pelas entidades a operar no sector, ao longo da cadeia de valor.

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Os produtores de electricidade a operar de acordo com diferentes regimes obtêm as receitas de venda de electricidade conforme explicitado esquematicamente nas figuras seguintes:



Os produtores a operar com base em CAE vendem a electricidade produzida à REN Trading que os remunera nos termos previstos nos respectivos contratos. Por sua vez a REN Trading vende a electricidade no mercado e obtém a receita correspondente ao sobrecusto CAE através da tarifa UGS que é cobrada aos clientes finais e transferida ao longo do sistema.



Os produtores a operar em regime CMEC vendem a electricidade directamente no mercado auferindo uma receita a preços de mercado; a esta acrescem (ou decrescem) os custos de manutenção do equilíbrio contratual que são pagos pela REN através da tarifa UGS (cobrada aos clientes finais e transferida ao longo do sistema).



Os produtores a operar em Regime Especial vendem toda a electricidade produzida directamente à EDP SU auferindo uma receita determinada nos termos do tarifário PRE aplicável. Por sua vez a EDP SU vende a electricidade aos clientes finais do mercado regulado à tarifa de energia regulada e obtém a componente correspondente ao sobrecusto PRE através da Tarifa UGS.

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

A metodologia de fixação das tarifas reguladas tem por objectivo proporcionar às empresas que operam no mercado regulado os seguintes proveitos permitidos:

Tarifa de energia

Proveitos permitidos na actividade de compra e venda de energia eléctrica pelo Comercializador de Último Recurso (EDP SU)

- Custos de aquisição de energia eléctrica através de mercados organizados, contratos bilaterais e leilões (inclui os custos de aquisição de electricidade a produtores em regime ordinário e a produtores em regime especial ao preço médio anual de aquisição no mercado organizado, ou seja, sem sobrecustos)
- Custos de funcionamento (inclui a amortização dos activos fixos afectos e a rentabilidade do activo fixo líquido considerando uma taxa de remuneração correspondente à rentabilidade média diária das OT's a 10 anos ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1 acrescida de 400 pontos base; a rentabilidade do activo fixo foi fixada em 7,56% para o ano de 2011)
- Ajustamentos relativos aos anos t-2 e t-1

Tarifa de comercialização

Proveitos permitidos na actividade de comercialização pelo Comercializador de Último Recurso (EDP SU)

- Componentes fixa e variável dos proveitos permitidos
- Remuneração do diferencial entre prazos de pagamentos e de recebimentos (considera uma taxa de 8,56% em 2011 correspondente à rentabilidade média diária das OT's a 10 anos no período entre 1 de Setembro de t-2 e 31 de Agosto de t-1 acrescida de 400 pontos base)
- Custos com planos de reestruturação de efectivos (custos aceites numa base anual considerando os relatórios de execução)
- Ajustamentos anos t-2 e t-1

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Tarifa de uso rede transporte (URT)

Proveitos permitidos na actividade de transporte de energia eléctrica pelo Operador da Rede de Transporte (REN)

- Custos de exploração e de capital (*inclui custos de exploração aceites pela ERSE, a amortização dos activos fixos afectos e a rentabilidade do activo fixo líquido; para 2011 as taxas de rentabilidade do activo foram fixadas em 7,56% para os activos instalados até 2008 correspondendo à rentabilidade média diária das OT's a 10 anos entre 1 de Setembro de t-2 e 31 de Agosto de t-1 acrescida de 300 pontos base e em 9,06% para os investimentos que entraram em exploração a partir de Janeiro de 2009, ou seja, neste caso, o spread aumenta para 450 p.b.*)
- Custos de gestão dos planos de promoção do desempenho ambiental
- Ajustamentos anos t-2 e t-1

Tarifa de uso rede distribuição (URD)

Proveitos permitidos na actividade de distribuição de energia eléctrica electricidade pelo Operador da Rede de Distribuição (EDP Distribuição)

- Componentes fixa e variável dos proveitos permitidos
- Custos com rendas de concessões a pagar aos Municípios (*considera as rendas anuais a pagar pelo Operador da Rede de Distribuição aos Municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão*)
- Custos de reestruturação de efectivos (*custos aceites numa base anual acompanhados por relatórios de execução*)
- Custos de gestão dos planos de promoção do desempenho ambiental
- Ajustamentos ano t-2 e ano t-1

Tarifa de uso global do sistema (UGS)

Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema (REN e EDP Distribuição)

- **Custos directamente relacionados com a Gestão do Sistema pelo Operador da Rede de Transporte** (*inclui custos de exploração, amortização anual dos activos, remuneração dos activos fixos líquidos a uma taxa de 7,56% em 2011 correspondente à rentabilidade média diária das OT's a 10 anos entre 1 de Setembro de t-2 e 31 de Agosto de t-1 acrescida de 300 pontos base e encargos com contratos de interruptibilidade – aplicação de descontos aos consumidores que aceitem interrupções no fornecimento*)

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Tarifa de uso global do sistema (UGS)

Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema (REN e EDP Distribuição) (cont.)

• Custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral e outros (PRE, CMEC, amortização do défice e tarifa social)

- Sobrecusto dos Produtores Regime Especial (o sobrecusto PRE é apurado considerando a diferença entre o valor pago pelo CUR aos produtores e o preço resultante do mercado organizado)
- Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (corresponde ao sobrecusto gerado e tem como objectivo garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelo CAE que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado)
- Mecanismo de garantia da potência (introduzido pela Portaria n.º 765/2010 de 20 de Agosto prevê a atribuição, por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aplicável aos produtores em regime ordinário a operar em mercado e que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50 MW, tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e não beneficiem de CMEC ou CAE; o valor anual atribuído é de 20 mil euros por MW instalado com um impacto global orçamentado de 63 milhões de euros na tarifa de uso global do sistema a vigorar para o ano de 2011; os produtores que beneficiam desta medida são a EDP Produção com 2.279 MW e 46 milhões de euros e a Endesa – 862 MW e 17 milhões de euros)
- Convergência tarifária das Regiões Autónomas (desde 2002, ano em que a regulação da ERSE passou a incluir as Regiões Autónomas, a uniformidade tarifária com o Continente tem vindo a ser implementada de forma gradual, imputando à tarifa UGS o respectivo sobrecusto; o objectivo consiste em vir a estabelecer uma tarifa única, para o mesmo tipo de fornecimento, aplicável a todo o território nacional)
- Défices tarifários relativos a 2006 e 2007 (o DL n.º 237-B/2006 de 18 de Dezembro estabeleceu que os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, seriam recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. O saldo em dívida a 31 de Dezembro de 2011 referente a estes défices é de 113 526 milhares de euros, montante que foi titularizado pela EDP ao BCP e à CGD)

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Tarifa de uso global do sistema (UGS)

Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema (REN e EDP Distribuição) (cont.)

- Custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral e outros (cont.)

- Custos com terrenos afectos ao domínio hídrico (de acordo com a Portaria n.º 481/2007 de 19 de Abril, a remuneração destes terrenos estava indexada à taxa de variação do Índice de Preços no Consumidor, tendo para 2010 sido considerada uma taxa de -0,4%; a Portaria n.º 542/2010 de 21 de Julho veio determinar uma remuneração calculada com base na taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos verificada no 1.º dia do mês de Janeiro acrescida de 0,5%)

- Custos de promoção ambiental e de eficiência no consumo (tem como objectivo financiar medidas que visam melhorar o desempenho ambiental e a eficiência no consumo de energia eléctrica pelos intervenientes no sector, nos termos do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica e dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental)

- Alíneas a) e b), n.º 4, do DL 165/2008 de 21 de Agosto (Refere-se ao reconhecimento de ajustamentos tarifários de carácter excepcional e regular referentes à aquisição de energia eléctrica pela EDP SU, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. A repercussão nas tarifas eléctricas destes custos deve ser integralmente efectuada num período máximo de 15 anos, de forma a mitigar os efeitos das circunstâncias excepcionais verificadas. As entidades afectadas têm o direito de recuperar na íntegra os encargos financeiros suportados e podem ceder a terceiros os direitos de recebimento através das tarifas de electricidade. Em 2009, da aplicação deste Decreto resultou um défice tarifário de 1.723.151 milhares de euros, a repercutir juntamente com os respectivos encargos financeiros nas tarifas em 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Este défice resultou do diferimento (i) dos ajustamentos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica nos anos de 2007 e de 2008, no montante de 1.275.682 milhares de euros (custos superiores ao previsto); e (ii) do valor do sobrecusto da PRE de 2009 não incluído nas tarifas, no montante de 447.469 milhares de euros.)

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

Tarifa de uso global do sistema (UGS)

Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema (REN e EDP Distribuição) (cont.)

• Custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral e outros (cont.)

- Custos ERSE, Autoridade da Concorrência, OMIP e OMIClear (*Em 2011 não inclui custos com OMIP e OMIClear que cessam e são substituídos pelo OMI que passa a autofinanciar-se no mercado*)
- Tarifa social (*O DL 138-A/2010 de 21 de Dezembro prevê a criação da tarifa social aplicável aos clientes em situação de carência socioeconómica de acordo com um critério de elegibilidade que coincide com as prestações atribuídas pelo sistema de segurança social; os custos que foram orçamentados pela ERSE em 4,3 milhões de euros em 2011 são suportados pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da potência instalada – EDP Produção 75%, Iberdrola 3%, Endesa 8%, Tejo Energia 5% e Turbogás 9% – e pagos à REN que transfere para a EDP Distribuição que, por sua vez, faz o desconto aos comercializadores que abastecem os clientes elegíveis*)
- Sustentabilidade dos mercados e coexistência dos mercados (*pretende assegurar o alinhamento de custos entre as tarifas reguladas e o mercado liberalizado quando se verificarem desvios de custos de aquisição de energia acentuados na compra e venda de energia eléctrica pela comercialização de último recurso face às previsões incorporadas nas tarifas; desta forma, os desvios apurados são devolvidos ou suportados por todos os consumidores*)
- Extinção das tarifas reguladas, excepto em BT (*o DL 104/2010 de 29 de Setembro prevê que, a partir de 1 de Janeiro de 2011, são extintas as tarifas reguladas a todos os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE devendo estes clientes proceder à mudança de comercializador; a EDP SU continua a fornecer durante o ano de 2011 electricidade aos clientes que não mudem para o mercado com um agravamento tarifário a determinar pela ERSE, o qual foi orçamentado em 53 milhões de euros em 2011*)
- Ajustamentos de anos anteriores

3.3.2 Metodologia de fixação das tarifas reguladas (cont.)

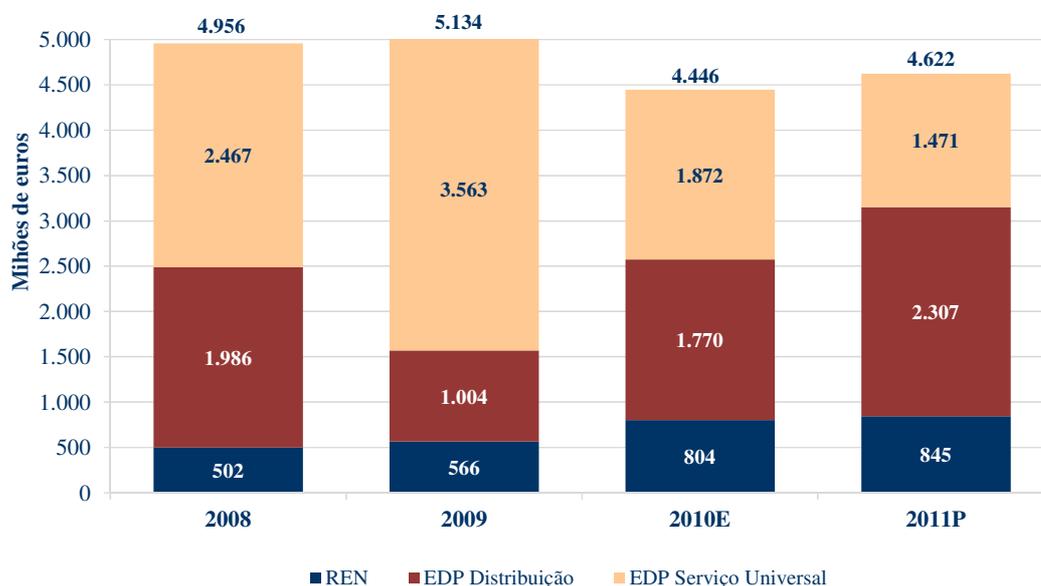
Tarifa de uso global do sistema (UGS)

Proveitos permitidos na actividade de compra e venda de energia eléctrica aos CAE (REN)

- Sobrecusto dos Contratos de Aquisição de Energia (o *sobrecusto CAE é dado pela diferença entre os custos de aquisição de electricidade suportados pela REN Trading considerando os pressupostos dos contratos de aquisição à Tejo Energia e à Turbogás e as receitas que são obtidas por esta entidade pela venda da electricidade nos mercados organizados*)

3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos

Tendo por base os relatórios produzidos pela ERSE para justificação da fixação das tarifas reguladas, apresenta-se no gráfico seguinte a **decomposição dos proveitos permitidos** entre 2008 e 2011 **por empresa regulada**:



| (peso percentual nos proveitos permitidos totais) | 2008 | 2009 | 2010E | 2011P |
|---|------|------|-------|-------|
| REN | 10% | 11% | 18% | 18% |
| EDP Distribuição | 40% | 20% | 40% | 50% |
| EDP Serviço Universal | 50% | 69% | 42% | 32% |

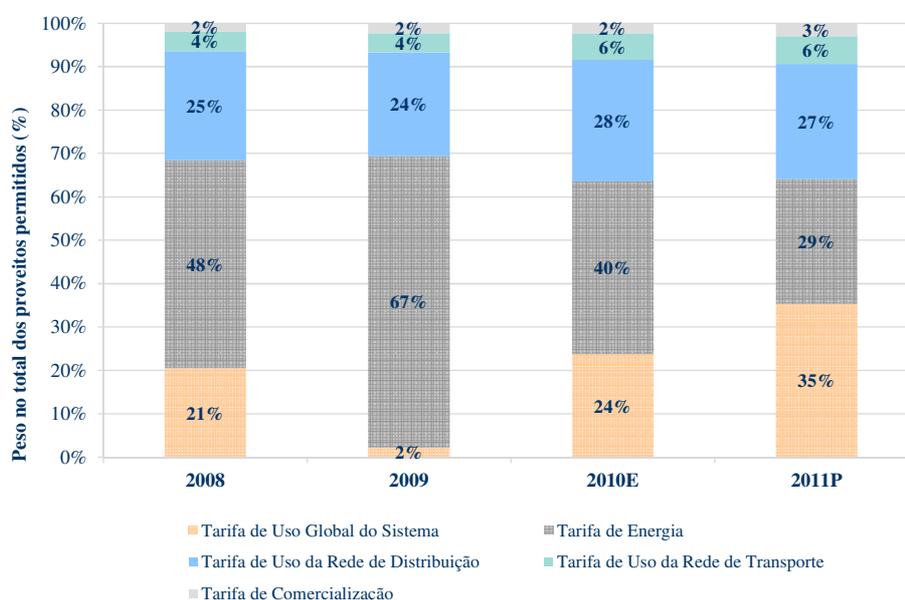
3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos (cont.)

O peso da **REN** nos proveitos permitidos totais foi de cerca de 10% em 2008 e 2009, aumentado para níveis da ordem dos 18% em 2010 e 2011. Esta evolução ficou a dever-se, essencialmente, a ajustamentos relativos a anos anteriores e, em 2011, à introdução do mecanismo de garantia da potência e ao aumento do sobrecusto CAE.

Por outro lado, muito embora o peso conjunto da EDP Distribuição e da EDP SU se tenha mantido relativamente estável, a evolução de cada uma destas entidades foi distinta:

- O peso da **EDP SU** traduz a evolução conjugada da redução das estimativas de preços médios de mercado incorporadas nas tarifas reguladas (71 euros por MWh em 2009, 51 euros por MWh em 2010 e 47 euros por MWh em 2011) e da saída de clientes para o mercado livre (redução, entre 2009 e 2011 do peso do CUR de 91% para 51% do total de GWh de energia fornecida e de 93% para 90% do número total de clientes).
- O peso da **EDP Distribuição** foi (i) de 40% em 2008 e de 20% em 2009 essencialmente devido à decisão de não repercussão do sobrecusto PRE nas tarifas de 2009 (447 milhões de euros que foram transferidos para o défice tarifário a amortizar em 15 anos, e (ii) de 40% em 2010 e de 50% em 2011, em resultado do efeito conjunto do aumento do sobrecusto CMEC (de 305 milhões de euros em 2010 para 428 milhões de euros em 2011), do aumento do sobrecusto PRE (de 610 milhões de euros em 2010 para 833 milhões de euros em 2011), e dos ajustamentos no âmbito da sustentabilidade dos mercados (de -822 milhões de euros em 2010 e de -446 milhões de euros em 2011).

De acordo com os elementos publicados pela ERSE, as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais apresentaram a seguinte **decomposição por tipo de tarifa**, entre 2008 e 2011:



3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos (cont.)

Entre 2008 e 2011, regista-se alguma estabilidade nos contributos das tarifas de comercialização, de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição, ainda que, neste último caso, se tenha verificado um aumento do respectivo peso de 25% em 2008, para 27% em 2011.

Por outro lado, as tarifas de energia e de uso global do sistema apresentaram variações de peso muito significativas no período analisado, muito embora quando analisadas em conjunto tenham mantido pesos algo estáveis, de 68% em 2008, 69% em 2009 e de 64% do total, tanto em 2010, como em 2011.

Importa, assim, analisar de forma mais detalhada a evolução registada nos principais itens incluídos nas diversas tarifas:

Tarifa de Energia

| Proveitos a Recuperar pela Tarifa de Energia | 2008 | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| | (M euros) | peso Tarifa final |
| Custos PRO preços mercado (exclui sobrecusto) | 1.670 | 34% | 2.361 | 46% | 1.017 | 23% | 559 | 12% |
| Custos PRE preços mercado (exclui sobrecusto) | 658 | 13% | 1.015 | 20% | 745 | 17% | 761 | 16% |
| Custos de funcionamento | 3 | 0% | 9 | 0% | 10 | 0% | 13 | 0% |
| Sustentabilidade de mercados e coexistência | 0 | 0% | 0 | 0% | 822 | 18% | 446 | 10% |
| Ajustamento ao abrigo a), n.º 2, DL 165/2008 | 0 | 0% | -1.276 | -25% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Ajustamentos t-1, t-2 | 42 | 1% | 1.340 | 26% | -822 | -18% | -446 | -10% |
| Total Proveitos | 2.374 | 48% | 3.448 | 67% | 1.772 | 40% | 1.333 | 29% |

Fonte: Elementos constantes dos relatórios publicados pela ERSE

Nota: Os montantes relativos à sustentabilidade de mercados e coexistência são transferidos para a tarifa UGS.

A análise da decomposição dos proveitos a recuperar com a tarifa de energia regulada demonstra que:

- A volatilidade dos proveitos a recuperar com a tarifa de energia resulta, não só da variação dos custos com aquisição de energia estimados para o próprio ano, como também dos ajustamentos decorrentes das estimativas efectuadas para anos anteriores. Neste contexto, a estabilidade tarifária e a minimização do impacto dos ajustamentos relativos a anos anteriores são conseguidos por manipulação da tarifa de uso global do sistema no próprio ano e mediante a criação de défices tarifários a repercutir no futuro através da tarifa de uso global do sistema. A este respeito refira-se, ainda, que a existência, num determinado ano, de disparidades significativas entre a tarifa de energia regulada e não regulada conduz a migrações de consumidores entre os mercados regulado e liberalizado, conforme ocorreu no ano de 2008, introduzindo fortes desequilíbrios no sistema global.

3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos (cont.)

A análise da decomposição dos proveitos a recuperar com a tarifa de energia regulada demonstra que (cont.):

- **Em 2009**, os ajustamentos a realizar relativamente aos dois anos anteriores, 2007 e 2008, conduziriam a um incremento muito significativo da tarifa de energia regulada, situação que foi em grande parte evitada mediante um ajustamento realizado ao abrigo da alínea a), do n.º 2 do DL 165/2008 de 21 de Agosto, ou seja, mediante a criação de um défice tarifário a repercutir nas tarifas de uso global do sistema a pagar por todos os consumidores no futuro, ao longo de um prazo de 15 anos (1.276 milhões de euros). Esta situação resultou do facto de a ERSE, nas previsões dos custos da electricidade para 2007 e 2008, não ter antecipado a evolução extremamente desfavorável registada no final de 2007 e primeiro semestre de 2008 nos preços dos combustíveis nos mercados internacionais e nas condições hidrológicas nacionais. Ainda assim, os proveitos permitidos incorporados na tarifa de energia regulada para 2009 aumentaram em 45% face ao ano anterior, situação que foi, em grande parte, compensada pela redução da tarifa UGS.
- **Em 2010 e em 2011**, regista-se a situação oposta uma vez que, de acordo com a ERSE, a volatilidade dos mercados de energia originou uma acentuada diminuição dos preços da energia eléctrica nos mercados à vista e de futuros a partir do segundo semestre de 2008. Assim, a ERSE estima que o preço médio de energia verificado no mercado organizado em 2009 e em 2010 seja inferior ao considerado na fixação das tarifas para estes anos, o que origina desvios de energia significativos no Comercializador de Último Recurso (CUR), a devolver aos consumidores. Tendo em consideração o princípio da sustentabilidade de mercados e da estabilidade tarifária, a devolução do desvio de energia aos consumidores em 2010 (822 milhões de euros) e em 2011 (446 milhões de euros) é efectuada, conforme previsto no Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS paga por todos os clientes.

3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos (cont.)

Tarifa de Uso Global do Sistema

| Proveitos a Recuperar pela Tarifa UGS (TUGS) | 2008 | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|--|--------------|-------------------|------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final |
| Sustentabilidade de mercados e coexistência | 0 | 0% | 0 | 0% | -822 | -18% | -446 | -10% |
| Extinção tarifas reguladas, excepto em BT | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | -56 | -1% |
| Sobrecusto PRE ano t | 640 | 13% | 0 | 0% | 611 | 14% | 833 | 18% |
| Sobrecusto CMEC | 69 | 1% | 134 | 3% | 305 | 7% | 428 | 9% |
| Sobrecusto CAE | 69 | 1% | 125 | 2% | 158 | 4% | 202 | 4% |
| Garantia de potência | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 63 | 1% |
| Sobrecustos convergência tarifária RAA/RAM | 134 | 3% | 142 | 3% | 159 | 4% | 79 | 2% |
| Custos de gestão do sistema pelo ORT | 28 | 1% | 54 | 1% | 103 | 2% | 73 | 2% |
| Défices tarifários 2006 / 2005 | 23 | 0% | 24 | 0% | 20 | 0% | 20 | 0% |
| alínea a) n.º 4 do Art. 2.º DL 165/2008 | 0 | 0% | 0 | 0% | 117 | 3% | 105 | 2% |
| alínea b) n.º 4 do Art. 2.º DL 165/2008 | 0 | 0% | 0 | 0% | 37 | 1% | 36 | 1% |
| Custos com terrenos afectos ao domínio hídrico | 13 | 0% | 25 | 0% | 13 | 0% | 24 | 1% |
| Custos ERSE, Aut. Conc., OMIP, OMICLEAR | 8 | 0% | 8 | 0% | 8 | 0% | 7 | 0% |
| Custos de promoção amb. e eficiência consumo | 10 | 0% | 12 | 0% | 12 | 0% | 12 | 0% |
| Tarifa social | 0 | 0% | 0 | 0% | | 0% | | 0% |
| Custos de funcionamento do Agente Comercial | 1 | 0% | 1 | 0% | 1 | 0% | 2 | 0% |
| Ajustamento anos t-1 e t-2 | 21 | 0% | -411 | -8% | 333 | 7% | 251 | 5% |
| Total Proveitos | 1.016 | 21% | 114 | 2% | 1.055 | 24% | 1.631 | 35% |

Fonte: Elementos constantes dos relatórios publicados pela ERSE

Nota: Os valores apresentados na tabela para os sobrecustos PRE, CMEC e CAE são estimativas incorporadas na Tarifa Global do Sistema, motivo pelo qual não coincidem, para os anos de 2008, 2009 e 2010, com os valores apresentados no capítulo 2 do presente Estudo, os quais são referentes a valores reais para 2008 e 2009 e a valores ajustados para 2010. Os valores são idênticos relativamente aos CAE em 2011, uma vez que se trata de estimativas em ambos os casos.

A análise da decomposição dos proveitos a recuperar com a tarifa de uso global do sistema demonstra que:

- **Em 2009**, para além da redução da tarifa de energia em 1.276 milhões de euros, também o sobrecusto PRE estimado para o próprio ano foi transferido para défice tarifário devendo, ao abrigo do DL 165/2008 de 21 de Agosto, ser repercutido na tarifa UGS num prazo de 15 anos. Tal conduziu a uma redução muito substancial dos proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS face ao ano anterior (-902 milhões de euros que compensaram em 84% o acréscimo de proveitos a recuperar com a tarifa de energia neste ano).
- **Em 2010 e em 2011**, conforme anteriormente referido, os proveitos a recuperar pela tarifa UGS foram reduzidos em 822 e em 446 milhões de euros, respectivamente, ao abrigo da sustentabilidade e coexistência dos mercados regulado e liberalizado.
- Refira-se, ainda, que as estimativas de sobrecusto da Produção em Regime Especial do próprio ano incorporadas nas tarifas têm vindo a registar valores crescentes, atingindo, nos anos de 2010 e de 2011, cerca de 611 e de 833 milhões de euros respectivamente (correspondentes a 82% e a 110% do respectivo custo de aquisição ao preço de referência de mercado) face a 463 e a 630 milhões de euros de sobrecusto estimado relativamente aos produtores em regime ordinário (CAE e CMEC) nesses anos.

3.3.3 Decomposição das tarifas reguladas com base nos proveitos permitidos (cont.)

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

| Proveitos a Recuperar pela Tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT) | 2008 | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|------------|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|
| | (M euros) | peso Tarifa final |
| Custos de exploração e de capital | 226 | 5% | 235 | 5% | 271 | 6% | 292 | 6% |
| Custos de promoção ambiental | 0 | 0% | 5 | 0% | 10 | 0% | 6 | 0% |
| Ajustamento t-2 | -4 | 0% | -12 | 0% | -8 | 0% | -2 | 0% |
| Total Proveitos | 221 | 4% | 228 | 4% | 273 | 6% | 295 | 6% |

Fonte: Elementos constantes dos relatórios publicados pela ERSE

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

| Proveitos a Recuperar pela Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TURD) | 2008 | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| | (M euros) | peso Tarifa final |
| Componentes fixa e variável | 1.016 | 21% | 887 | 17% | 862 | 19% | 884 | 19% |
| Rendas de concessões a pagar aos Municípios | 0 | 0% | 240 | 5% | 239 | 5% | 241 | 5% |
| Custos de reestruturação de efectivos | 20 | 0% | 84 | 2% | 82 | 2% | 75 | 2% |
| Comercialização de redes pelo ORD | 152 | 3% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Custos de promoção ambiental | 0 | 0% | 5 | 0% | 5 | 0% | 4 | 0% |
| Ajustamentos t-1, t-2 | 62 | 1% | 13 | 0% | 57 | 1% | 21 | 0% |
| Total Proveitos | 1.251 | 25% | 1.228 | 24% | 1.245 | 28% | 1.226 | 27% |

Fonte: Elementos constantes dos relatórios publicados pela ERSE

Nota: Os proveitos relativos à comercialização de redes pelo ORD deixaram de se aplicar a partir de 2009, inclusive.

Tarifa de Comercialização

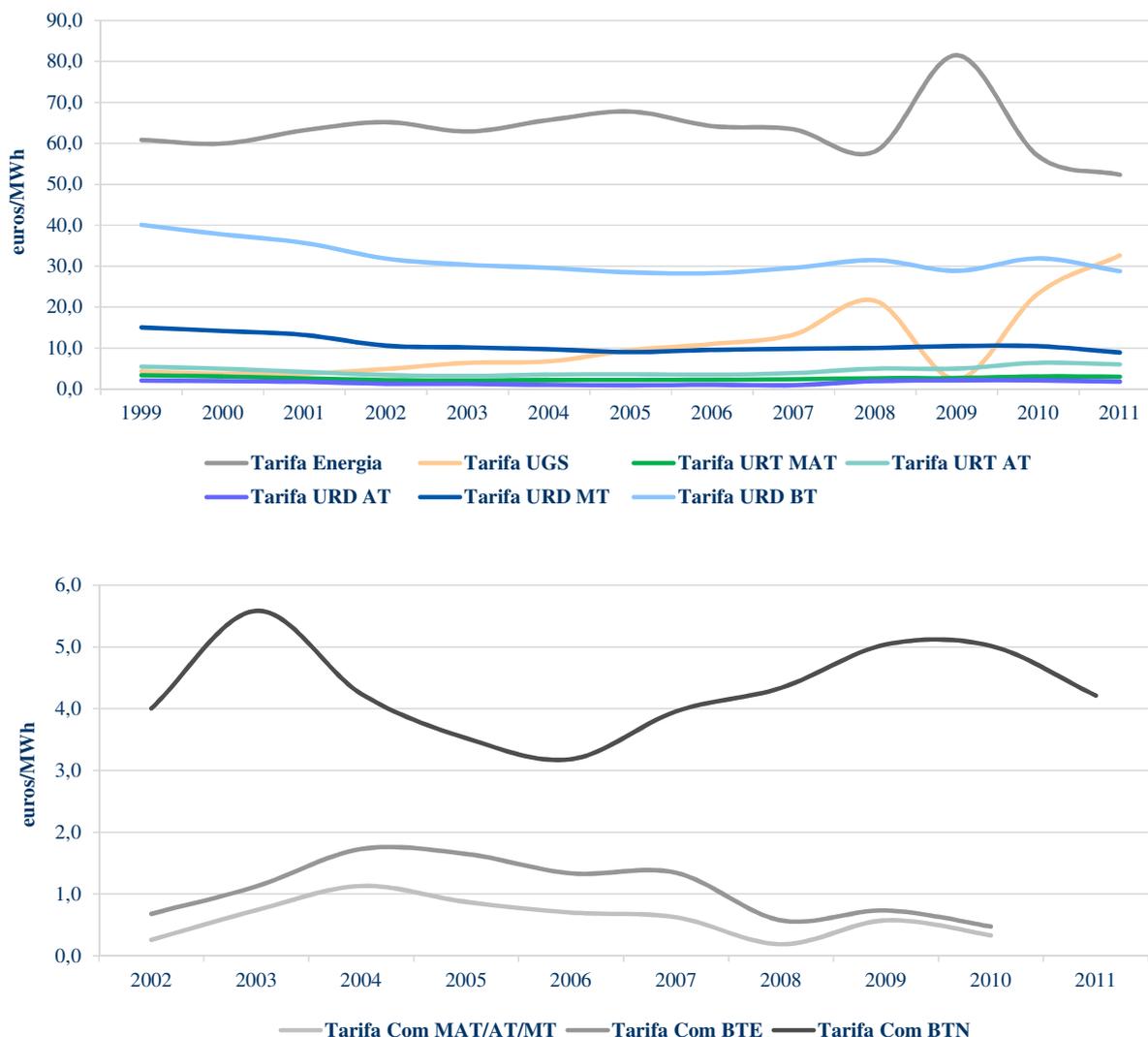
| Proveitos a Recuperar pela Tarifa de Comercialização (TC) | 2008 | | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|-----------|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|
| | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final | (M euros) | peso Tarifa final |
| Componentes fixa e variável | 93 | 2% | 92 | 2% | 87 | 2% | 85 | 2% |
| Extinção das tarifas reguladas, excepto BT | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 56 | 1% |
| Custos de reestruturação de efectivos | 1 | 0% | 2 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Remuneração do diferencial entre PMR e PMP | 0 | 0% | 22 | 0% | 10 | 0% | 7 | 0% |
| Ajustamentos t-1, t-2 | -1 | 0% | 0 | 0% | 4 | 0% | -10 | 0% |
| Total Proveitos | 94 | 2% | 115 | 2% | 101 | 2% | 138 | 3% |

Fonte: Elementos constantes dos relatórios publicados pela ERSE

Nota: O montante relativo à extinção das tarifas reguladas, excepto BT, é deduzido à tarifa UGS.

3.3.4 Evolução das tarifas reguladas em Portugal Continental

As **tarifas reguladas por actividade** apresentam a seguinte evolução entre 1999 e 2011 e desde 2002 para a tarifa de comercialização (a preços constantes de 2010):



Fonte: ERSE

A análise da evolução das tarifas reguladas por actividade a preços constantes de 2010 permite concluir que, em termos globais, as diversas tarifas registam, apesar das flutuações anuais, uma tendência quase constante (declive da recta próximo de zero), com excepção apenas da Tarifa UGS cujo comportamento histórico apresenta uma tendência claramente crescente apenas interrompida no ano de 2009 em que se verificou a compensação do aumento da tarifa de energia pela redução da tarifa de uso global do sistema.

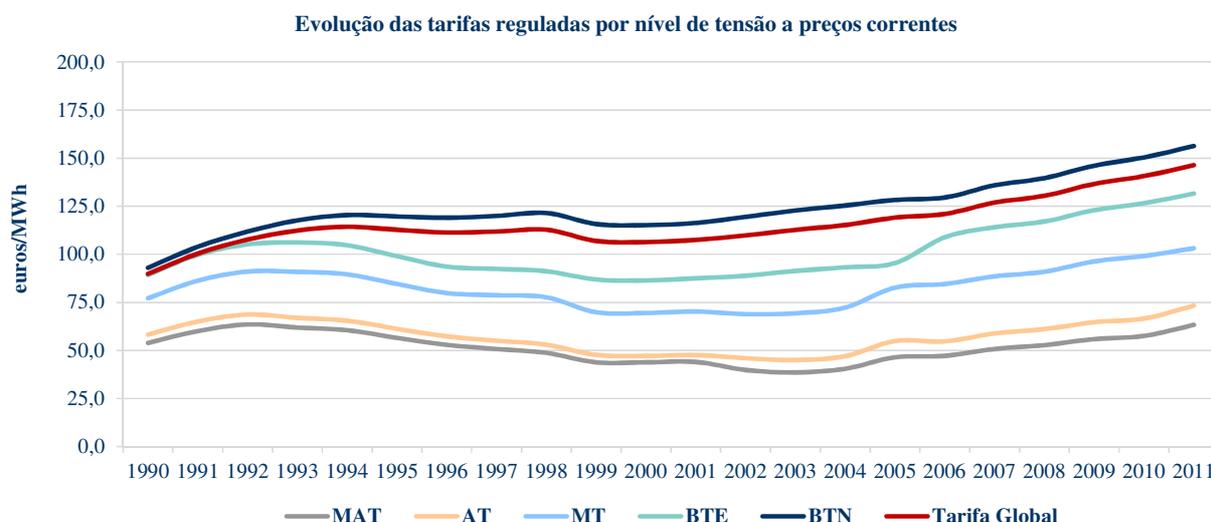
3.3.4 Evolução das tarifas reguladas em Portugal Continental (cont.)

Em 2011, as tarifas de comercialização reguladas em MAT, AT, MT e BTE deixam de vigorar, em resultado da extinção das tarifas de venda a clientes finais reguladas para estes segmentos de consumidores (DL 104/2010 de 29 de Setembro). De acordo com o DL 104/2010, os comercializadores de último recurso podem, até 31 de Dezembro 2011, continuar a fornecer electricidade a estes clientes, aplicando-se, no entanto, uma tarifa de venda transitória agravada.

Os clientes que, decorrido o prazo transitório (31 de Dezembro de 2011), não tenham encontrado um comercializador em regime de preços livre podem, ainda, continuar a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, aplicando-se-lhes a tarifa transitória a estabelecer pela ERSE. Para este efeito os clientes devem:

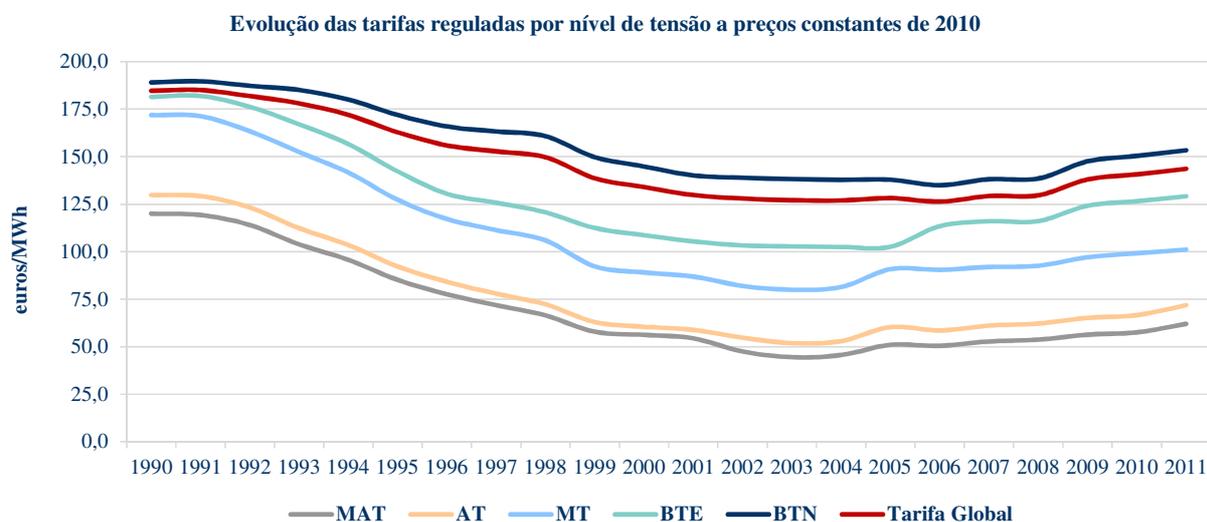
- i. Comunicar ao comercializador de último recurso até 30 dias em relação à data de 31 de Dezembro de 2011 a necessidade de continuarem a ser fornecidos por este (juntando os comprovativos das propostas apresentadas aos comercializadores em regime de mercado livre); e
- ii. Renovar mensalmente a comunicação referida em (i) juntando os comprovativos das propostas apresentadas aos comercializadores em regime de mercado livre, com antecedência de 5 dias relativamente ao termo de cada mês.

As **tarifas de venda a clientes finais** em Portugal Continental, por nível de tensão, apresentaram a seguinte evolução entre 1990 e 2011, a preços constantes de 2010 e a preços correntes de cada ano:



Fonte: ERSE

3.3.4 Evolução das tarifas reguladas em Portugal Continental (cont.)



Fonte: ERSE

As tarifas de venda de electricidade a clientes finais a preços constantes de 2010 apresentaram uma tendência decrescente entre 1990 e 2003, ano em que se registou uma inflexão dessa tendência e as tarifas iniciaram uma trajectória crescente em termos reais. Esta situação registou-se relativamente a todos os níveis de tensão. Conjugando a evolução da tarifa global com a análise das tarifas por actividade, pode concluir-se que a tendência crescente da tarifa UGS tem vindo a determinar um agravamento do preço da electricidade em Portugal Continental.

3.4 EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL

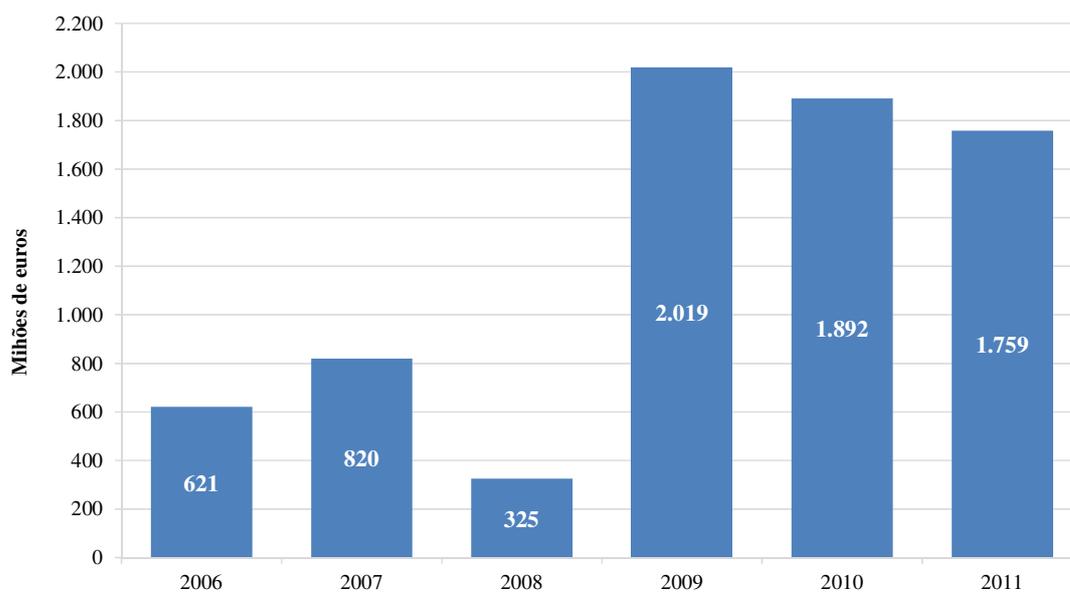
3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental

A evolução do défice tarifário em Portugal Continental encontra-se enquadrada pela seguinte legislação mais relevante:

- O **DL 187/95 de 27 de Julho** estabeleceu que o valor global resultante da aplicação das tarifas a clientes finais em baixa tensão não poderia, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.
- Os **DL 29/2006 de 15 de Fevereiro e 172/2006 de 23 de Agosto** determinaram o fim da limitação ao crescimento tarifário e estabeleceram que os défices tarifários acumulados até 31 de Dezembro de 2006 seriam recuperados nas tarifas a vigorar nos 5 anos seguintes.
- O **DL 237-B/2006 de 18 de Dezembro** definiu as regras aplicáveis à recuperação e transmissibilidade do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários tendo (i) aumentado o período de recuperação do défice acumulado para 10 anos a contar de 31 de Dezembro de 2007, (ii) fixado, com carácter transitório, um limite máximo de 6% para o aumento das tarifas de electricidade em BT no ano de 2007, face às tarifas do ano anterior, (iii) estabelecido que as tarifas de venda de electricidade a clientes finais de 2007 não incluíam os custos de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, e (iv) previsto a possibilidade de transmissão a terceiros dos direitos de crédito associados ao défice tarifário.
- O **DL 165/2008 de 21 de Agosto** define as regras aplicáveis, em situações excepcionais, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo CUR (desvios entre as previsões de custo de aquisição incorporadas pela ERSE nas tarifas e os custos efectivamente verificados), bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. De acordo com este decreto-lei, são consideradas condições excepcionais, nomeadamente as seguintes: (i) a escassez de produção motivada pela seca; (ii) flutuações relevantes nos sobrecustos de produção a partir de fontes renováveis; (iii) variações significativas de preços nos mercados internacionais de combustíveis fósseis; e (iv) custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. O período máximo para a repercussão nas tarifas dos referidos custos excepcionais é fixado em 15 anos.

3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental (cont.)

Apresenta-se no gráfico seguinte a evolução do défice tarifário em Portugal Continental entre 31 de Dezembro de 2006 e 31 de Dezembro de 2011 (previsão constante do Comunicado da ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2011”):



Fonte: ERSE

Após uma redução significativa em 2008, ano em que o défice tarifário acumulado atingiu um valor mínimo de 325 milhões de euros, o ano de 2009 foi caracterizado por um aumento do défice em cerca de 1,7 mil milhões de euros, para um montante total de aproximadamente 2 mil milhões de euros. Nos anos de 2010 e de 2011, o défice tarifário acumulado reduziu-se a uma taxa média anual de cerca de 7%, consistente com repercussão do défice nas tarifas UGS ao longo de um prazo de 15 anos.

3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental (cont.)

Para uma melhor explicitação dos factores justificativos do défice tarifário actualmente existente no sector eléctrico, apresentam-se na tabela seguinte os valores anuais detalhados:

| Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental | | | | | | |
|--|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| (milhões de euros) | Dez-06 | Dez-07 | Dez-08 | Dez-09 | Dez-10 | Dez-11 |
| Défice Tarifário (1999 a 2003) | 154 | 152 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Terrenos do domínio público hídrico | 154 | 152 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Défice Tarifário gerado em 2006 | 467 | 467 | 169 | 154 | 135 | 117 |
| Regiões Autónomas | 70 | 70 | 54 | 50 | 44 | 38 |
| Convergência tarifária (2006) | 54 | 54 | 50 | 45 | 40 | 35 |
| Défice BT (2006) | 16 | 16 | 5 | 4 | 4 | 3 |
| Continente | 397 | 397 | 114 | 104 | 92 | 79 |
| Défice BT (2006) | 397 | 397 | 114 | 104 | 92 | 79 |
| Défice Tarifário gerado 2007 | | 200 | 156 | 142 | 126 | 108 |
| Regiões Autónomas | | 124 | 113 | 103 | 91 | 78 |
| Convergência tarifária (2007) | | 121 | 111 | 101 | 89 | 77 |
| Défice BT / BTn (2007) | | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 |
| Continente | | 76 | 43 | 39 | 35 | 30 |
| Défice BT / BTn (2007) | | 76 | 43 | 39 | 35 | 30 |
| Défice Tarifário gerado em 2009 | | | | 1.723 | 1.631 | 1.534 |
| Desvios de energia de 2007 e 2008 | | | | 1.276 | 1.207 | 1.135 |
| Sobrecusto PRE de 2009 | | | | 447 | 423 | 398 |
| Total | 621 | 820 | 325 | 2.019 | 1.892 | 1.759 |

Fonte: ERSE

Défice tarifário 99-03

O défice tarifário gerado entre 1999 e 2003 respeitou ao reconhecimento, na sequência da publicação da Portaria n.º 96/2004 de 23 de Janeiro, do direito da REN, enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, à obtenção de uma remuneração anual associada ao valor contabilístico líquido dos terrenos do domínio público hídrico. Foi estipulado que esta remuneração teria efeitos retroactivos (desde 1999) e deveria ser repercutida na tarifa UGS a pagar por todos os consumidores.

3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental (cont.)

Défices tarifários 06 e 07

Os défices tarifários gerados nos anos de 2006 e de 2007 resultaram, conforme anteriormente explicitado, de legislação publicada nestes anos que veio determinar o fim da limitação do crescimento tarifário à inflação e a recuperação do défice acumulado em 31 de Dezembro de 2007 num prazo de 10 anos, através da tarifa UGS. Estes montantes ascendiam, em Dezembro de 2009, a 296 milhões de euros, estando contabilizados no balanço da EDP que procedeu à sua titularização ao BCP e à CGD.



Em 2008, foram amortizados 466 milhões de euros do défice acumulado existente em Dezembro 2007, na sequência da transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores, mediante o pagamento de um equilíbrio económico-financeiro cujo valor total foi fixado pelo Governo em 759 milhões de euros. Desse valor total, o Governo decidiu afectar cerca de 466 milhões de euros à amortização dos défices tarifários acumulados à data.

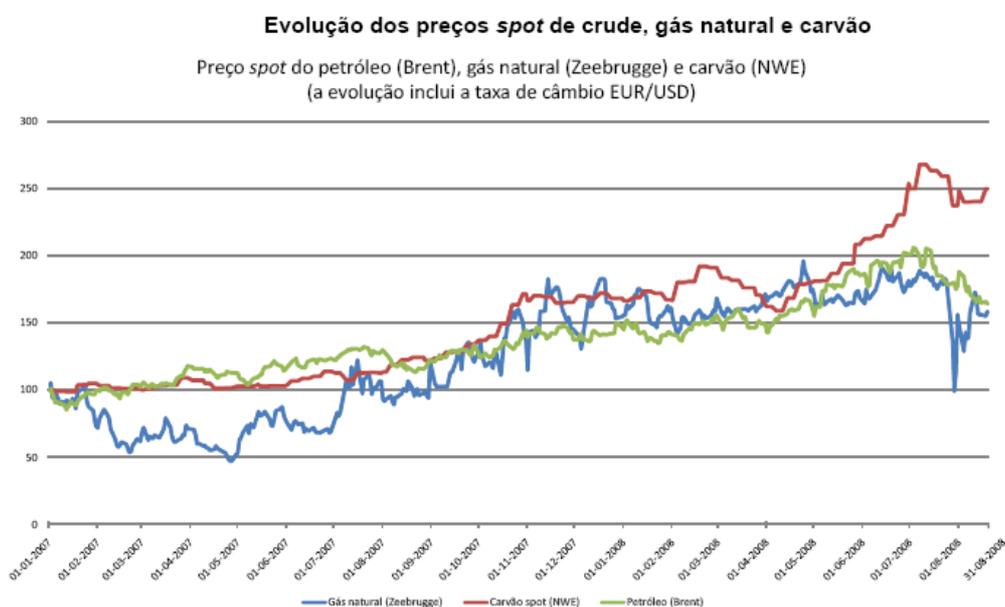
Défice tarifário 2009

Em 2009, o défice tarifário registou um incremento muito significativo atingindo cerca de 2 mil milhões de euros. Tal resultou da aplicação do DL n.º 165/2008 de 21 de Agosto que permitiu gerar um défice de 1.723.151 milhares de euros nesse ano decorrente do diferimento dos ajustamentos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pela EDP Serviço Universal relativa ao ano de 2007 e estimados para o ano de 2008, no montante de 1.275.682 milhares de euros e do valor do sobrecusto da PRE de 2009 não incluído nas tarifas, no montante de 447.469 milhares de euros. Este défice, de acordo com o Despacho n.º 27 677/2008 de 29 de Outubro, acrescido dos respectivos encargos financeiros, será recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010. O défice gerado em 2009 foi titularizado pela EDP à Tagus S.A. pertencente ao Grupo Deutsche Bank (Portugal), S.A.

3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental (cont.)

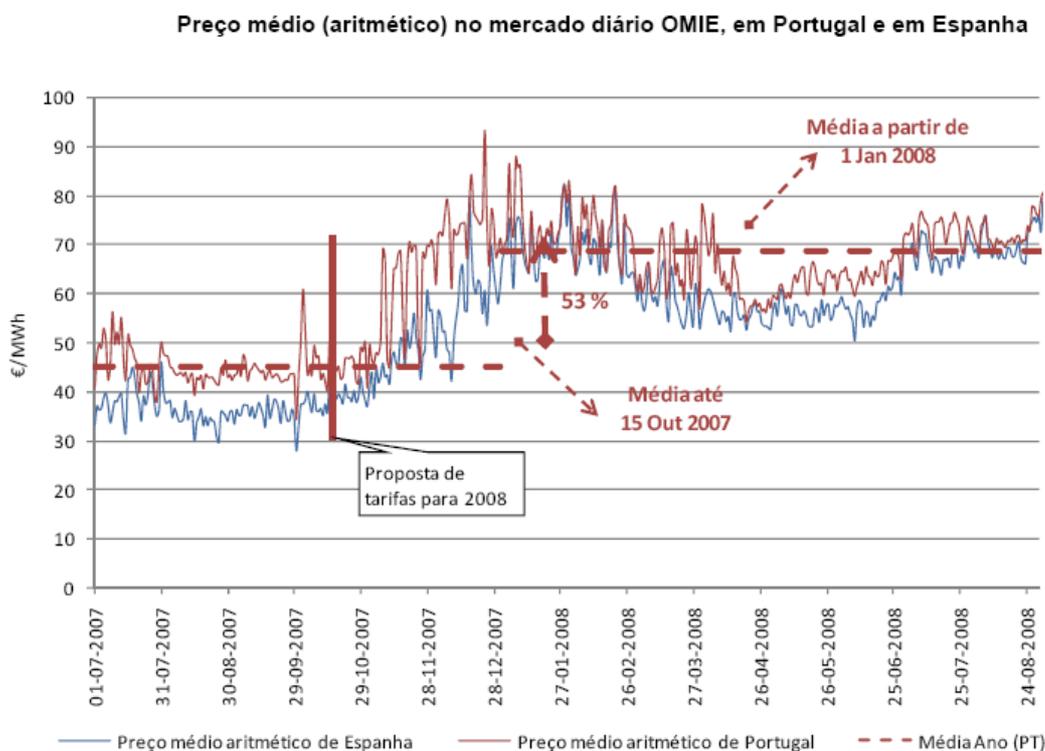
De acordo com o documento da ERSE “*Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2009 e Parâmetros para o período de Regulação 2009-2011*”, a repercussão nas tarifas de electricidade de 2009 do nível de custos de aquisição de energia esperado para 2009 e da recuperação dos desvios de custos de energia registados no final de 2007 e durante o ano de 2008 (face às estimativas), conduziria a um cenário de fortes variações nas tarifas de energia eléctrica no ano de 2009. *Tal representaria um risco sistémico que afectaria o equilíbrio de preços de todo o mercado retalhista, uma vez que poderia dar origem a um êxodo brusco dos clientes do comercializador de último recurso para outros comercializadores, tornando a recuperação de custos impossível de acontecer nas tarifas desse ano, provocando o colapso do comercializador de último recurso. Este risco sistémico não estava acautelado no quadro legal e regulamentar e é corrigido no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, sendo válido tanto para subidas como para descidas excepcionais de preços.*

Neste contexto, os gráficos seguintes demonstram que o incremento do preço dos combustíveis fósseis influenciou o custo de produção de electricidade. Assim, verifica-se que a proposta de tarifas para 2008 foi efectuada pela ERSE num contexto de preço da electricidade em torno dos 50 euros por MWh (preço médio diário no mercado ibérico de electricidade), tendo registado um incremento repentino para níveis na ordem dos 70 euros por MWh que não haviam sido antecipados e vieram a conduzir à necessidade de incorporação de ajustamentos muito significativos nas tarifas de 2009, os quais vieram a ser transferidos para défice tarifário.



Fonte: ERSE

3.4 Evolução do Défice Tarifário em Portugal Continental (cont.)



Fonte: ERSE

Importa, por último, destacar que (i) no ano de 2010 não houve lugar à criação de défice tarifário, e (ii) relativamente a 2011, a ERSE considerou na fixação das tarifas reguladas para este ano uma previsão de preço de mercado da electricidade (preço médio de aquisição de electricidade em Portugal pela EDP SU) de 46,6 euros por MWh, o que teve por base uma previsão para o preço médio do petróleo neste ano de 80 dólares por barril (note-se que estes indicadores têm apresentado, recentemente, uma tendência crescente, situando-se, em 16.02.2011, em 45,0 euros por MWh e em 101,7 dólares por barril).

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NO SECTOR ELÉCTRICO

CONTEÚDO DO CAPÍTULO 4

| | |
|---|------------|
| 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 173 |
| 4.2 BREVE DESCRIÇÃO DA ENE 2020 E DO PNAER | 174 |
| 4.3 ANÁLISE CRÍTICA DO PNAER | 184 |

4.1 Considerações Iniciais

O presente capítulo tem como objectivo proceder a uma análise dos investimentos previstos no sector eléctrico nacional, considerando:

- As metas definidas pelo Governo junto da União Europeia até 2020 e os correspondentes investimentos previstos em nova capacidade de produção, consubstanciados na Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020) e no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER), conforme ponto 4.2 seguinte.
- A verificação, conforme ponto 4.3.1 seguinte, dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo de ponta de electricidade estimado até 2020;
- A análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários alternativos de realização dos investimentos, conforme ponto 4.3.2 seguinte, considerando diferentes níveis do preço do petróleo:
 - i. Cenário PNAER: pressupõe a realização dos investimentos previstos no Plano;
 - ii. Cenário Intermédio: pressupõe que apenas são realizados os investimentos relativos a projectos já adjudicados ainda que não estejam em fase de desenvolvimento;
 - iii. Cenário de Investimento Mínimo: pressupõe que apenas são realizados os investimentos mínimos necessários para fazer face à evolução estimada do consumo de ponta.

Em todos os cenários desenvolvidos assume-se o descomissionamento da central termoeléctrica do Carregado (710 MW), da central termoeléctrica de Tunes (165 MW), da central termoeléctrica de Setúbal (946 MW) e de parte da central termoeléctrica de Sines (380 MW).

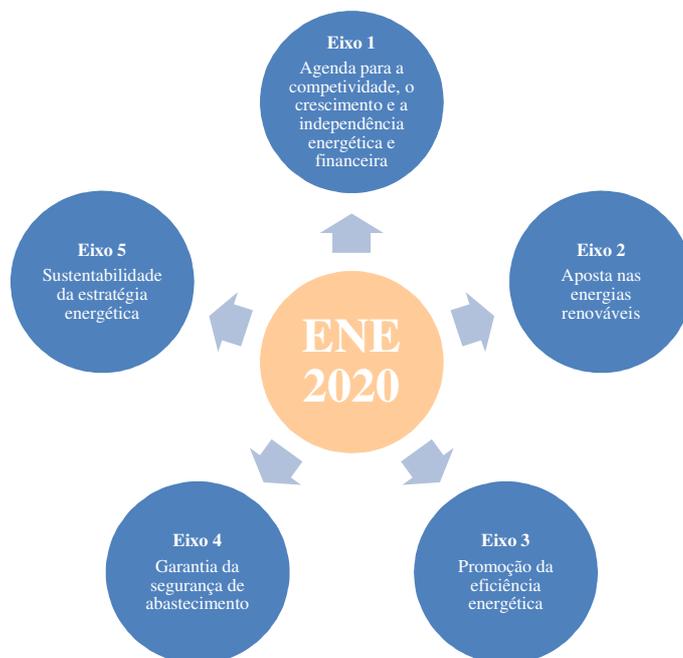
4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER

Portugal, quer por compromissos europeus, quer por metas definidas pelo próprio Governo Português, tem objectivos concretos no que respeita à política energética nacional.

De acordo com o “**Pacote Energia-Clima 20/20/20**”, aprovado a 17 de Dezembro de 2008, os 27 países da União Europeia, no seu conjunto, terão de chegar a 2020 com:

- menos 20% de emissões de gases com efeito de estufa, face aos volumes emitidos em 1990;
- 20% de energias renováveis no consumo de energia final;
- menos 20% de consumo de energia final, conseguido com base no aumento da eficiência.

Adicionalmente, Portugal aprovou em Abril de 2010 a **Estratégia Nacional de Energia 2020 (ENE 2020)** a qual assenta em 5 eixos principais:



Por outro lado, a ENE 2020 (aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010) tem como objectivos principais:

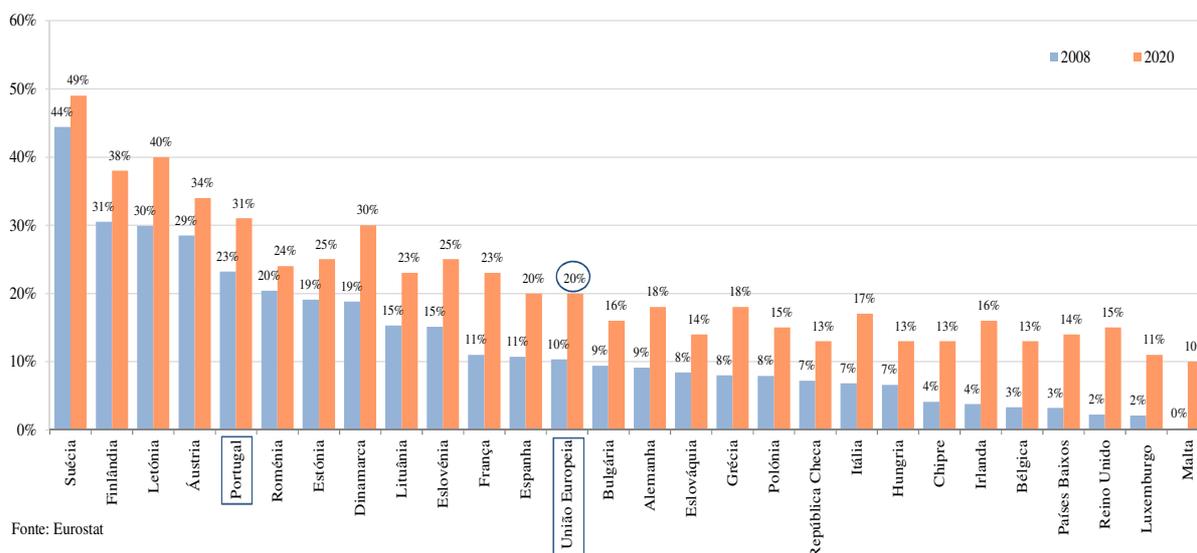
- Reduzir a **dependência energética** do País (importações de energia primária / consumo de energia primária) face ao exterior, obtendo em 2020 um rácio de 74%. Em 2008, o mesmo rácio ascendeu a 82%.

- Reduzir o **saldo importador energético** em 25% face a 2008 mediante o incremento da produção de energia a partir de fontes endógenas, ou seja, registar em 2020 um saldo importador energético de 6,2 mil milhões de euros a preços correntes desse ano.

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

- Consolidar o **cluster das energias renováveis** em Portugal.
- Continuar a desenvolver os sectores associados à **promoção da eficiência energética**.
- Promover o **desenvolvimento sustentável**.
- Cumprir os compromissos para 2020 assumidos por Portugal no contexto europeu: **31% de fontes de energia renovável no consumo de energia final (60% de fontes de energia renovável no consumo de electricidade), e redução de 20% do consumo de energia final nos termos do Pacote Energia-Clima 20/20/20**, ou seja, através do aumento da eficiência.

A este propósito, refira-se que, dos 27 países da União Europeia, Portugal registava em 2008 o 5.º maior peso das fontes de energia renovável no consumo de energia final e que o objectivo fixado para 2020 mantém a posição relativa do país. Com efeito, apesar do objectivo da União Europeia consistir num peso de 20% de fontes de energia renovável no consumo de energia final, os objectivos definidos para cada país são distintos. O gráfico seguinte compara o referido indicador (peso das fontes de energia renovável no consumo de energia final) em 2008 com o objectivo a atingir em 2020 nos diferentes países que constituem a União Europeia:



Os objectivos de peso das fontes de energia renovável no consumo de energia final em 2020 foram estabelecidos considerando o ponto de partida de cada país e as condições naturais existentes para a produção de energia com base em fontes renováveis.

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Realça-se que, de acordo com o n.º 2 do artigo 5.º da Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril:

Caso um Estado-Membro considere que, por motivo de força maior, lhe é impossível respeitar a sua quota fixada na terceira coluna do quadro do anexo 1 para a energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 [31%], deve informar a Comissão o mais rapidamente possível. A Comissão deve decidir se foi provada a existência da situação de força maior. Em caso afirmativo, a Comissão decide qual o ajustamento a fazer ao consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis do Estado-Membro em causa para 2020.

Mais concretamente no que respeita à **aposta nas energias renováveis** são objectivos da ENE 2020, conforme Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER):

Energia Hídrica

- Concretizar o **aumento da potência em grandes hídricas em cerca de 4.403 MW até 2020**, atingindo, de acordo com os cálculos do BPI, cerca de 9.000 MW de potência instalada nesse ano (tendo em consideração a potência instalada em 2010 de 4.578 MW, de acordo com a REN). Em tal estratégia inserem-se os projectos de (i) novos empreendimentos hidroeléctricos (248 MW), (ii) reforços de potência (1.951 MW), e (iii) o Plano Nacional de Barragens (2.204 MW);
- Instalar maior capacidade reversível, integrada com o crescimento da energia eólica;
- Aplicar um plano de acção para a promoção de mini-hídricas com o objectivo de atingir 750 MW em 2020, ao que corresponde um acréscimo de 340 MW face à potência de 410 MW instalada no final de 2010.

Neste contexto, refira-se que:

- Os dois **novos aproveitamentos hídricos** em construção pela EDP têm uma potência de 248 MW – Ribeiradio (77 MW) e Baixo-Sabor (171 MW).
- Relativamente à promoção de **mini-hídricas**, em Novembro de 2010 o Estado lançou a concurso 19 lotes, num total de 128 MW de potência, dos quais apenas 12 (correspondentes a 82 MW) foram colocados (28 MW ao Grupo Soares da Costa, 19 MW à Tecneira, 17 MW à Speedfalls – Energias, 9 MW à Mota Engil/ SDEL, 6 MW à Explikot – Investimentos Imobiliários e 3 MW à Enerleon). Foram apontados pelos principais operadores do sector energético alguns problemas de ordem técnica como o motivo para o menor interesse no concurso.
- O **Plano Nacional de Barragens** e o **reforço de potência hídrica** são analisados de seguida.

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)

O PNBEPH insere-se nas políticas governamentais consubstanciadas na ENE 2020, permitindo aumentar a potência instalada em centrais hidroeléctricas até àquela data em 2.204 MW, mediante a construção de 8 centrais hidroeléctricas com capacidade de armazenamento.

Refira-se que inicialmente foram lançados 10 concursos para a atribuição da construção e exploração de 10 novas barragens, não tendo sido apresentadas quaisquer propostas relativamente aos aproveitamentos hidroeléctricos de Pinhosão e Almourol, o primeiro por razões técnicas relacionadas com as exigências do concurso e o segundo porque no decurso do procedimento foi reduzida a cota da barragem (de 31 para 24 metros) alegadamente inviabilizando a produção eficiente de energia eléctrica.



Fonte: pnbeph.inag.pt

Todos os concursos para as demais barragens já se encontram atribuídos, conforme apresentado na tabela seguinte:

| Designação | Entidade | Data Entrada Funcionamento | Potência (MW) |
|--------------|-----------|----------------------------|---------------|
| Foz-Tua | EDP | 2015 | 251 |
| Gouvães | Iberdrola | 2018 | 660 |
| Padroselos | Iberdrola | 2018 | 230 |
| Alto Tâmega | Iberdrola | 2018 | 127 |
| Daivões | Iberdrola | 2018 | 118 |
| Fridão | EDP | 2016 | 238 |
| Alvito | EDP | 2015 | 225 |
| Girabolhos | Endesa | 2015 | 355 |
| Total | | | 2.204 |

Fonte: pnbeph.inag.pt; www.a-nossa-energia.edp.pt; www.iberdrola.es

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Reforço de potência nas barragens EDP

A EDP implementou um plano de reforço de potência dos aproveitamentos hidroeléctricos já existentes, tendo como objectivo evitar o desperdício energético decorrente de descarregamentos devidos por reduzida capacidade útil da albufeira e/ou reduzida potência instalada no aproveitamento (contribui para aumento da capacidade de resposta em ponta):

| Designação | Fase | Data Entrada Funcionamento | Potência a instalar (MW) |
|----------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|
| Picote II | Em construção | 2011 | 246 |
| Bemposta II | Em construção | 2011 | 191 |
| Alqueva II | Em construção | 2012 | 256 |
| Venda Nova III | Em construção | 2015 | 736 |
| Salamonde II | Estudo Impacto Ambiental | 2015 | 204 |
| Paradela II | Anteprojecto | 2017 | 318 |
| Total | | | 1.951 |

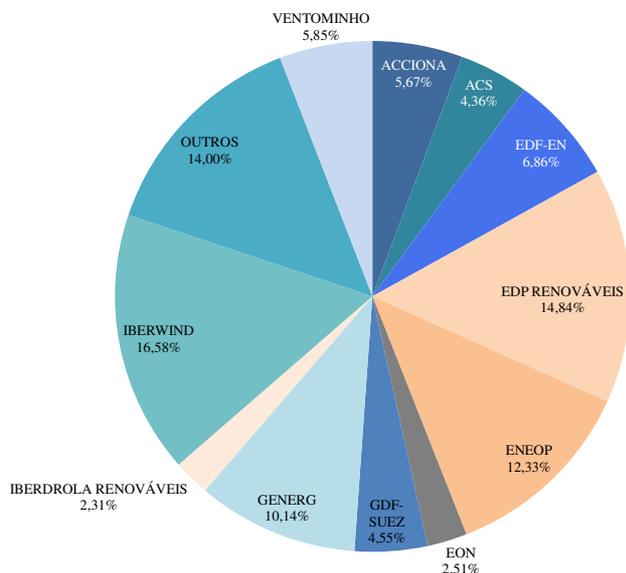
Fonte: www.a-nossa-energia.edp.pt

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Energia Eólica

- No que respeita à energia eólica, a ENE 2020 prevê atingir 8.500 MW em 2020 mediante a aposta (i) na instalação da potência já atribuída de 2.000 MW até 2012, (ii) na exploração do potencial de sobre-equipamento (400 MW) e (iii) no desenvolvimento de novos concursos (2.398 MW).
- Refira-se, contudo, que, de acordo com a ENE 2020, a atribuição de parte da potência depende *de um conjunto de factores, designadamente da evolução da procura de electricidade, da penetração dos veículos eléctricos, da capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e também da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas offshore, assim como dos impactos ambientais associados aos diferentes tipos de tecnologia.* Neste contexto, o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis apenas prevê um acréscimo de cerca de 2.619 MW entre 2010 e 2020, comparativamente com os 4.800 MW da ENE. Na realidade, considerando a potência instalada em 2010 de 3.702 MW, de acordo com informação REN, atinge-se em 2020 cerca de 6.320 MW de potência instalada (vs. 8500 MW). Tendo em consideração a potência já atribuída de 2.000 MW e o potencial de 400 MW de sobre-equipamento, para se atingir o objectivo será necessário colocar a concurso apenas cerca de 220 MW de potência.

No âmbito da prossecução da estratégia do Governo relativamente à energia eólica prevê-se, em 2011, a abertura de 2 parques ENEOP (Balocas e Pedras Lavadas), aumentando a quota de mercado deste consórcio para cerca de 12,33%:



Por outro lado, espera-se que em 2011 seja iniciada a fase de construção dos parques eólicos atribuídos ao Consórcio Ventinveste, formado por Galp Energia (49%), Martifer (46,6%), Efacec (2%) e Repower (2,4%), que ganhou a fase B do concurso cuja fase A foi ganha pela ENEOP, tendo-lhe sido atribuídas licenças para instalação de uma potência eólica de 400 MW.

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Energia Solar

- O PNAER prevê um acréscimo de potência de cerca de 1.344 MW entre 2010 e 2020, permitindo atingir em 2020, considerando a potência instalada em 2010 de 122 MW (de acordo com a REN), uma potência total de 1.466 MW;
- A ENE 2020 tem como principais objectivos nesta área:
 - ✓ Actualizar o programa de micro geração e introduzir um programa de mini geração destinado a projectos com potências até 250 kW, em função das tecnologias;
 - ✓ Atribuir potência para projectos de demonstração em concentração solar, como base para a criação de um *cluster* industrial neste domínio;
 - ✓ Prosseguir a aposta no solar térmico.

Relativamente à tecnologia fotovoltaica, está em construção um novo parque para Ferreira do Alentejo, com 14 MW de potência, da empresa Earthlife e um parque de 6,5 MW em Tavira. Adicionalmente, foram recentemente atribuídos 104 MW dos 150 MW colocados a concurso, repartidos por 75 lotes de 2 MW cada, junto a Lisboa, Porto, Aveiro, Setúbal e Algarve. À empresa Neoen foram atribuídos 29 dos 52 lotes adjudicados, destacando-se ainda a atribuição de 17 lotes à empresa Sol Cativante (detida por administradores da Martifer Solar). Adicionalmente, em 2010, foram aprovados pela DGE 15 projectos de demonstração solar com tecnologia fotovoltaica de concentração (5 MW) e termoelétrica de concentração (30 MW).

Tendo em consideração o exposto verifica-se que para atingir o objectivo de 2020 é necessário atribuir mais 1.185 MW de potência solar.

Biomassa

- Quanto à biomassa, a ENE 2020 prevê:
- Dar prioridade à instalação efectiva da potência já atribuída de 250MW integrando mecanismos de flexibilidade na concretização dos projectos e atribuir potência adicional de 55MW até 2020, ao que corresponde um acréscimo global de 305 MW conforme previsto no PNAER;
 - Aprovar medidas de promoção da produção da biomassa florestal, assegurando a satisfação das necessidades de consumo já instaladas e a instalar, nomeadamente através da agilização do acesso aos apoios públicos, da promoção da certificação da gestão florestal sustentável e da avaliação da utilização e promoção de culturas energéticas, bem como da biomassa residual da actividade agrícola e agro-industrial para a produção de energia.

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Quanto à produção de biomassa, saliente-se ainda que:

- Conforme referido anteriormente, dos 15 projectos de biomassa, com base em biomassa florestal, colocados a concurso pelo Governo em 2006, apenas dois entraram efectivamente em produção devido a questões relacionadas com a rentabilidade do projecto, dadas as exigências de utilização de biomassa florestal e o preço elevado desta matéria prima. O DL n.º 5/2011, de 10 de Janeiro, veio rever em alta a remuneração a centrais de biomassa, abrangendo as centrais construídas ou a construir em consequência do concurso de 2006, desde que cumpridas as obrigações mencionadas no referido diploma, nomeadamente o desenvolvimento de planos promotores de fontes de biomassa florestal.
- As demais centrais de biomassa, ainda em fase de projecto, foram atribuídas, nomeadamente, a promotores como a Nutroton Energias, a um consórcio liderado pela Fomentinvest e ao consórcio Miese (composto pelo grupo espanhol Isolux e pela construtora portuguesa Alberto Martins Mesquita).

| | |
|--|---|
| Biocombustíveis | <ul style="list-style-type: none">• Transpor e aplicar em Portugal as directivas e as melhores práticas relativas aos biocombustíveis, designadamente ao nível da definição dos critérios de sustentabilidade e os melhores padrões de qualidade.• Atingir, em 2020, 10% de incorporação de Biocombustíveis na globalidade dos combustíveis rodoviários (conforme PNAER) |
| Biogás | <ul style="list-style-type: none">• Explorar o potencial associado ao biogás proveniente da digestão anaeróbia de resíduos e efluentes. |
| Ondas, Geotermia e Hidrogénio | <ul style="list-style-type: none">• Disponibilizar uma zona piloto para a energia das ondas;• Atingir cerca de 250 MW de potência instalada até 2020 na energia das ondas;• Promover uma nova fileira na área da geotermia (atingindo 75 MW em 2020, ao que corresponde um acréscimo de 50 MW, de acordo com o PNAER);• Explorar o potencial do hidrogénio como vector energético. |

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

Por último refira-se ainda o aumento de potência previsto na produção térmica em regime ordinário ascendente a 1.660 MW:

Central de Ciclo Combinado da Figueira da Foz

Foi atribuída à Iberdrola, em 2007, uma licença para construção de uma central na Figueira da Foz com dois grupos geradores de cerca de 400 MW cada, projecto que se encontra parado. De acordo com notícias veiculadas pela comunicação social, datadas de finais de 2009, esta central não seria uma prioridade para a Iberdrola tendo em conta o panorama eléctrico nacional.

Central de Ciclo Combinado de Sines

Foi atribuída à Galp, em 2007, uma licença para construção de uma central em Sines com dois grupos geradores de cerca de 400 MW cada. Em 2010, a Galp Energia assinou um acordo com a International Power, cedendo uma posição de 50% na empresa de desenvolvimento do projecto. Esta transacção enquadra-se na estratégia de financiamento da Galp, anunciada em Maio de 2009, que definia a necessidade de angariação de um parceiro para desenvolver a central, e o seu financiamento em regime de *project finance*. O projecto está actualmente em fase de análise das propostas para a celebração do contrato de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC), estando também em curso as negociações para o financiamento.

Tendo em consideração a descrição dos investimento previstos anteriormente exposta, apresenta-se na tabela seguinte um resumo dos investimentos em termos dos acréscimos totais de potência previstos até 2020 e do respectivo valor de investimento (considerando os valores apresentados no ponto 2.3.1 relativamente ao investimento médio por MW instalado nos projectos tipo, os valores previstos em média pela EDP em reforços de potência hídrica e valores médios de mercado recolhidos pelo BPI relativamente ao investimento em energia das ondas):

4.2 Breve descrição da ENE 2020 e do PNAER (cont.)

| | Investimento Previsto (até 2020) | | Valor do Investimento por MW (mil euros, a preços de 2010) | Investimento Total (até 2020) | |
|---|-------------------------------------|---------------|---|----------------------------------|---------------|
| | em MW | em % do total | | milhões de euros | em % do total |
| Reforços de potência hídrica (EDP) | 1.951 | 17,8% | 634 | 1.236 | 7,5% |
| 2 novos aproveitamentos hidroeléctricos (EDP) | 248 | 2,3% | 1.500 | 372 | 2,3% |
| Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico | 2.204 | 20,1% | 1.500 | 3.306 | 20,2% |
| Novas Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural | 1.660 | 15,1% | 650 | 1.079 | 6,6% |
| Aumento de potência eólica | 2.619 | 23,9% | 1.300 | 3.405 | 20,8% |
| Aumento de potência mini-hídrica | 340 | 3,1% | 1.200 | 408 | 2,5% |
| Aumento de potência solar | 1.344 | 12,3% | 3.500 | 4.704 | 28,7% |
| Aumento de potência energia das ondas | 245 | 2,2% | 4.000 | 980 | 6,0% |
| Aumento de potência biomassa e geotermia | 355 | 3,2% | 2.500 | 888 | 5,4% |
| Total | 10.966 | 100,0% | | 16.378 | 100,0% |

Nota 1: Os acréscimos de potência PRE foram retirados do PNAER com base nos valores de capacidade anuais aí previstos.

Nota 2: O aumento de potência líquido ascende a 8.766 MW, dado se considerar o descomissionamento da central termoeléctrica de Carregado (710 MW), da central termoeléctrica de Tunes (165 MW), da central termoeléctrica de Setúbal (946 MW) e de parte da central termoeléctrica de Sines (380 MW).

O investimento em nova potência instalada previsto até 2020 atinge cerca de 10.966 MW, destacando-se o peso de 40% das centrais hidroeléctricas, de 24% de potência eólica, de 15% de centrais termoeléctricas a gás natural e de 12% de potência solar.

Verifica-se que o valor do investimento previsto realizar até 2020, a preços de 2010, ascende a cerca de 16,4 mil milhões de euros.

Por outro lado, é possível verificar que o investimento em potência solar apresenta valores por MW substancialmente mais elevados do que as demais tecnologias (por exemplo, 2,7 vezes o valor do investimento por MW em potência eólica), o que conjugado com factores de utilização da potência instalada inferiores e custos de produção por MWh mais elevados (a produção fotovoltaica apresenta um custo normalizado de 243 euros por MWh face a 71 euros por MW no caso da energia eólica, ambos a preços de 2011) permite concluir que o investimento nesta fonte renovável não é actualmente financeiramente justificável.

4.3 Análise crítica do PNAER

4.3.1 Verificação dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo em ponta

Abordagem metodológica

Tendo em vista a verificação da necessidade dos investimentos de expansão e de substituição de capacidade previstos no PNAER considerando a evolução prevista do consumo de electricidade em ponta, comparou-se (a) a potência de ponta estimada pelo BPI com (b) a potência instalada no parque electroprodutor nacional até 2020. Uma vez que o PNAER não apresenta toda a informação necessária, o Banco teve de assumir alguns pressupostos que se explicitam seguidamente.

(a) Para efeitos da **estimativa da evolução da potência de ponta** adoptou-se a seguinte metodologia:

- i. Analisou-se a relação histórica em cada ano entre a potência utilizada em média [rácio dado por *consumo de electricidade satisfeito por produção nacional / (365*24) * 1000*] e a potência de ponta, tendo-se obtido os resultados apresentados na tabela seguinte:

| (em MW) | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| (A) potência de ponta | 8.804 | 9.110 | 8.973 | 9.217 | 9.082 |
| (B) potência média utilizada ¹ | 4.992 | 4.860 | 4.699 | 5.148 | 5.660 |
| (A)/(B) | 1,76 | 1,87 | 1,91 | 1,79 | 1,60 |

¹ [consumo nacional de electricidade satisfeito por produção nacional em GWh/ (365dias*24h/dia)]*1000

Para efeitos de projecções, assumiu-se de forma conservadora que a relação histórica máxima de 1,91, registada em 2008, se verificaria entre 2011 e 2020.

- ii. Quanto ao consumo anual de electricidade adoptaram-se os valores previstos no PNAER

(b) A **estimativa da potência instalada** no parque electroprodutor nacional até 2020 foi efectuada a partir da potência real verificada em 2010, separadamente para a potência em regime ordinário e em regime especial:

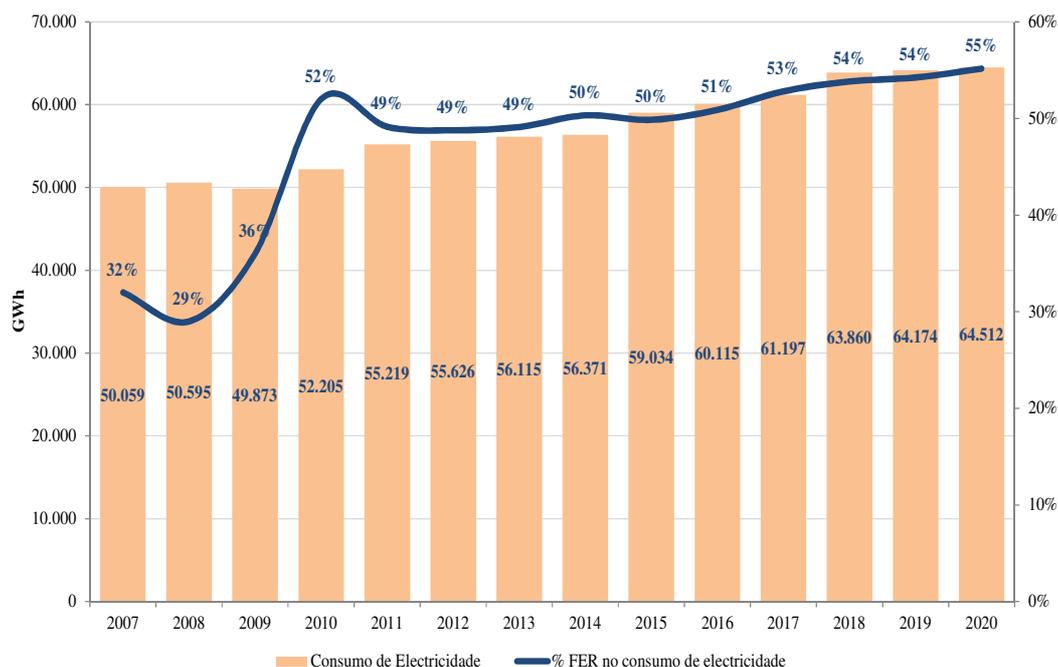
- i. No caso da potência PRE, assumiram-se os incrementos anuais de potência constantes do PNAER;
- ii. No caso da potência PRO, consideraram-se (a) para a energia hidráulica os reforços de potência, as novas barragens e os dois novos aproveitamentos hidroeléctricos, conforme apresentados em 4.2 e na calendarização aí prevista, e (b) para a energia térmica a construção das 2 novas centrais de ciclo combinado com a calendarização prevista no PNAER (Sines, a entrar em funcionamento em 2011 e 2012 e Lavos – Figueira da Foz, a entrar em funcionamento em 2015). Assumiu-se ainda o descomissionamento das centrais de Carregado, Setúbal e Tunes e a redução da potência da central a carvão de Sines para 800 MW (em conformidade com os elementos recolhidos).

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.1 Verificação dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo em ponta (cont.)

Evolução prevista do consumo de electricidade e da potência (ponta e instalada)

1. Evolução do consumo de electricidade até 2020 e do peso da FER nesse consumo:



Fonte: PNAER e cálculos BPI

O peso das FER no consumo de electricidade historicamente verificado resulta do nível de hidraulicidade registado em cada ano comparativamente com um ano médio em que o índice assume um valor de 1 (2007 = 0,77, 2008 = 0,56, 2009 = 0,77 e 2010 = 1,30). A projecção de 2011 a 2020, conforme referido anteriormente, resulta do PNAER. Em 2020, 55% do consumo de electricidade é proveniente de fontes de energia renovável.

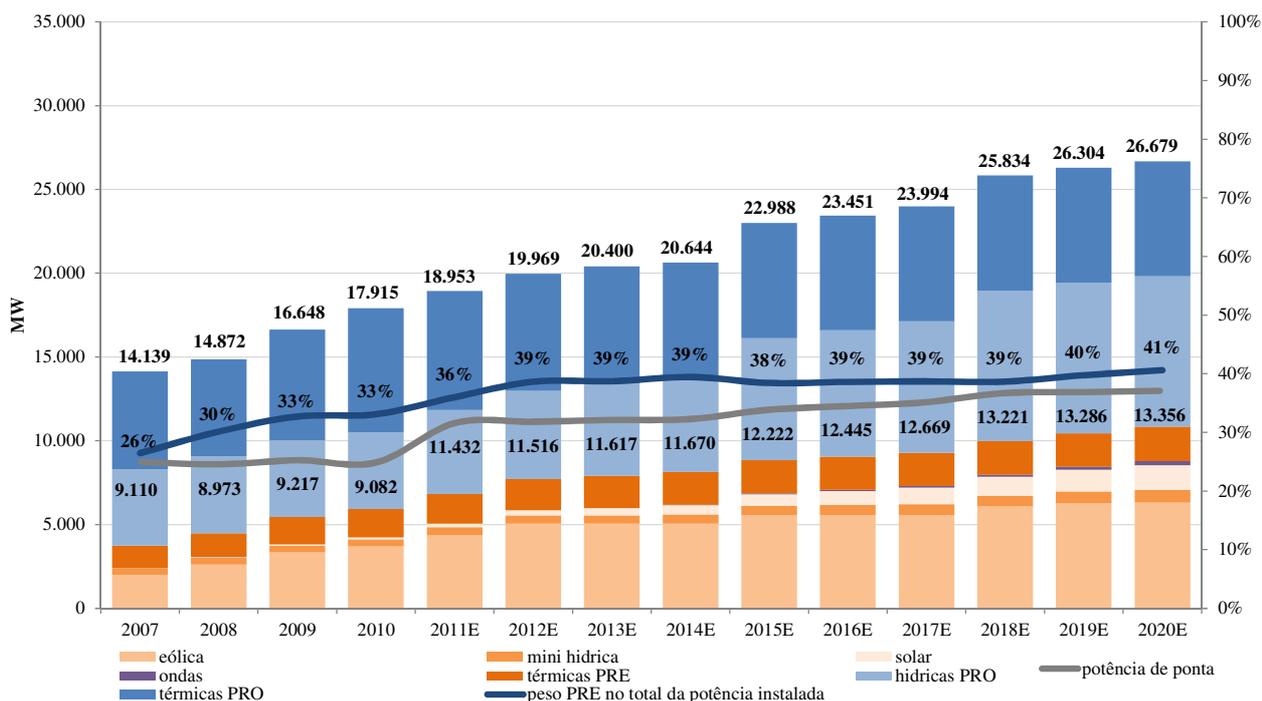
Note-se que a projecção de consumo de electricidade constante do PNAER tem subjacente uma taxa de crescimento real do PIB superior aos cenários actuais do Ministério das Finanças e da Administração Pública, do Banco de Portugal e às projecções desenvolvidas pelo BPI, pelo que o consumo poderá vir a situar-se em valores inferiores aos previstos no Plano.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.1 Verificação dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo em ponta (cont.)

2. Evolução da potência de ponta e da potência instalada

O gráfico seguinte apresenta a evolução da potência instalada estimada por tipo de tecnologia e da potência de ponta:



Entre 2010 e 2020, regista-se uma alteração na composição relativa da potência instalada por tecnologia, destacando-se as seguintes alterações mais relevantes: (i) aumento de 3 p.p. no peso da potência eólica na potência total, (ii) aumento de 8 p.p. na hídrica PRO, (iii) aumento de 5 p.p. na solar e (iv) redução de 16 p.p. nas térmicas PRO (em resultado do efeito combinado do descomissionamento de centrais e do forte investimento nas demais tecnologias).

Por outro lado, verifica-se que, de acordo com os pressupostos de projecção adoptados (relação entre potência utilizada média e potência de ponta de 1,91), a potência de ponta estimada aumenta de 11.432 MW em 2011 para 13.356 MW em 2020, evoluindo, anualmente, a taxas de crescimento idênticas às previstas no PNAER relativamente ao consumo de electricidade.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.1 Verificação dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo em ponta (cont.)

Análise comparativa entre as estimativas de potência instalada e de potência de ponta

Por forma a identificar os investimentos mínimos necessários que permitem dar resposta à estimativa efectuada de potência de ponta até 2020, considerou-se, de forma conservadora, que a resposta à potência de ponta seria dada por (i) 90% da potência instalada em centrais termoeléctricas e em centrais hidroeléctricas de albufeira e (ii) 5% da potência instalada em FER intermitentes (incluindo eólica, mini-hídrica, solar, ondas e hídricas PRO fios de água). A análise desenvolvida resume-se na tabela seguinte:

| Comparação entre a potência de ponta e a potência instalada (em MW) | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E |
| (A) Potência de Ponta | 9.110 | 8.973 | 9.217 | 9.082 | 11.432 | 11.516 | 11.617 | 11.670 | 12.222 | 12.445 | 12.669 | 13.221 | 13.286 | 13.356 |
| (B) Potência Instalada PNAER | 14.139 | 14.872 | 16.648 | 17.915 | 18.953 | 19.969 | 20.400 | 20.644 | 22.988 | 23.451 | 23.994 | 25.834 | 26.304 | 26.679 |
| eólica | 1.995 | 2.618 | 3.333 | 3.702 | 4.374 | 5.046 | 5.046 | 5.046 | 5.571 | 5.571 | 5.571 | 6.071 | 6.271 | 6.321 |
| mini hídrica | 373 | 385 | 405 | 410 | 457 | 503 | 503 | 550 | 550 | 600 | 650 | 650 | 700 | 750 |
| solar | 11 | 53 | 75 | 122 | 224 | 306 | 431 | 556 | 686 | 826 | 971 | 1.126 | 1.291 | 1.466 |
| ondas | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 30 | 55 | 70 | 95 | 120 | 170 | 245 |
| térmicas PRE | 1.362 | 1.424 | 1.631 | 1.696 | 1.771 | 1.861 | 1.914 | 1.961 | 1.971 | 1.991 | 1.996 | 2.021 | 2.026 | 2.051 |
| hídricas PRO - albufeiras | 2.396 | 2.396 | 2.396 | 2.396 | 2.833 | 3.089 | 3.337 | 3.337 | 5.108 | 5.346 | 5.664 | 6.799 | 6.799 | 6.799 |
| hídricas PRO - fios de água | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 | 2.182 |
| térmicas PRO | 5.820 | 5.812 | 6.626 | 7.407 | 7.112 | 6.982 | 6.982 | 6.982 | 6.865 | 6.865 | 6.865 | 6.865 | 6.865 | 6.865 |
| (C) 90% da Potência Instalada PNAER em centrais hídricas PRO (albufeiras) e térmicas + 5% da potência instalada nas restantes (FER intermitentes) | 8.848 | 8.931 | 9.887 | 10.670 | 10.906 | 11.140 | 11.418 | 11.470 | 13.002 | 13.245 | 13.546 | 14.624 | 14.652 | 14.692 |
| (D) Potência considerada em (C) anterior, deduzida da nova CCGT de Lavos | 8.848 | 8.931 | 9.887 | 10.670 | 10.906 | 11.140 | 11.418 | 11.470 | 12.172 | 12.415 | 12.716 | 13.794 | 13.822 | 13.862 |
| Índice de Cobertura (C)/(A) | 0,97 | 1,00 | 1,07 | 1,17 | 0,95 | 0,97 | 0,98 | 0,98 | 1,06 | 1,06 | 1,07 | 1,11 | 1,10 | 1,10 |
| Índice de Cobertura (D)/(A) | 0,97 | 1,00 | 1,07 | 1,17 | 0,95 | 0,97 | 0,98 | 0,98 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |

Registam-se, ao longo do período de projecções, com excepção apenas do ano de 2011, índices de cobertura da potência de ponta superiores ao mínimo historicamente registado (de 0,97 em 2007), mesmo considerando (i) o coeficiente de disponibilidade de apenas 90% para as térmicas PRO e as hídricas PRO de albufeira, (ii) 5% das FER intermitentes, e (iii) a relação histórica máxima de 1,91 entre a potência média utilizada e a potência de ponta. Neste contexto, e admitindo que os índices de cobertura históricos servem de referência para o futuro, identifica-se alguma margem para redução da capacidade instalada para resposta em ponta no futuro face à prevista no PNAER, mais concretamente a partir de 2015, ano em que o índice de cobertura é superior a 1.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.1 Verificação dos investimentos mínimos necessários para satisfação do consumo em ponta (cont.)

Uma vez que, de acordo com os cálculos efectuados em 2.3.1, a produção de electricidade com recurso a grandes hídricas apresenta custos normalizados inferiores à produção térmica (a gás ou carvão), testou-se o índice de cobertura que resultaria da não construção da central termoeléctrica de Lavos, com abertura prevista para 2015 [exercício (D) constante da tabela supra], mantendo-se o investimento previsto em centrais hidroeléctricas.

Do exercício efectuado resultou que, para satisfação do consumo estimado em ponta até 2020, teriam, no mínimo, que ser efectuados os seguintes investimentos (ascendentes a 5.233 MW):

- Construção das novas barragens previstas no PNBEPH com uma potência associada de 2.204 MW e capacidade de armazenamento;
- Realização de investimentos de reforço de potência de aproveitamentos hidroeléctricos já existentes e detidos pela EDP, com uma potência instalada adicional de 1.951 MW;
- Construção (já em curso pela EDP) dos dois novos aproveitamentos hidroeléctricos de Ribeiradio (77 MW) e Baixo-Sabor (171 MW);
- Construção da central termoeléctrica de Sines com uma potência de 830 MW.

Para efeitos do custeio efectuado no ponto 4.3.2 considerou-se que os investimentos *supra* descritos corresponderiam ao Cenário de Investimento Mínimo.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários

No presente ponto efectua-se uma análise comparativa do custo global anual de produção de electricidade até 2020, a preços constantes de 2011, em três cenários alternativos de realização dos investimentos, considerando diferentes níveis do preço do petróleo:

- Cenário PNAER: pressupõe a realização dos investimentos previstos no Plano;
- Cenário Intermédio: pressupõe que apenas são realizados os investimentos relativos a projectos já adjudicados ainda que não estejam em fase de desenvolvimento;
- Cenário de Investimento Mínimo: pressupõe que apenas são realizados os investimentos mínimos necessários para fazer face à evolução estimada do consumo de ponta.

Em todos os cenários desenvolvidos assume-se o descomissionamento da central termoeléctrica do Carregado (710 MW), da central termoeléctrica de Tunes (165 MW), da central termoeléctrica de Setúbal (946 MW) e de parte da central termoeléctrica de Sines (380 MW).

A análise desenvolvida tem como objectivo comparar os custos de produção de electricidade nos três cenários e apurar o ponto de indiferença do preço do petróleo considerando, para tal, os custos normalizados de disponibilidade e de produção de electricidade apurados conforme descrito no ponto 2.3.1, bem como as correlações entre o preço do petróleo e os preços do carvão e do gás natural apresentados na página 194 do presente Estudo. Não são tidos em consideração, nomeadamente (i) os proveitos permitidos das actividades de transporte e distribuição de electricidade e da actividade de gestão do sistema, (ii) os custos decorrentes da política energética e ambiental, da convergência tarifária das regiões autónomas, da recuperação dos défices tarifários e da remuneração dos terrenos afectos ao domínio hídrico, (iii) os regimes de subsidiação dos produtores em regime ordinário (CAE, CMEC e garantia de potência), (iv) a existência de contratos de *take or pay* relativamente às centrais a gás natural, e (v) os tarifários aplicáveis aos produtores em regime especial.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Na tabela seguinte apresenta-se a comparação entre a potência nova a instalar e o respectivo volume de investimento em cada um dos cenários desenvolvidos:

| (potência em MW, investimento em milhões de euros) | Investimento Previsto nos diferentes cenários (até 2020) | | | | | |
|---|--|---------------|--------------------|---------------|--------------------------------|--------------|
| | Cenário PNAER | | Cenário Intermédio | | Cenário de Investimento Mínimo | |
| | Potência | Investimento | Potência | Investimento | Potência | Investimento |
| Reforços de potência hídrica (EDP) | 1.951 | 1.236 | 1.951 | 1.236 | 1.951 | 1.236 |
| 2 novos aproveitamentos hidroeléctricos (EDP) | 248 | 372 | 248 | 372 | 248 | 372 |
| Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico | 2.204 | 3.306 | 2.204 | 3.306 | 2.204 | 3.306 |
| Novas Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural | 1.660 | 1.079 | 1.660 | 1.079 | 830 | 540 |
| Aumento de potência eólica | 2.619 | 3.405 | 2.400 | 3.120 | 0 | 0 |
| Aumento de potência mini-hídrica | 340 | 408 | 82 | 98 | 0 | 0 |
| Aumento de potência solar | 1.344 | 4.704 | 160 | 558 | 0 | 0 |
| Aumento de potência energia das ondas | 245 | 980 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Aumento de potência biomassa e geotermia | 355 | 888 | 250 | 625 | 0 | 0 |
| Total | 10.966 | 16.378 | 8.955 | 10.395 | 5.233 | 5.454 |

Nota: o investimento foi determinado considerando os valores apresentados no ponto 2.3.1 relativamente ao investimento médio por MW instalado nos projectos tipo, os valores previstos em média pela EDP em reforços de potência hídrica (634 mil euros por MW a preços de 2010) e valores de mercado recolhidos pelo BPI relativamente ao investimento médio em energia das ondas.

Verifica-se que, comparativamente com o PNAER, os cenários desenvolvidos permitiriam reduzir substancialmente o montante do investimento, garantindo que o consumo médio anual é satisfeito e que existe resposta em ponta:

- (i) Cenário Intermédio: redução de 37% no montante de investimento, ou seja, 5.983 milhões de euros;
- (ii) Cenário de Investimento Mínimo: redução de 67% no montante de investimento, ou seja, 10.924 milhões de euros.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Abordagem metodológica

Para efeitos de análise comparativa dos cenários dos custos anuais de produção de electricidade nos três cenários adoptou-se a seguinte metodologia:

1. Determinou-se a **potência anual por tecnologia instalada em cada cenário**, tomando como base o histórico de 2010 e assumindo os incrementos de potência subjacentes a cada um dos três cenários desenvolvidos.
2. Apurou-se o **consumo nacional de electricidade satisfeito por produção nacional** e pelo saldo importador, tendo-se assumido que este manteria o peso verificado em 2010, de 5,03%, sendo o demais consumo satisfeito por produção nacional.
3. Determinou-se a **capacidade de produção teórica do parque electroprodutor nacional** em cada cenário, assumindo os seguintes factores de utilização da potência instalada:

| Tecnologia | Factor de Utilização ¹ |
|--------------------------|-----------------------------------|
| eólica | 26,19 % |
| mini hídrica | 23,76 % |
| solar | 19,60 % |
| ondas | 30,00 % |
| biomassa (sem cogeração) | 81,00 % |
| outras térmicas PRE | 85,00 % |
| hídricas PRO | 22,50 % a 16,30 % |
| térmicas PRO | 85,50 % |

¹ factor de utilização = factor de disponibilidade x factor de produção

Os factores de utilização adoptados consistem nos factores considerados no ponto 2.3.1 para apuramento dos custos normalizados do projecto tipo, com excepção apenas das hídricas PRO. No caso das hídricas PRO consideraram-se os factores de utilização previstos no PNAER, a evoluir de um máximo de 22,50% em 2011, para um mínimo de 16,30% em 2020, face a um factor de utilização de 26,73% considerado no projecto tipo. Tal resultou da necessidade de incorporar na análise desenvolvida a existência de factores de utilização inferiores no caso dos reforços de potência, os quais têm como principal objectivo transferir capacidade de produção de electricidade do vazio para a ponta.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Verifica-se, assim, que, com excepção apenas das hídricas PRO, os factores de utilização considerados na presente análise são distintos dos subjacentes ao PNAER, pelo que a produção de electricidade por tecnologia apurada no presente ponto não coincide com a constante daquele Plano.

4. Determinou-se qual a **utilização da capacidade teórica do parque electroprodutor nacional por tecnologia**, assumindo a seguinte hierarquia simplificada de utilização das diferentes tecnologias para efeitos de satisfação do consumo nacional de electricidade por produção nacional (determinado em 2):
 - a) Toda a PRE seria utilizada em primeiro lugar, dado ter escoamento garantido na rede;
 - b) Em segundo lugar, seria utilizada a produção hidráulica em regime ordinário, dado ser uma tecnologia mais barata do que a térmica;
 - c) As restantes necessidades seriam satisfeitas pela produção térmica PRO, com prioridade do carvão sobre o gás natural, dados os custos variáveis de produção mais baixos.
5. Tendo em consideração a potência instalada por tecnologia em cada cenário (apurada em 1.) e a utilização da capacidade teórica por tecnologia (apurada no número anterior), determinou-se a **potência térmica em regime ordinário instalada não utilizada**.
6. No que respeita à determinação dos **custos anuais globais de produção de electricidade em cada cenário a preços constantes de 2011**:
 - a) Assumiu-se que a potência térmica em regime ordinário instalada e não utilizada (a gás e carvão) seria remunerada pela disponibilidade considerando os seguintes valores determinados em 2.3.1 (a preços de 2011) para o projecto tipo:

| Euros/ ano por MW de capacidade instalada (a preços de 2011) | |
|--|---------|
| Carvão | 189.050 |
| Gás Natural | 86.812 |

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

- b) Considerou-se que a produção seria remunerada aos custos normalizados que se sintetizam no quadro seguinte (a preços de 2011), os quais foram determinados, no caso do gás natural e do carvão, considerando um preço do petróleo *brent* por barril em 2011 de 97,8 dólares (e respectiva correlação conforme apresentada na página seguinte) a evoluir à inflação:

| Custos normalizados (euros por MWh), a preços de 2011 | |
|---|---------|
| Eólica | 71 |
| Fotovoltaica | 243 |
| Mini Hídrica | 73 |
| Biomassa (sem cogeração) | 117 |
| Outras Térmicas PRE | 100 |
| Grande Hídrica | 63 a 81 |
| Gás Natural com CO ₂ | 79 |
| Carvão com CO ₂ | 70 |

Nota: A tecnologia das ondas não foi custeada por insuficiência de dados

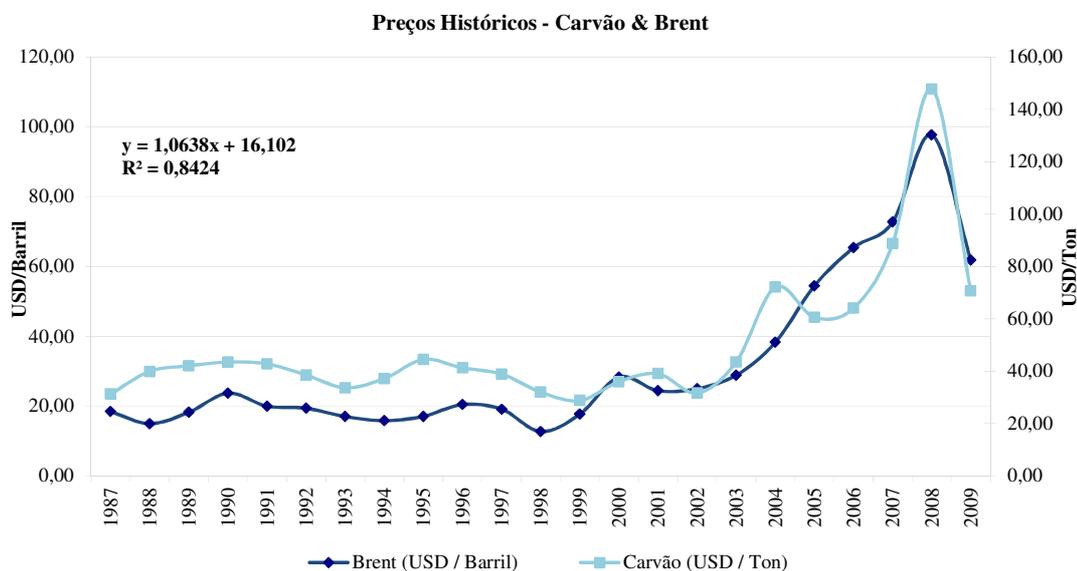
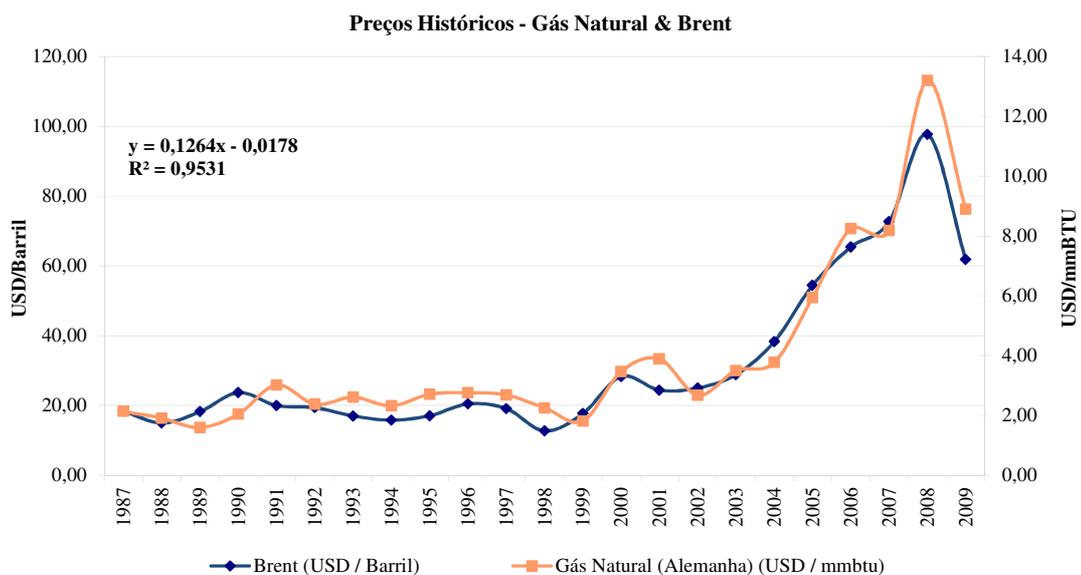
Os custos normalizados por tecnologia constantes da tabela anterior correspondem aos custos apurados em 2.3.1 para o projecto tipo, com excepção da Grande Hídrica cujos custos normalizados foram recalculados considerando (i) os factores de utilização constantes do PNAER (a evoluir de um máximo de 22,50% em 2011, para um mínimo de 16,30% em 2020, e (ii) custos de investimento de 1.500 milhares de euros por MW para nova potência instalada e 634 mil euros por MW relativamente aos reforços de potência. O custo normalizado da Grande Hídrica evolui, assim, de um mínimo de 63 euros por MWh em 2011, para um máximo de 81 euros por MWh em 2020, face a 56 euros por MWh no projecto tipo, em resultado de os investimentos a realizar em reforços de potência hídrica apresentarem, simultaneamente, factores de utilização e custos de investimento mais reduzidos.

No que respeita às outras térmicas PRE, constituídas essencialmente por cogeração, RSU e biogás, o custo assumido por MWh corresponde à actualização à inflação da média ponderada dos custos médios anuais por tecnologia verificados em 2010, constantes da publicação da ERSE “Informação sobre a Produção em Regime Especial (PRE), Portugal Continental, Dezembro de 2010”. Refira-se, ainda, que se assumiu que o custo respeitante às outras térmicas PRE não varia com o preço do petróleo, o que, sendo uma simplificação da realidade, não altera as conclusões do presente Estudo.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

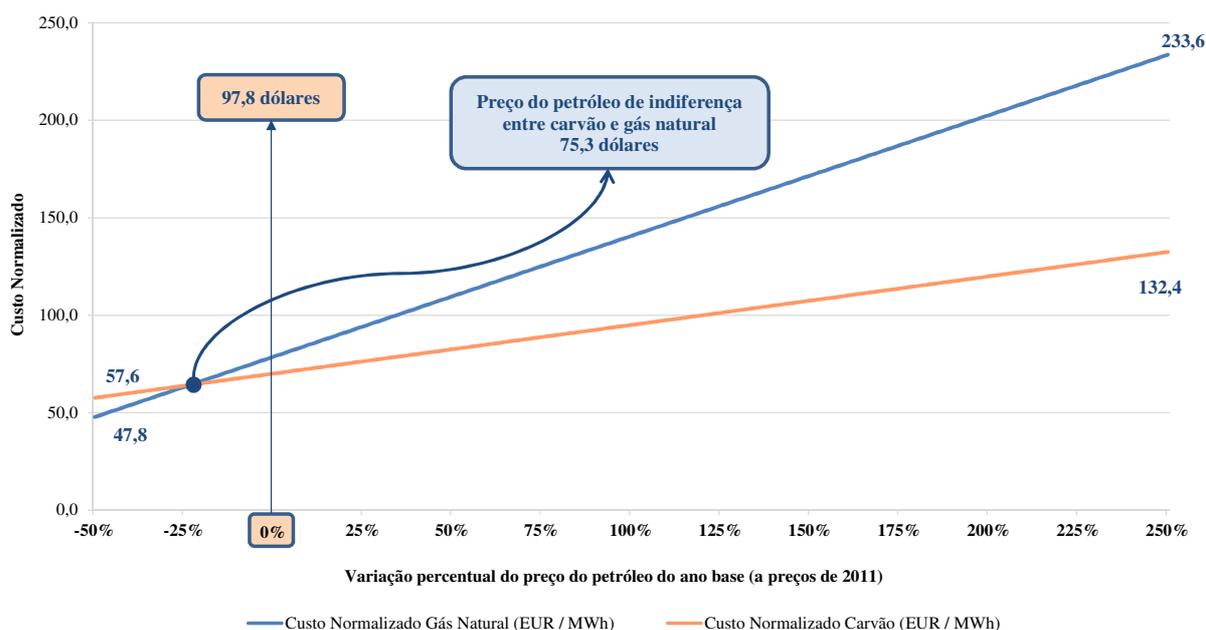
7. Por último, efectuaram-se **análises de sensibilidade ao preço do petróleo no ano base** (2011), mantendo o crescimento à taxa de inflação, de forma a identificar o **ponto de indiferença do preço do petróleo**, ou seja, o preço do petróleo no ano base que torna indiferentes (i) o Cenário PNAER e o Cenário Investimento Mínimo, e (ii) o Cenário Intermédio e o Cenário Investimento Mínimo. Esta análise justifica-se pelo facto de os custos da produção termoelectrica a gás natural e a carvão dependerem, ao contrário da produção com base em fontes de energia renovável, da evolução do custo das matérias-primas, a qual apresenta forte correlação com a evolução do preço do petróleo nos mercados internacionais, conforme se verifica da análise dos gráficos seguintes que apresentam a evolução de preços verificada no período de 1987 a 2009:



4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

A análise de correlação efectuada permitiu concluir que o custo normalizado da produção de electricidade a gás natural e a carvão apresenta a seguinte evolução de acordo com a variação do preço do petróleo no ano base:



Verifica-se, assim, que para o nível de preço do petróleo considerado em cenário base a produção de electricidade a gás natural apresenta um custo normalizado superior ao do carvão (79 euros por MWh face a 70 euros por MWh), situando-se o ponto de indiferença entre as duas tecnologias num preço do petróleo *brent* de 75,3 dólares por barril em 2011.

Por outro lado, a produção a gás natural apresenta muito maior sensibilidade a variações do preço do petróleo do que a produção a carvão, verificando-se, no caso da variação máxima analisada (250%), um custo normalizado do gás natural de 233,6 euros por MWh, superior ao do carvão (132,4 euros por MWh) em 1,8x. Tal resulta do facto de, conforme explicitado no ponto 2.3.1 do presente Estudo, a produção a gás natural apresentar “Custos de Projecto” com muito maior incorporação de gastos com matéria-prima (75% do total no caso do gás natural face a 44% do total no caso do carvão).

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Adicionalmente, e mais concretamente para determinação do preço do petróleo nos mercados internacionais que permite justificar, do ponto de vista económico, a realização de novos investimentos em potência instalada (preço de indiferença), desenvolveu-se um exercício teórico simplificado que consistiu, essencialmente, na comparação dos custos anuais de produção de electricidade para satisfação do consumo, em euros por MWh entre, por um lado, o Cenário de Investimento Mínimo e o Cenário PNAER, e por outro, entre o Cenário de Investimento Mínimo e o Cenário Intermédio.

Conforme descrito anteriormente, os custos anuais de produção de electricidade englobam não só o custo da produção (fixo e variável) das tecnologias que satisfazem o consumo de electricidade, como também o custo de disponibilidade (fixo) da potência térmica não utilizada e existente apenas para segurança de abastecimento.

Resultados obtidos

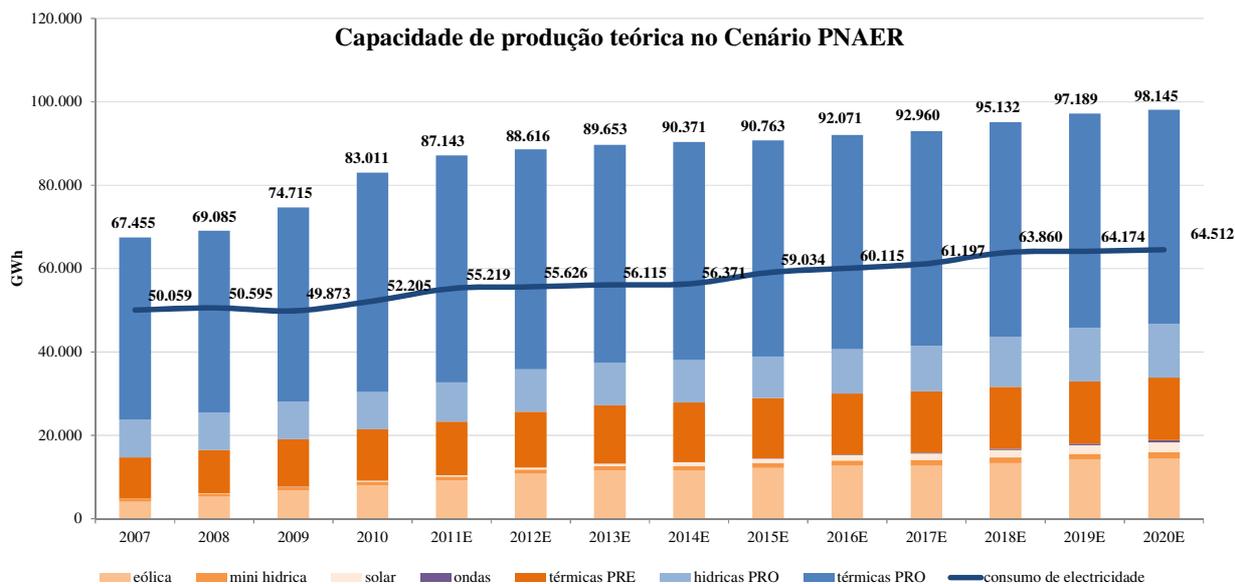
Tendo em consideração a abordagem metodológica anteriormente descrita apresentam-se de seguida os resultados obtidos, em cada um dos cenários, no que respeita a:

1. Capacidade de produção teórica do parque electroprodutor nacional, por tecnologia;
2. Consumo de electricidade por tecnologia;
3. Potência não utilizada das centrais termoeléctricas;
4. Evolução dos custos anuais globais de produção de electricidade (a preços constantes de 2011);
5. Evolução dos custos anuais unitários em euros por MWh de produção de electricidade (a preços constantes de 2011);
6. Ponto de indiferença do preço do petróleo.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

1. Capacidade de produção teórica do parque electroprodutor nacional, por tecnologia, conforme apresentada no gráfico e tabela seguintes:



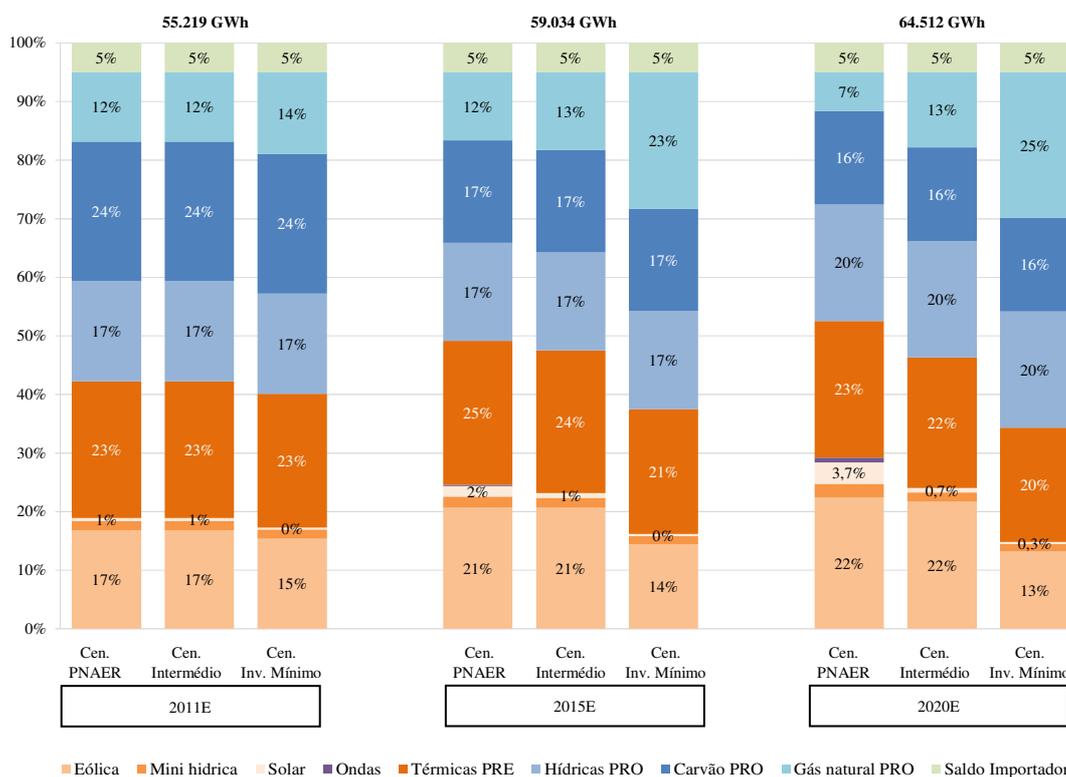
| Capacidade de produção teórica do parque electroprodutor nacional (total anual em GWh) | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E |
| Cenário Intermédio | 67.455 | 69.085 | 74.715 | 83.011 | 87.143 | 88.583 | 89.462 | 89.824 | 89.802 | 90.665 | 91.062 | 92.749 | 94.078 | 94.114 |
| Cenário Investimento Mínimo | 67.455 | 69.085 | 74.715 | 83.011 | 85.970 | 85.060 | 84.586 | 84.646 | 80.790 | 77.942 | 78.339 | 79.453 | 80.173 | 80.173 |

A capacidade de produção teórica global acumulada entre 2011 e 2020 é inferior, face ao Cenário PNAER, em 1,6% no Cenário Intermédio e em 11,4% no Cenário de Investimento Mínimo.

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

2. Consumo de electricidade por tecnologia, conforme apresentado no gráfico seguinte (detalhado no anexo 3 ao presente Estudo):



Conclui-se que, partindo de uma base semelhante (2011), as principais diferenças entre cenários residem, em 2020:

- No menor peso da produção da tecnologia eólica no Cenário de Investimento Mínimo face aos restantes dois cenários (13% face a 22%);
- Na menor importância relativa da produção da tecnologia fotovoltaica no Cenário de Investimento Mínimo e no Cenário Intermédio face ao cenário PNAER (de 0,3%, 0,7% e 3,7%, respectivamente), o que resulta dos menores investimentos nesta tecnologia;
- No menor contributo da produção térmica em regime especial, especialmente no Cenário de Investimento Mínimo face aos Cenários Intermédio e PNAER (de 20%, 22% e 23%, respectivamente); a este respeito, refira-se que no caso da biomassa (sem cogeração) o peso no total ascende a 5% no Cenário PNAER, 4% no Cenário Intermédio e a 1% no Cenário de Investimento Mínimo.
- Na maior utilização da produção térmica a gás e carvão no Cenário de Investimento Mínimo face aos Cenários Intermédio e PNAER (peso conjunto de 41%, 29% e 23%, respectivamente).

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

No que respeita ao objectivo de atingir, em 2020, 60% de consumo de electricidade proveniente de fontes de energia renováveis (incluindo eólica, mini-hídrica, solar, ondas, biomassa sem cogeração e centrais hidroeléctricas em regime ordinário) verifica-se que, de acordo com os pressupostos assumidos pelo BPI no presente Estudo, nomeadamente quanto aos factores de utilização das diversas tecnologias, este indicador atinge 54% no Cenário PNAER, 48% no Cenário Intermédio e 36% no Cenário de Investimento Mínimo;

(Note-se que o cálculo deste indicador foi efectuado de forma simplificada sem os detalhes técnicos constantes da Directiva 2009/28/CE, nomeadamente quanto à exclusão da bombagem e às regras de normalização da produção hídrica e eólica)

3. Potência não utilizada das centrais termoeléctricas, conforme tabela seguinte:

| | Potência térmica média em regime ordinário não utilizada (em MW) | | | | | | | | | |
|------------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E |
| Cenário PNAER | | | | | | | | | | |
| Carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>em % do total</i> | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Gás Natural | 3.166 | 3.749 | 3.908 | 3.971 | 4.159 | 4.670 | 4.651 | 4.603 | 4.838 | 4.923 |
| <i>em % do total</i> | 74,6% | 80,5% | 83,9% | 85,2% | 75,8% | 85,1% | 84,7% | 83,9% | 88,1% | 89,7% |
| Cenário Intermédio | | | | | | | | | | |
| Carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>em % do total</i> | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Gás Natural | 3.166 | 3.744 | 3.882 | 3.898 | 4.031 | 4.482 | 4.398 | 4.285 | 4.423 | 4.385 |
| <i>em % do total</i> | 74,6% | 80,4% | 83,3% | 83,7% | 73,4% | 81,7% | 80,1% | 78,1% | 80,6% | 79,9% |
| Cenário Investimento Mínimo | | | | | | | | | | |
| Carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>em % do total</i> | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Gás Natural | 3.009 | 3.274 | 3.231 | 3.207 | 2.827 | 2.783 | 2.699 | 2.510 | 2.566 | 2.523 |
| <i>em % do total</i> | 70,9% | 70,3% | 69,4% | 68,8% | 60,7% | 59,7% | 57,9% | 53,9% | 55,1% | 54,2% |

Conforme anteriormente referido, é pressuposto simplificador da presente análise que a produção térmica a carvão tem prioridade sobre a produção térmica a gás natural para efeitos de satisfação do consumo de electricidade, uma vez que a primeira apresenta custos de disponibilidade muito superiores e custos variáveis de produção inferiores para o preço do petróleo *brent* assumido para o ano base (97,8 dólares por barril, em 2011).

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Resulta das projecções efectuadas que a potência térmica a carvão instalada é totalmente utilizada nos três cenários e a potência térmica instalada a gás natural é apenas parcialmente utilizada, representando em 2020:

- 7% do consumo total de electricidade no Cenário PNAER, ao que corresponde a utilização de 10% da potência instalada de gás natural;
- 13% do consumo total de electricidade no Cenário Intermédio, ao que corresponde a utilização de 20% da potência instalada de gás natural; e
- 25% do consumo total de electricidade no Cenário de Investimento Mínimo, ao que corresponde a utilização de 46% da potência instalada de gás natural.

Conclui-se, assim, que a utilização da potência instalada a gás natural se vai reduzindo à medida que aumenta o investimento nas tecnologias renováveis em regime especial.

4. Evolução dos custos anuais globais de produção de electricidade (a preços constantes de 2011)

| (valores em milhões de euros, a preços de 2011) | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Cenário PNAER | | | | | | | | | | |
| Custos da Produção | 4.131 | 4.184 | 4.305 | 4.384 | 4.691 | 4.833 | 4.985 | 5.226 | 5.298 | 5.358 |
| Custos de Disponibilidade | 275 | 325 | 339 | 345 | 361 | 405 | 404 | 400 | 420 | 427 |
| Total de Custos (A) | 4.406 | 4.509 | 4.644 | 4.729 | 5.052 | 5.238 | 5.388 | 5.626 | 5.718 | 5.786 |
| (A)/(C) | 101% | 102% | 103% | 105% | 106% | 108% | 108% | 109% | 110% | 111% |
| <i>Custo unitário (euros por MWh)</i> | 84,0 | 85,4 | 87,1 | 88,3 | 90,1 | 91,7 | 92,7 | 92,8 | 93,8 | 94,4 |
| Cenário Intermédio | | | | | | | | | | |
| Custos da Produção | 4.131 | 4.180 | 4.281 | 4.327 | 4.600 | 4.705 | 4.819 | 5.021 | 5.053 | 5.078 |
| Custos de Disponibilidade | 275 | 325 | 337 | 338 | 350 | 389 | 382 | 372 | 384 | 381 |
| Total de Custos (B) | 4.406 | 4.505 | 4.618 | 4.665 | 4.950 | 5.094 | 5.201 | 5.393 | 5.437 | 5.459 |
| (B)/(C) | 101% | 102% | 103% | 103% | 104% | 105% | 105% | 104% | 104% | 104% |
| <i>Custo unitário (euros por MWh)</i> | 84,0 | 85,3 | 86,7 | 87,1 | 88,3 | 89,2 | 89,5 | 88,9 | 89,2 | 89,1 |
| Cenário Investimento Mínimo | | | | | | | | | | |
| Custos da Produção | 4.113 | 4.130 | 4.209 | 4.243 | 4.517 | 4.627 | 4.740 | 4.946 | 4.984 | 5.009 |
| Custos de Disponibilidade | 261 | 284 | 280 | 278 | 245 | 242 | 234 | 218 | 223 | 219 |
| Total de Custos (C) | 4.374 | 4.414 | 4.490 | 4.522 | 4.762 | 4.868 | 4.974 | 5.164 | 5.207 | 5.228 |
| <i>Custo unitário (euros por MWh)</i> | 83,4 | 83,5 | 84,2 | 84,5 | 84,9 | 85,3 | 85,6 | 85,1 | 85,4 | 85,3 |

4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

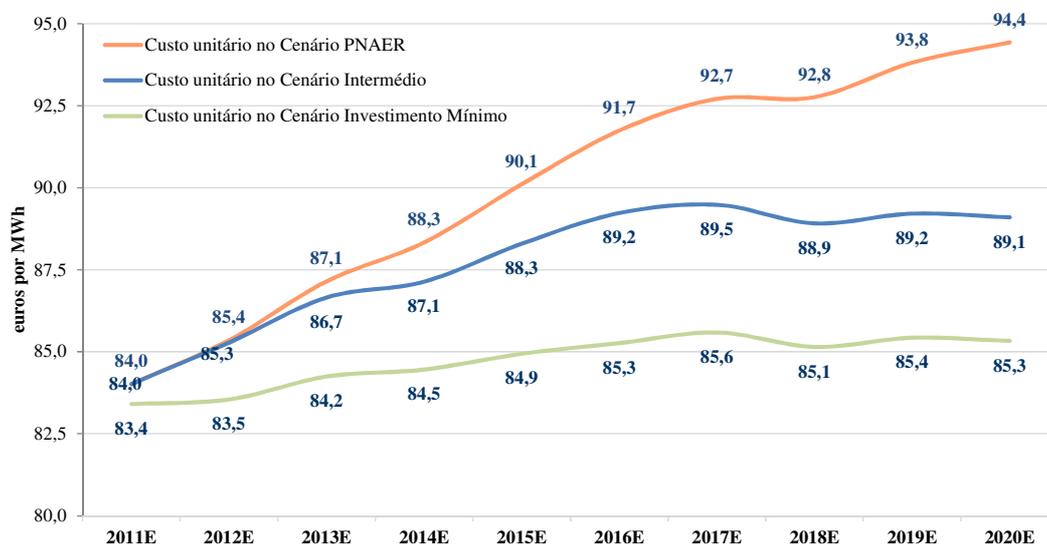
Tendo em consideração os pressupostos anteriormente explicitados, conclui-se quanto à análise comparativa do custo global anual de produção de electricidade até 2020 a preços de 2011 que, comparativamente com o Cenário de Investimento Mínimo:

- O Cenário PNAER apresenta (i) em 2020 custos de produção de electricidade superiores em 558 milhões de euros (+10,7%) e (ii) em termos acumulados entre 2011 e 2020 custos superiores em 3,1 mil milhões de euros (+6,4%);
- O Cenário Intermédio apresenta (i) em 2020 custos de produção de electricidade superiores em 231 milhões de euros (+4,4%) e (ii) em termos acumulados entre 2011 e 2020 custos superiores em 1,7 mil milhões de euros (+3,6%).

Conclui-se, assim, que considerando a manutenção ao longo do período de projecções do preço do petróleo nos mercados internacionais nos níveis actuais (97,8 dólares por barril) e os pressupostos de custeio unitário e de disponibilidade desenvolvidos pelo BPI no ponto 2.3.1, a não realização dos investimentos previstos em fontes de energia renovável incluídas na produção em regime especial e da nova central termoeléctrica de Lavos seria financeiramente mais vantajosa do que a implementação do PNAER.

5. Evolução dos custos anuais unitários em euros por MWh de produção de electricidade (a preços constantes de 2011):

O gráfico seguinte apresenta a comparação do custo unitário da electricidade produzida em euros por MWh (custos de produção e de disponibilidade) a preços de 2011, nos três cenários desenvolvidos para os níveis actuais do preço do petróleo:

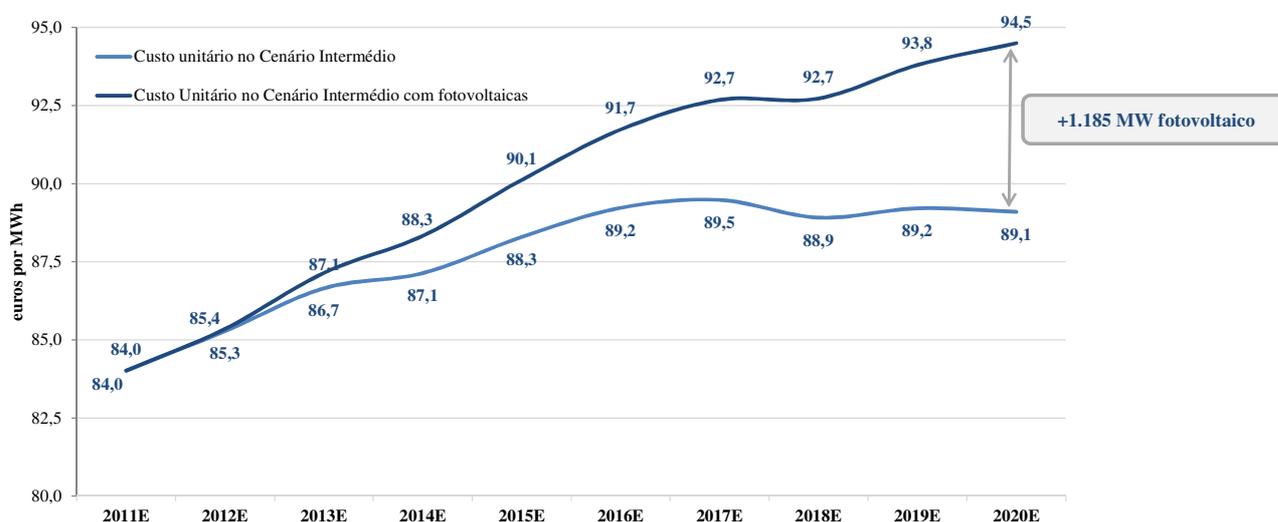


4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Os custos unitários correspondentes ao Cenário PNAER e ao Cenário de Investimento Mínimo apresentam uma tendência divergente à medida que o peso das FER aumenta, atingindo a diferença máxima em 2020 com o custo de produção (a preços de 2011) no Cenário de Investimento Mínimo inferior em 9,1 euros por MWh (-9,6%). Refira-se ainda que:

- No Cenário de Investimento Mínimo, a TMCA dos custos unitários anuais por MWh entre 2011 e 2020 é a mais reduzida, atingindo cerca de 0,3% ao ano.
- No Cenário Intermédio, a TMCA dos custos unitários anuais por MWh entre 2011 e 2020 aumenta para 0,7%, em resultado do efeito combinado dos investimentos adicionais nas diversas tecnologias, não existindo nenhum efeito predominante.
- No Cenário PNAER, a TMCA dos custos unitários anuais por MWh entre 2011 e 2020 atinge 1,3%, em resultado essencialmente do investimento adicional de 1.185 MW em tecnologia fotovoltaica (com um custo normalizado muito superior ao das demais tecnologias, de 243 euros por MWh), como se demonstra no gráfico seguinte:



O exercício incremental desenvolvido permitiu concluir que a execução de um investimento adicional de 1.185 MW em potência fotovoltaica altera drasticamente a evolução dos custos unitários ao longo do tempo, passando de uma TMCA de +0,7% para +1,3% e atingindo, em 2020, um custo unitário médio por MWh semelhante ao verificado no Cenário PNAER. Comprova-se, assim, que o investimento em potência fotovoltaica deve ser reequacionado, uma vez que não se justifica do ponto de vista económico, conduzindo a um agravamento muito substancial dos custos de produção de electricidade em Portugal.

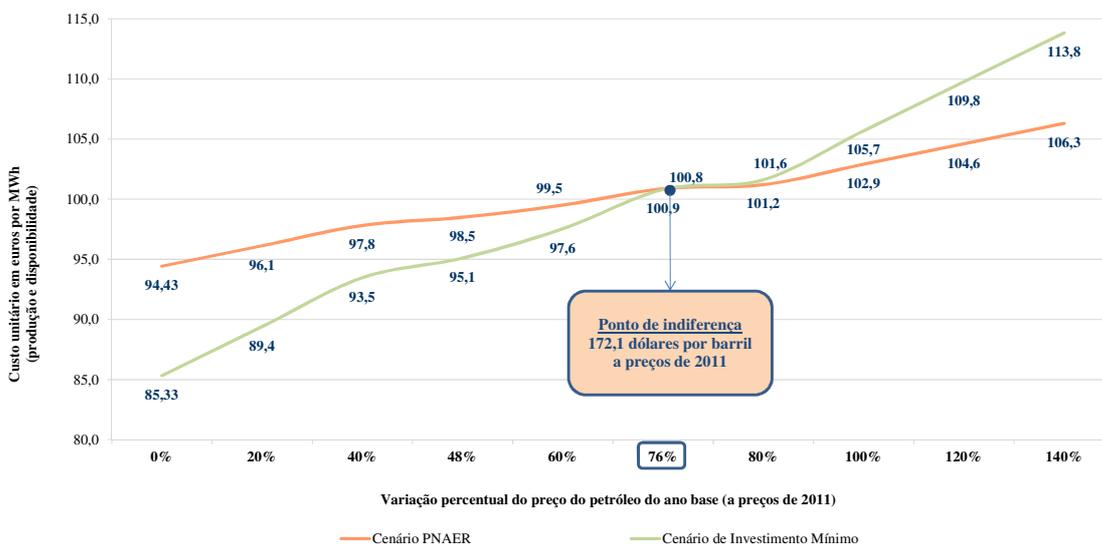
4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

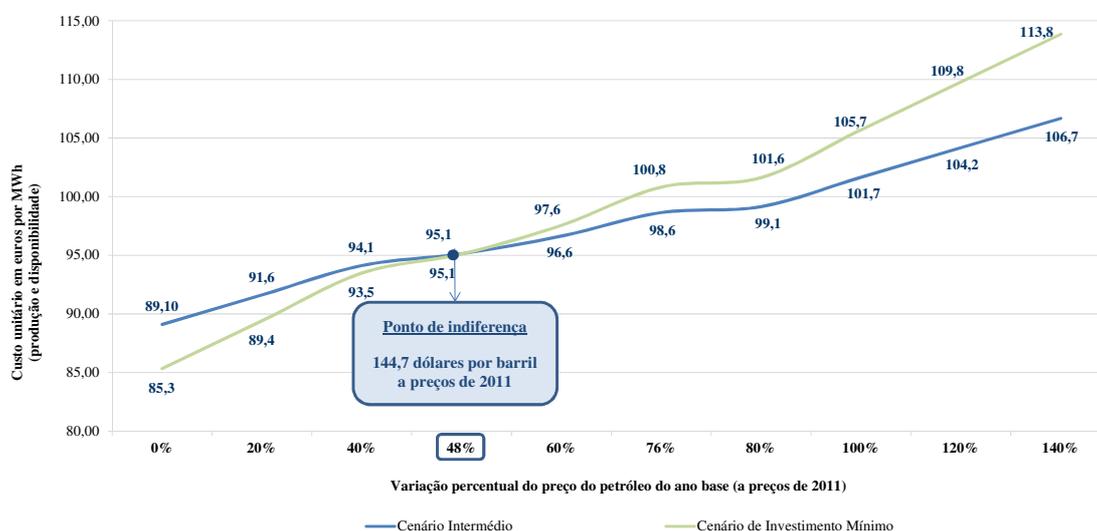
6. Ponto de indiferença do preço do petróleo

As análises de sensibilidade desenvolvidas ao preço do petróleo permitiram concluir que são necessários incrementos do preço do petróleo no ano base (97,8 dólares por barril, em 2011) (i) de 76% para que o Cenário PNAER e o Cenário de Investimento Mínimo se tornem indiferentes em 2020 e (ii) de 48% para que o Cenário Intermédio e o Cenário de Investimento Mínimo se igualem em 2020, conforme se apresenta esquematicamente nos gráficos seguintes:

Cenário PNAER vs. Cenário de Investimento Mínimo: ponto de indiferença do preço do Petróleo



Cenário Intermédio vs. Cenário de Investimento Mínimo: ponto de indiferença do preço do Petróleo



4.3 Análise crítica do PNAER (cont.)

4.3.2 Análise comparativa do custo global de produção de electricidade até 2020 em três cenários (cont.)

Conclui-se assim que para que a realização da globalidade dos investimentos previstos no PNAER seja, em 2020, financeiramente indiferente face à realização do investimento mínimo para resposta ao consumo em ponta (Cenário de Investimento Mínimo), é necessário que o preço do petróleo nos mercados internacionais atinja um valor de 172,1 dólares por barril a preços de 2011, correspondente a cerca de 1,8x o preço do petróleo assumido para o ano base (97,8 dólares por barril *brent* correspondente à média dos preços diários entre 01 de Janeiro e 16 de Fevereiro de 2011).

Por outro lado, o Cenário Intermédio torna-se indiferente em 2020 face ao Cenário de Investimento Mínimo para um preço do petróleo de 144,7 dólares por barril a preços de 2011, correspondente a um incremento de 48% face ao preço assumido para o ano base.

CAPÍTULO 5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

5. Considerações finais

Da análise desenvolvida no presente estudo destacam-se os seguintes aspectos-chave caracterizadores do sector energético nacional:

- Portugal possui uma **reduzida autonomia energética** (medida pelo quociente entre a produção e o consumo de energia primária), ocupando a 22.^a posição no conjunto dos 27 países membros da União Europeia (ficando apenas à frente do Luxemburgo, do Chipre, da Irlanda e da Itália) com um rácio da ordem dos 17,8% em 2008 correspondente a 38% da média da Europa dos 27.
- Em termos do rácio de **intensidade energética** (dado pelo consumo de energia primária por unidade de PIB) Portugal ocupa a 13.^a posição com um indicador de 181,5 face a 167,1 para o conjunto dos 27 países membros da União Europeia (+14,4 pontos ou 8,6%), o que reflecte uma menor eficiência na utilização dos recursos energéticos.
- Verifica-se uma **forte dependência das importações de energia** que representaram, em termos de importações líquidas, cerca de 80% do consumo total de energia primária em 2009, com uma preponderância do petróleo (65% das importações brutas em toneladas equivalentes de petróleo e 75% em valor). A produção doméstica de energia primária concentrou-se nas fontes de energia renováveis, com as lenhas e resíduos vegetais a representarem 42% do total em 2009.
- O **sector dos transportes** é responsável por 70% do consumo nacional de petróleo (em tep) e a **produção de electricidade** é a segunda forma mais importante de consumo de energia final (em tep), com um peso, em 2009, de 22,8% do consumo total de energia final e a seguinte repartição por sectores económicos: o sector dos serviços consome 35% do total de electricidade, a indústria é responsável por 32%, o sector doméstico por 30% e os sectores da agricultura e pescas e dos transportes apresentam pesos residuais de 2% e de 1%, respectivamente.
- As **importações de energia** afectam significativamente a balança externa portuguesa, registando-se uma forte sensibilidade à evolução do preço dos combustíveis fósseis nos mercados internacionais. O défice da balança energética foi, em média, no período 2000-2009, de 5.017 milhões de euros, registou valores de 8.048 milhões de euros em 2008 e de 4.886 milhões de euros em 2009 (ano em que o peso na balança de bens foi de 28%), além de que, de acordo com as estimativas do Gabinete de Estratégia e Estudos do Ministério da Economia deverá atingir em 2010 um valor de cerca de 5.848 milhões de euros.

5. Considerações finais (cont.)

Da análise desenvolvida no presente estudo destacam-se os seguintes aspectos-chave caracterizadores do sector energético nacional (cont.):

- Comparativamente com as tarifas de electricidade praticadas em média na zona Euro, as tarifas de electricidade praticadas em Portugal em 2010 são, de acordo com os dados do Eurostat, inferiores, tanto no consumo doméstico como no consumo industrial, em 11,4% e em 2,6%, respectivamente.
- O sector eléctrico nacional apresenta um **elevado grau de concentração empresarial**, com o Grupo EDP a deter posições dominantes na produção (ex. estima-se que o peso da EDP, em termos de potência instalada, seja actualmente, directa ou indirectamente, de cerca de 77% em regime ordinário, de 43% nas mini-hídricas e de 24% nas eólicas), na distribuição (monopólio em regime de concessão de serviço público) e na comercialização em mercado regulado (EDP SU) e em mercado liberalizado (EDP Comercial). O mercado nacional representou, em 2009, cerca de 60% do volume de negócios do Grupo EDP e a performance económico-financeira da empresa, com excepção apenas da actividade de comercialização, caracterizou-se por margens e rentabilidades elevadas.
- Tanto a produção de energia eléctrica em regime ordinário, como a produção em regime especial gozam de **regimes de subsidição da produção/potência instalada**. No caso da produção em regime ordinário, os regimes de CAE, CMEC e garantia de potência reduzem muito significativamente a exposição dos produtores aos riscos de procura, de preço dos combustíveis e de evolução do preço de mercado da electricidade (pagamentos pela disponibilidade e repercussão do preço dos combustíveis nas receitas).
 - ✓ A produção em regime especial, por seu lado, goza de prioridade de escoamento e de tarifas próprias.
 - ✓ De acordo com a análise desenvolvida concluiu-se que, em termos históricos, os custos unitários médios anuais de aquisição de electricidade aos produtores em regime especial têm sido superiores aos custos de aquisição a produtores em regime ordinário (ex. em 2009, ano em que o preço médio do petróleo *brent* se situou nos 61,9 dólares por barril, o custo unitário da electricidade foi de 77,7 euros por MWh relativamente aos CAE, 72,0 euros por MWh no caso dos CMEC, de aproximadamente 92 euros por MWh para a produção eólica, e de 96,2 euros por MWh em termos médios para a globalidade da produção em regime especial).

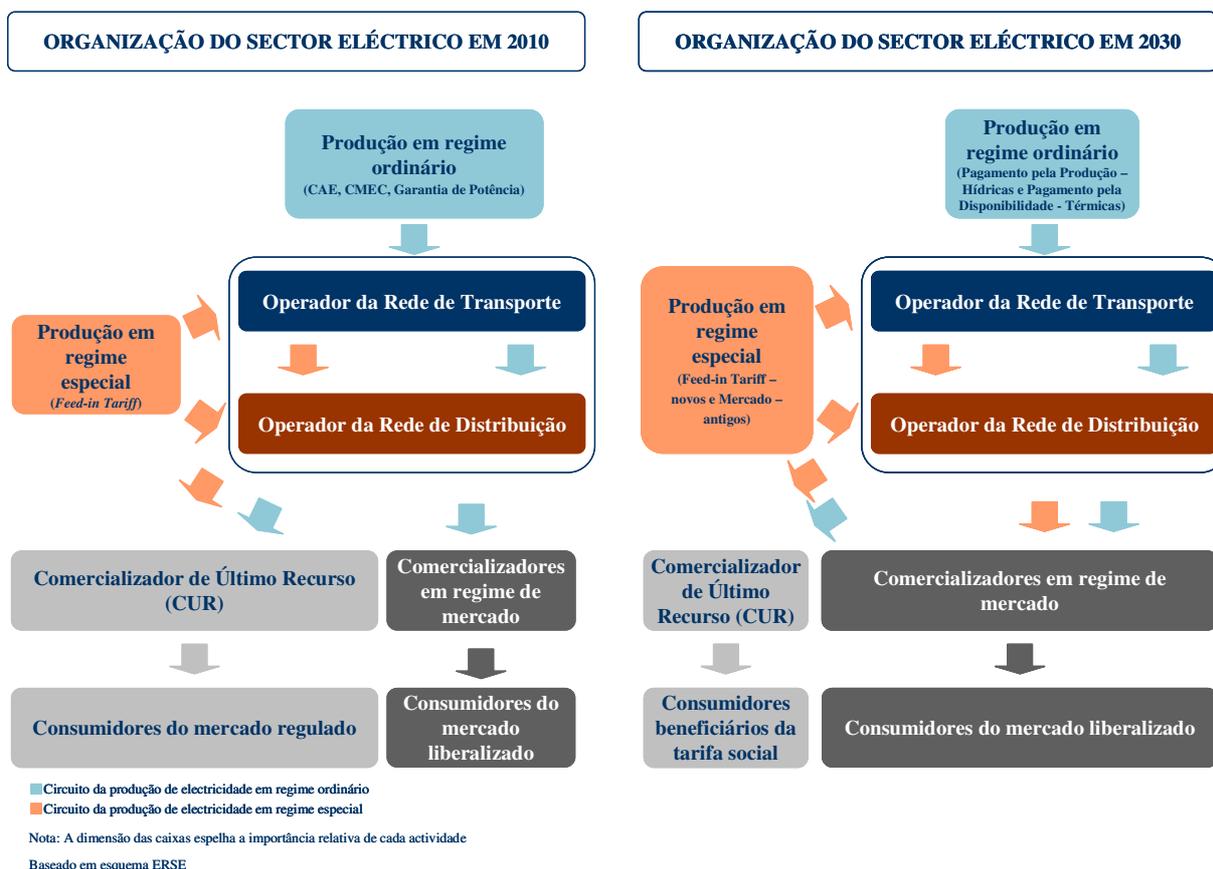
5. Considerações finais (cont.)

Da análise desenvolvida no presente estudo destacam-se os seguintes aspectos-chave caracterizadores do sector energético nacional (cont.):

- O preço da electricidade no MIBEL não reflecte o custo de produção da electricidade, uma vez que (i) os produtores em regime ordinário auferem preços superiores ao preço que é formado no mercado, por via dos regimes de CAE, CMEC e garantia de potência, e (ii) a PRE não entra na formação do preço, sendo adquirida directamente pela EDP SU aos produtores em regime especial.
- O **défice tarifário do sector eléctrico era de 1.759 milhões de euros em Dezembro de 2010** tendo sido gerado, em grande parte, no ano de 2008, em resultado da subida não antecipada do preço dos combustíveis nos mercados internacionais e da “fuga” de consumidores do mercado liberalizado para o mercado regulado.
- As políticas energéticas prosseguidas (ex. regimes de subsidiação da produção, convergência tarifária das regiões autónomas, amortização do défice tarifário) e a repercussão dos respectivos custos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores do mercado regulado e do mercado liberalizado conduziram a um **peso de 35% da tarifa de uso global do sistema no total dos custos orçamentados para o sector eléctrico em 2011.**

5. Considerações finais (cont.)

Por outro lado, identificou-se um conjunto de tendências de evolução do sector eléctrico nacional que, a materializarem-se, implicam alterações ao modelo de organização do sector conforme esquematicamente apresentado nas figuras seguintes:



A evolução da organização do sector eléctrico nacional é influenciada, nomeadamente, pelos seguintes factores:

- O PNAER prevê um forte investimento até 2020 em produção de electricidade com base em fontes de energia renovável, conduzindo (i) a um maior peso da produção em regime especial no consumo de electricidade, (ii) a capacidades térmicas subutilizadas na medida em que passam a existir essencialmente para segurança de abastecimento, dada a intermitência / irregularidade das fontes de energia renováveis.
- A potência actualmente instalada em regime especial, mais concretamente a eólica, deixará em grande parte de beneficiar da *feed-in tariff*, no limite, entre 2020 e 2025. Sendo o período de vida útil dos parques eólicos de cerca de 20 anos, nos 5 últimos anos de operação a energia produzida será vendida no mercado, mantendo-se, previsivelmente, no entanto, a prioridade de acesso à rede. É contudo expectável que os novos investimentos continuem a beneficiar de um mecanismo de tarifas fixas.

5. Considerações finais (cont.)

- Quanto à produção em regime ordinário, (i) os Contratos de Aquisição de Energia em vigor terminam em 2021 no caso da Tejo Energia e em 2024 relativamente à Turbogás, e (ii) as centrais termo e hidroeléctricas actualmente com Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual deixam de beneficiar deste regime até 2027. É expectável que a potência termoeléctrica instalada venha a ser remunerada em grande parte mediante pagamentos pela disponibilidade, caso o plano de investimentos constante do PNAER seja implementado, e que as grandes hídricas, que se incluem nas fontes de energia renováveis, sejam pagas pela produção.
- Por último, no que respeita à comercialização, a tendência é no sentido do aumento dos consumidores em mercado liberalizado, passando o mercado regulado apenas a ser aplicável aos consumidores economicamente mais vulneráveis, beneficiários de uma tarifa social.

Por fim, analisaram-se os investimentos previstos no PNAER (Cenário PNAER), desenvolveram-se dois cenários alternativos (o Cenário Intermédio em que apenas são realizados os investimentos relativos a projectos já adjudicados e o Cenário de Investimento Mínimo em que apenas são realizados os investimentos mínimos para a satisfação do consumo de ponta) e aferiram-se os respectivos impactos económico-financeiros previsíveis, tendo-se concluído que:

- Os investimentos previstos realizar em fontes de energia renovável em regime especial não são dirigidos ao consumo previsto em ponta, mas sim ao cumprimento das metas assumidas por Portugal junto da União Europeia (31% de peso das fontes de energia renováveis no consumo de energia final).
- No que respeita ao cumprimento da meta de 60% do peso do consumo de electricidade proveniente de fontes de energia renováveis, verifica-se que, em 2020, de acordo com os pressupostos assumidos pelo BPI no presente Estudo, nomeadamente quanto aos factores de utilização das diversas tecnologias de produção de electricidade, este indicador atinge 54% no Cenário PNAER, 48% no Cenário Intermédio e 36% no Cenário de Investimento Mínimo.

5. Considerações finais (cont.)

- O volume de investimento a realizar, em potência instalada e em valor (a preços de 2011) ascende, em cada um dos cenários analisados, a:

| (potência em MW, investimento em milhões de euros) | Investimento Previsto nos diferentes cenários (até 2020) | | | | | |
|---|--|---------------|--------------------|---------------|--------------------------------|--------------|
| | Cenário PNAER | | Cenário Intermédio | | Cenário de Investimento Mínimo | |
| | Potência | Investimento | Potência | Investimento | Potência | Investimento |
| Reforços de potência hídrica (EDP) | 1.951 | 1.236 | 1.951 | 1.236 | 1.951 | 1.236 |
| 2 novos aproveitamentos hidroeléctricos (EDP) | 248 | 372 | 248 | 372 | 248 | 372 |
| Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico | 2.204 | 3.306 | 2.204 | 3.306 | 2.204 | 3.306 |
| Novas Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural | 1.660 | 1.079 | 1.660 | 1.079 | 830 | 540 |
| Aumento de potência eólica | 2.619 | 3.405 | 2.400 | 3.120 | 0 | 0 |
| Aumento de potência mini-hídrica | 340 | 408 | 82 | 98 | 0 | 0 |
| Aumento de potência solar | 1.344 | 4.704 | 160 | 558 | 0 | 0 |
| Aumento de potência energia das ondas | 245 | 980 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Aumento de potência biomassa e geotermia | 355 | 888 | 250 | 625 | 0 | 0 |
| Total | 10.966 | 16.378 | 8.955 | 10.395 | 5.233 | 5.454 |

- O investimento em nova potência instalada previsto no PNAER até 2020 é de 10.966 MW, com um peso de 40% das centrais hidroeléctricas, de 24% de potência eólica, de 15% de centrais termoeléctricas a gás natural e de 12% de potência solar. Estima-se que 82% da potência e 63% do investimento previstos no Cenário PNAER já tenham sido atribuídos, ou seja, 8.955 MW e 10.395 milhões de euros (Cenário Intermédio).
- Sem considerar os compromissos assumidos por Portugal no âmbito do Pacote 20-20-20, para satisfação do consumo estimado em ponta até 2020, teriam, no mínimo, que ser efectuados os seguintes investimentos (ascendentes a 5.233 MW):
 - ✓ Construção das novas barragens previstas no PNBEPH com uma potência associada de 2.204 MW e capacidade de armazenamento;
 - ✓ Realização de investimentos de reforço de potência de aproveitamentos hidroeléctricos já existentes e detidos pela EDP, com uma potência instalada adicional de 1.951 MW;
 - ✓ Construção (já em curso pela EDP) dos dois novos aproveitamentos hidroeléctricos de Ribeiradio (77 MW) e Baixo-Sabor (171 MW);
 - ✓ Construção da central termoeléctrica de Sines com uma potência de 830 MW.

5. Considerações finais (cont.)

- O valor do investimento previsto realizar até 2020, a preços de 2010, ascende a cerca de 16.378 milhões de euros no Cenário PNAER, obtendo-se nos dois cenários alternativos uma redução substancial do montante do investimento e garantindo-se, ainda assim, a potência instalada necessária para a resposta ao consumo de ponta:
 - (i) No Cenário Intermédio obtém-se uma redução de 37% no montante de investimento, ou seja, 5.983 milhões de euros;
 - (ii) No Cenário de Investimento Mínimo atinge-se uma redução de 67% no montante de investimento, ou seja, 10.924 milhões de euros.
- De acordo com as estimativas desenvolvidas, o custo global anual de produção de electricidade até 2020 a preços de 2011, comparativamente com o Cenário de Investimento Mínimo, é:
 - a) No Cenário PNAER (i) em 2020 superior em 558 milhões de euros (+10,7%) e (ii) em termos acumulados entre 2011 e 2020 superior em 3,1 mil milhões de euros (+6,4%);
 - b) No Cenário Intermédio (i) em 2020 superior em 231 milhões de euros (+4,4%) e (ii) em termos acumulados superior em 1,7 mil milhões de euros (+3,6%).
- Da análise efectuada conclui-se, ainda, que o investimento em potência solar não é actualmente financeiramente justificável devendo ser reequacionado, uma vez que conduz a um agravamento muito substancial dos custos de produção de electricidade em Portugal. Na realidade, o investimento em potência solar apresenta valores por MW substancialmente mais elevados do que as demais tecnologias (por exemplo, 2,7 vezes o valor do investimento por MW em potência eólica), factores de utilização da potência instalada inferiores (19,6% face a 26,2% relativamente à produção eólica) e custos de produção por MWh mais elevados (243 euros por MWh face a 71 euros por MW no caso da produção eólica, a preços de 2011).
- Considerando a manutenção ao longo do período de projecções do preço do petróleo *brent* nos mercados internacionais nos níveis considerados para o ano base (97,8 dólares por barril) e os pressupostos de custeio unitário e de disponibilidade desenvolvidos pelo BPI, a não realização dos investimentos previstos em fontes de energia renovável incluídas na produção em regime especial e da nova central termoeléctrica de Lavos seria financeiramente mais vantajosa do que a implementação do PNAER.

5. Considerações finais (cont.)

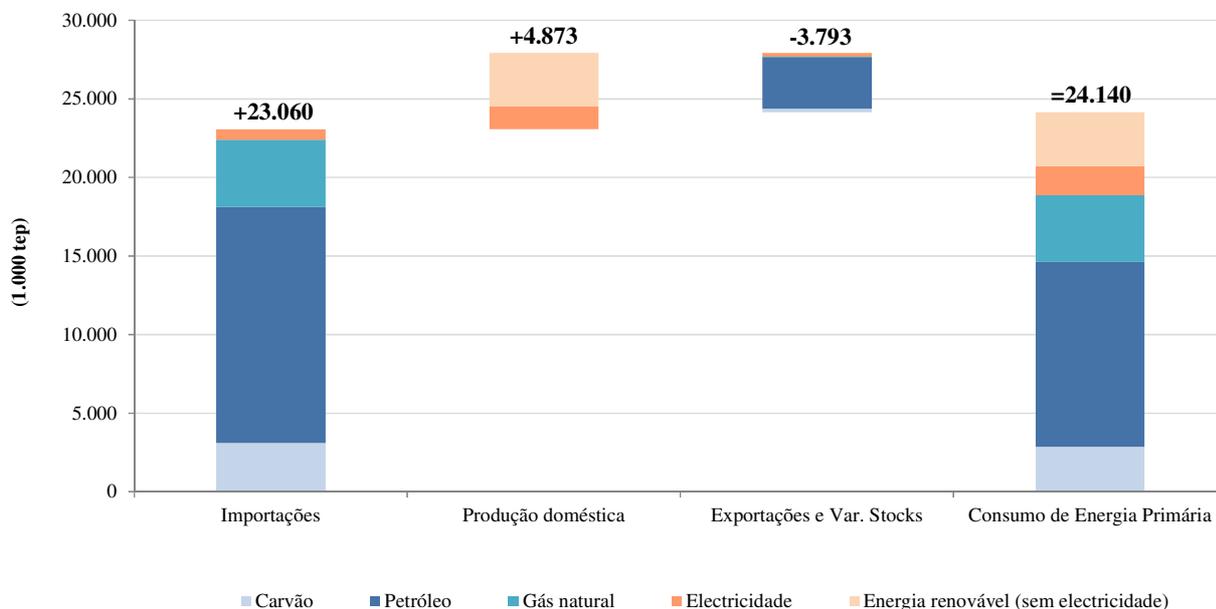
- Acresce que, para que tais investimentos se justifiquem do ponto de vista económico, ou seja, para que os custos associados à produção de electricidade no Cenário PNAER e no Cenário de Investimento Mínimo se iguallassem em 2020, seria necessário que o preço do petróleo *brent* nos mercados internacionais aumentasse para 172,1 dólares por barril a preços de 2011 (+76% face à média dos preços diários entre 01 de Janeiro e 16 de Fevereiro de 2011).
- De acordo com os pressupostos assumidos e com os cálculos simplificadores desenvolvidos, apenas uma das novas centrais termoeléctricas seria suficiente para segurança de abastecimento, (assumindo o descomissionamento das centrais do Carregado, Setúbal e Tunes e a redução da potência da central a carvão de Sines para 800 MW), pelo que não seria necessária a realização do investimento na nova central termoeléctrica de Lavos.
- Por último, tendo em consideração que o aumento de potência em fontes de energia renovável em regime especial não é necessário para fazer face a necessidades de consumo de electricidade nacionais, apresentando um carácter substitutivo de potência já instalada, deve ser equacionado, eventualmente ao abrigo do n.º 2 do artigo 5.º da Directiva 2009/28/CE, (i) o adiamento do investimento, aguardando por um contexto mais favorável em termos de endividamento e dos mercados financeiros internacionais, e/ ou (ii) a revisão do objectivo nacional para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia em 2020.

ANEXOS

ANEXO 1 - BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL EM 2009

Decomposição da Energia Primária em 2009 (1.000 tep)

O gráfico seguinte apresenta a decomposição, por origem e fonte, do **consumo de energia primária** em Portugal em 2009:



Fonte: Balanço Energético provisório para 2009, Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

Nota 1: Tonelada equivalente de petróleo (tep)

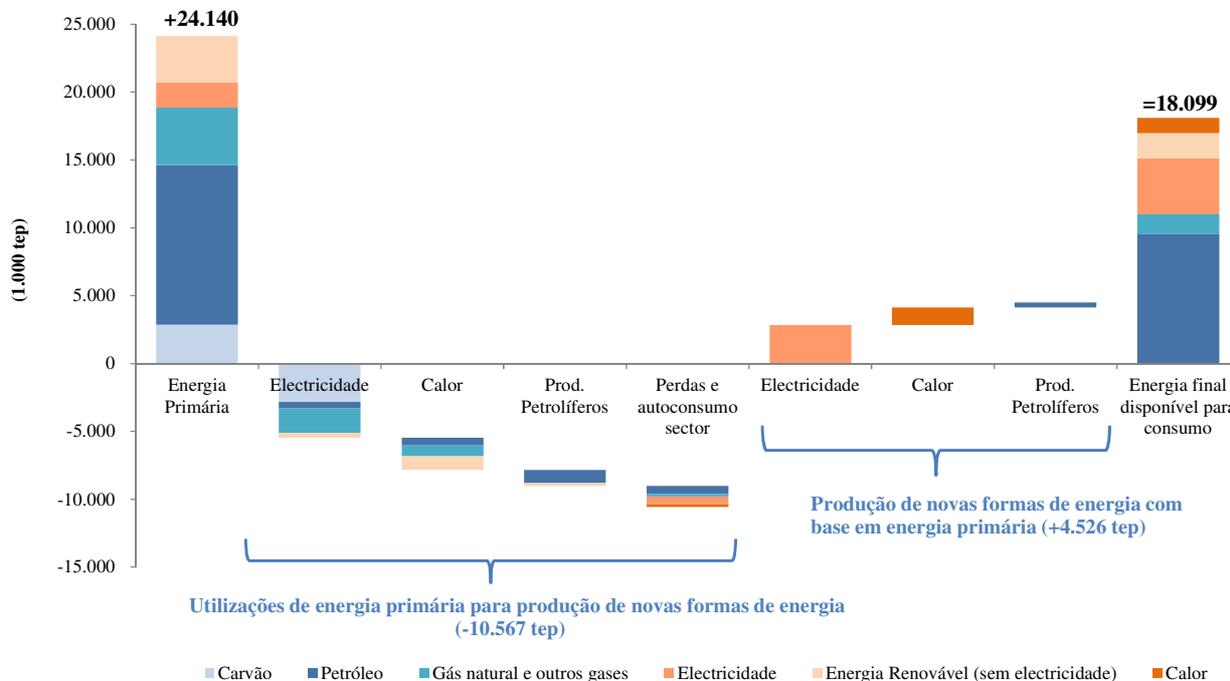
Nota 2: Na energia primária de origem doméstica incluem-se (i) a electricidade que engloba hidroelectricidade, eólica, fotovoltaica e geotérmica, e (ii) energia renovável excluindo electricidade que, por sua vez, inclui lenhas e resíduos vegetais, licores sulfíticos, solar térmica, resíduos sólidos urbanos, biodiesel, biogás e resíduos industriais (note-se que ainda que os resíduos industriais não sejam considerados energia renovável incluíram-se nesta rubrica dado o seu reduzido peso).

Da análise do gráfico anterior conclui-se que:

- A produção doméstica de energia primária representou 20% do total de energia primária consumida e as importações líquidas de exportações e de variação de stocks 80% do total.
- Nas importações de energia primária o petróleo foi o produto mais representativo com 65% do total, seguindo-se o gás natural com 19%, o carvão com 13% e a electricidade com 3%.
- Em 2009, a produção doméstica de energia primária foi composta por electricidade com um peso de 30% do total (da qual 53% hídrica, 45% eólica, 1% fotovoltaica e 1% geotérmica) e por outras formas de energia renovável com 70% do total (das quais lenhas e resíduos vegetais com 60% e licores sulfíticos com 24%).
- A energia primária consumida em 2009 atingiu 24.140 mil toneladas equivalentes de petróleo.

Decomposição da Energia Final em 2009 (1.000 tep)

O gráfico seguinte apresenta a decomposição do **consumo de energia final** em Portugal em 2009:



Fonte: Balanço Energético provisório para 2009, Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

Nota 1: Tonelada equivalente de petróleo (tep)

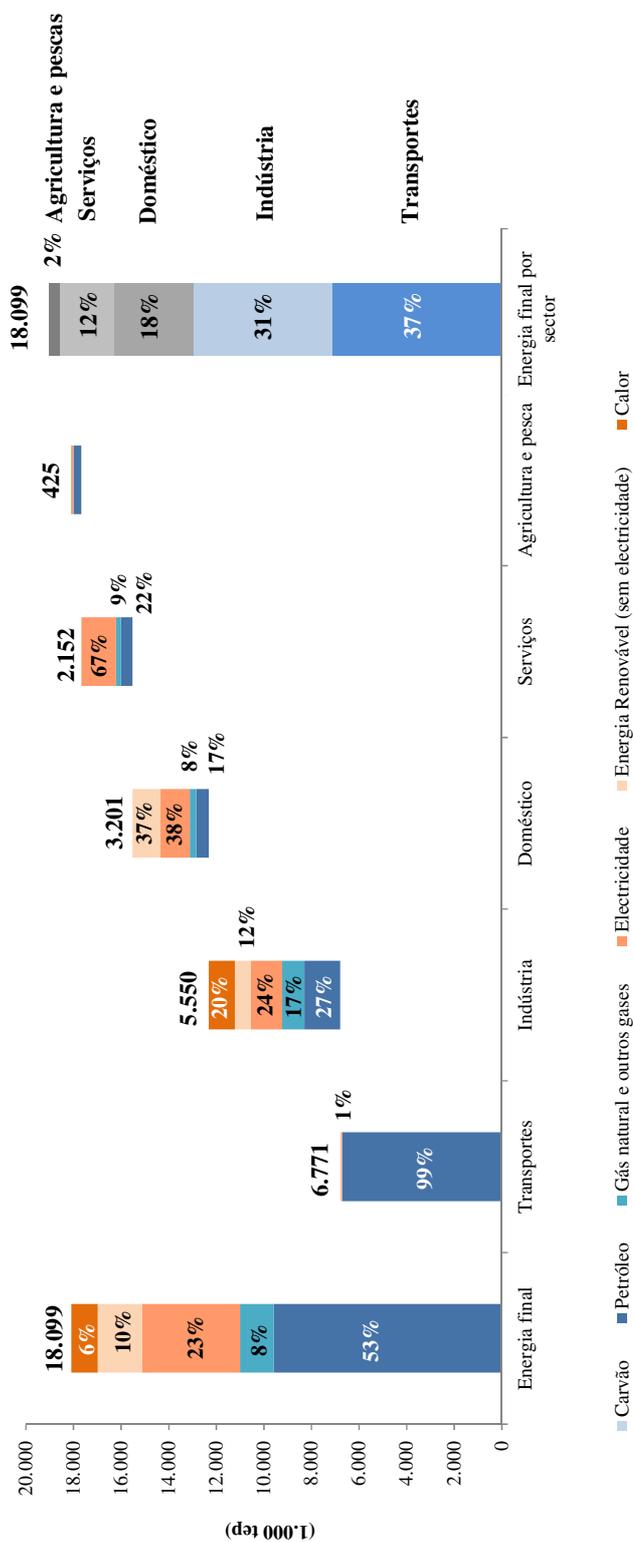
Nota 2: A energia renovável (sem electricidade) disponível para consumo de energia final respeita, essencialmente, a lenhas e resíduos vegetais utilizados pelo sector doméstico (67%) e pelo sector industrial (33%).

Verifica-se assim que:

- A energia primária consumida em 2009 foi utilizada da seguinte forma:
 - 23% para a produção de electricidade, da qual 52% com base em carvão, 34% em gás, 8% em petróleo e 6% em outra energia;
 - 10% para a produção de calor, da qual 42% com base em energia renovável (excluindo electricidade), 34% em gás e 24% em petróleo;
 - 5% para a produção de produtos petrolíferos e petroquímica, da qual 81% com base em petróleo e 19% em energia renovável (excluindo electricidade);
 - 6% para auto-consumo do sector energético e perdas de transporte e distribuição;
 - 56% directamente para consumo final.
- Adicionalmente, a energia primária utilizada na produção de novas formas de energia permitiu gerar 4.526 mil tep de energia final repartida entre electricidade (63%), calor (29%) e produtos petrolíferos (8%).
- Desta forma, a energia final disponível para consumo foi de 18.099 mil tep repartida entre petróleo (53%), electricidade (23%), energia renovável sem electricidade (10%) e calor (6%).

Repartição do consumo de Energia Final (1.000 tep)

Por último, no gráfico seguinte apresenta-se a repartição do **consumo de energia final** em Portugal em 2009, por sector consumidor e tipo de fonte:



Fonte: Balanço Energético provisório para 2009, Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

Nota 1: Tonelada equivalente de petróleo (tep)

ANEXO 2 - ENQUADRAMENTO LEGAL E SUA EVOLUÇÃO

Enquadramento Legal

A evolução do ordenamento jurídico do sector eléctrico nacional caracteriza-se, no essencial, por duas etapas marcantes: uma primeira, com a nacionalização das empresas concessionárias das actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade, consumando o monopólio do Estado no sector eléctrico que até então assentava em concessões públicas atribuídas a entidades privadas; e uma segunda, iniciada na década de 90, com a reforma do sistema e a liberalização do sector, tendo em vista a criação, no âmbito das políticas europeias, de um mercado interno de electricidade a nível comunitário.

A estrutura organizativa do sector eléctrico da década de 40, que vigorou até 1975, assentava, quanto ao regime do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, na outorga de concessões do estado a cidadãos ou empresas portuguesas.

Em 1975, e à semelhança do que aconteceu nos restantes sectores da actividade económica do País, assistiu-se à nacionalização do sector eléctrico, tendo-se determinado a criação de uma entidade jurídica resultante da reestruturação das empresas concessionárias, a EDP, à qual foi atribuído, em regime exclusivo e por tempo indeterminado, o exercício do serviço público de produção, transporte, e distribuição de energia eléctrica em todo o território nacional.

Em 1988 deu-se um passo significativo na inversão do regime de monopólio do Estado, na medida em que se liberalizou a actividade de produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis e da co-geração (produção em regime especial), a qual passou a poder ser exercida por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado.

A década de 90 é marcada pela reprivatização da EDP, pelo estabelecimento das primeiras regras comuns com vista à criação do Mercado Interno da Electricidade (MIE), pela criação de uma entidade administrativa independente para o sector, a ERSE, e pelo início da liberalização do sector com a definição, em 1995, do sistema Eléctrico Nacional (SEN), baseado na coexistência de 2 subsistemas: o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) que se traduzia num mercado regulado; e o Sistema Eléctrico Independente ou Não vinculado (SENV), que consubstanciava o mercado liberalizado.

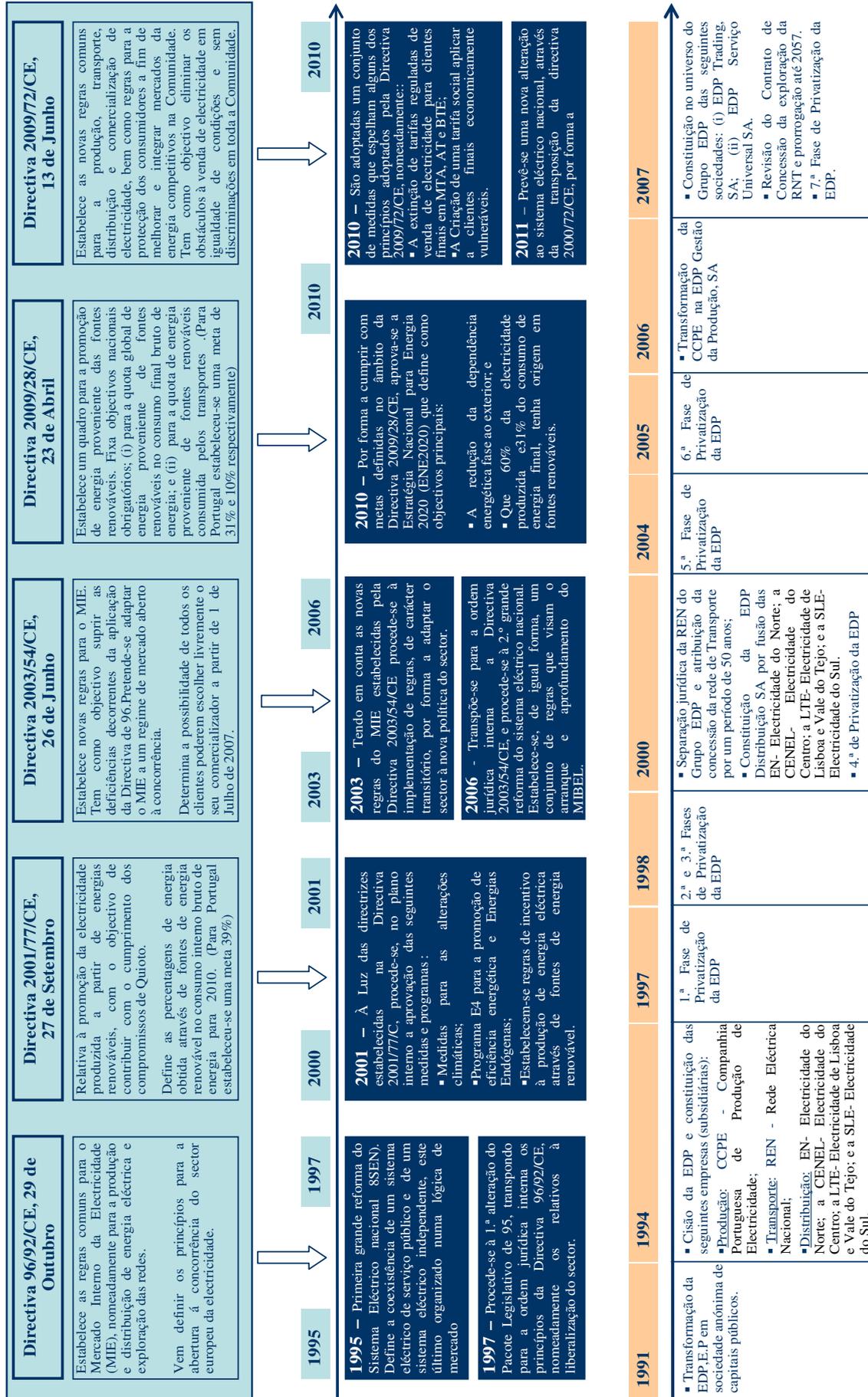
Entretanto, em 2006, com a evolução do funcionamento do mercado da energia, com o aprofundamento do processo de liberalização (tendo em vista o desenvolvimento do mercado ibérico de electricidade, o MIBEL) e com a aprovação de novas directrizes comunitárias, são estabelecidos novos princípios de organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional transpondo, desta forma, os princípios da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho. Com este novo quadro estabelece-se um SEN integrado, em que a produção (regime ordinário/regime especial) e comercialização são exercidas em regime de concorrência (mediante atribuição de licença), e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante concessões de serviço público.

Em 2007, e com a entrada em funcionamento, em toda a sua dimensão, do MIBEL em Portugal (o mercado *spot* para Portugal), foram aprovadas medidas com vista ao incentivo à concorrência e liberalização no MIBEL. Entre estas medidas destaca-se a concretização efectiva da cessação antecipada dos contratos de aquisição de Energia (CAE).

Desde 2009, e com a aprovação de uma nova Directiva para o MIE (a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho), têm vindo a ser tomadas medidas em linhas com as directrizes comunitárias para a concretização de um Mercado Interno da Electricidade plenamente operacional.

Tendo em conta o supra exposto, apresenta-se, de seguida, a evolução geral do quadro legislativo nacional e comunitário, bem como, em particular, a evolução de determinadas matérias pela importância que as mesmas assumem no presente Estudo.

Evolução do Marco Legal



Legislação Comunitária

Legislação Comunitária

1990

Directiva
90/547/CE,
29 Outubro

Determina as condições e disposições necessárias que os Estados-Membros da Comunidade devem adoptar para facilitar o trânsito de electricidade entre grandes redes de transporte de alta tensão.

1996

Decisão
96/391/CE,
28 de Março

Determina o conjunto de acções destinadas a criar um contexto mais favorável ao desenvolvimento das redes transeuropeias de energia e a interoperabilidade dessas redes à escala comunitária.

Decisão
1254/96/CE,
5 de Junho

Define a natureza e o alcance da acção de orientação comunitária em matéria de redes transeuropeias de energia e estabelece um conjunto de orientações que abrangem os objectivos, as prioridades e as grandes linhas das acções da Comunidade em matéria de redes transeuropeias de energia. Estas orientações identificam projectos de interesse comum no domínio das redes transeuropeias de electricidade e de gás natural.

Directiva
96/92/CE,
19
Dezembro

- Estabelece os princípios comuns para o mercado da electricidade, mais especificamente para a produção, transporte e distribuição de electricidade, para organização e funcionamento do sector eléctrico e para a exploração das redes.
- Define princípios da abertura à concorrência do sector europeu da electricidade, tratando fundamentalmente quatro importantes aspectos da liberalização: (i) a concorrência na produção, (ii) o acesso de terceiros às redes de transporte e de distribuição, (iii) a separação contabilística por actividade regulada (“*unbundling*”) e (iv) designação de organismos competentes com funções de entidades reguladoras.

2001

Directiva
2001/77/CE,
27 Setembro

- Relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia no mercado interno da electricidade; teve como objectivo contribuir para o cumprimento dos compromissos de Quioto e definir a percentagem de energia obtida a partir de fontes renováveis no consumo interno bruto de energia em 2010.
- Metas definidas para 2010: (i) 12% de quota de consumo interno bruto de energia deverá ser proveniente de fontes de energia renovável (ii) e 22% da quota de electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável no consumo total de electricidade da Comunidade.
- Relativamente às metas individuais de cada Estado-Membro, Portugal foi um dos Estados-Membros mais ambiciosos, ao determinar uma meta de 39% do consumo bruto de electricidade a partir de fontes de energias renovável para o ano 2010.

2002

Decisão
2002/358/ CE,
25 de Abril

- Define metas diferenciadas para cada um dos Estados-Membros da União Europeia de modo a não pôr em causa a meta comunitária de 8% de redução global das emissões de gases (GEE) com efeito de estufa no primeiro período de Cumprimento do Protocolo de Quioto (2008-2012) face aos valores de 1990.
- Através deste Acordo Portugal obriga-se a limitar nesse período o aumento das suas emissões de GEE em 27% sobre o valor verificado em 1990.

Legislação Comunitária

2003

Directiva
2003/30/CE,
8 de Maio

Promove a utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis, em substituição do gasóleo ou da gasolina para efeitos de transporte, em cada Estado-Membro, por forma a contribuir para o alcance de objectivos tais como: o cumprimento dos compromissos relativos às alterações climáticas, à segurança do abastecimento de forma que não prejudique o ambiente e à promoção das fontes de energia renovável.

Regulamento
1128/2003/CE
de 26 de
Junho

Estabelece regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de electricidade, tendo em conta as especificidades dos mercados nacionais e regionais, o que implicará a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de electricidade e o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.

Directiva
2003/54/CE,
26 de Junho

- Estabelece as novas regras comuns para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de electricidade, para a organização e funcionamento do sector, e para a exploração de redes, determinando, ainda, a possibilidade de todos os clientes poderem escolher livremente o seu comercializador a partir de 1 de Julho de 2007.
- Dota os consumidores e empresas de electricidade de um novo conjunto de direitos, nomeadamente:
 - (i) direito de escolha: a partir de Julho de 2004, todos os consumidores comerciais e industriais passam a ter liberdade de escolha do seu fornecedor e, a partir de 1 de Julho de 2007, todos os consumidores de energia eléctrica passam a poder escolher livremente o seu fornecedor;
 - (ii) acesso às redes: todos os agentes passam a ter o direito de utilizar as redes de distribuição e de transporte de energia, incluindo as interligações, mediante o pagamento de tarifas reguladas.
- Cria as figuras de operador de rede de transporte e operador de rede de distribuição e determina que sejam independentes do ponto de vista contabilístico e jurídico.

Directiva
2003/87/CE,
de 13 de
Outubro

Cria um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, a fim de promover a redução das emissões de gases com efeito de estufa em condições que ofereçam uma boa relação custo-eficácia e sejam economicamente eficientes.

Decisão
2003/796/CE,
de 11 de
Novembro

Estabelece o grupo consultivo independente relativo à electricidade e ao gás, denominado Grupo Europeu de Reguladores da Electricidade e do Gás.

2004

Directiva
2004/8, 11
de Fevereiro

Com o objectivo de aumentar a eficiência energética e a segurança do abastecimento, cria um quadro para a promoção e desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência de calor e de electricidade, com base na procura de calor útil e na poupança de energia primária no mercado interno da energia, tendo em conta as condições específicas nacionais, nomeadamente em matéria de condições climáticas e económicas.

Legislação Comunitária

Directiva
2004/101/CE,
de 27 de
Outubro

Altera a Directiva 2003/87/CE, de 13 de Outubro, relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, no que diz respeito aos mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto.

2006

Directiva
2005/89/CE,
18 Janeiro
2006

Estabelece medidas que têm por objectivo garantir a segurança do fornecimento de electricidade, a fim de assegurar (i) o bom funcionamento do mercado interno da electricidade; (ii) um nível adequado de capacidade de produção; (iii) um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura; e (iii) um nível apropriado de interligação entre os Estados-Membros, tendo em vista o desenvolvimento do mercado interno.

Directiva
2006/32/CE,
5 de Abril

Por forma a incrementar a relação custo-eficácia da melhoria da eficiência na utilização final de energia nos Estados-Membros, esta directiva: (i) estabelece objectivos indicativos, bem como mecanismos, incentivos e quadros institucionais, financeiros e jurídicos a fim de eliminar as deficiências e obstáculos do mercado que impedem uma utilização final de energia eficiente; e (ii) cria condições para o desenvolvimento e promoção de um mercado dos serviços energéticos.

Decisão
1364/2006/CE
de 6 de
Setembro

Define a natureza e o âmbito da acção comunitária no que diz respeito à definição de orientações para as redes transeuropeias de energia. Define também um conjunto de orientações que abrangem os objectivos, as prioridades e as grandes linhas de acção da Comunidade no domínio das redes transeuropeias de energia.

2009

Directiva
2009/28/CE,
23 de Abril

- Estabelece um quadro comum para a promoção de energia proveniente das fontes renováveis. Fixa objectivos nacionais obrigatórios; (i) para a quota global de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia; e (ii) para a quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida pelos transportes. Estabelece regras em matéria de transferências estatísticas entre Estados-Membros, projectos conjuntos entre Estados-Membros e com países terceiros, garantias de origem, procedimentos administrativos, informação e formação e acesso à rede de electricidade no que se refere à energia produzida a partir de fontes renováveis. Estabelece critérios de sustentabilidade para os biocombustíveis e biolíquidos.
- Para Portugal define-se a meta de 31% do consumo bruto de electricidade a partir de fontes de energia renovável, para 2020. E uma meta de 10% de energias renováveis nos transportes; esta última comum a todos os Estados-Membros.

Regulamento
713/2009/CE,
de 13 de
Julho

Institui uma Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, por forma a assistir cada uma das entidades reguladores nacionais de cada Estado-Membro.

Regulamento
714/2009/CE,
de 13 de
Julho

Revoga o regulamento 1228/2003/CE, de 26 de Junho e estabelece as novas condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.

Legislação Comunitária

Directiva
2009/72/CE,
13 de Julho

- Revoga a Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho.
- Estabelece as novas regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, bem como regras para a protecção dos consumidores a fim de melhorar e integrar mercados da energia competitivos na Comunidade. Define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector da electricidade e ao acesso aberto ao mercado, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes.
- Das principais novidades destacam-se:
 - (i) Regras para a separação efectiva (através da separação da propriedade) das actividades de Produção e de Comercialização, por um lado, e actividades de Rede por outro, para assegurar a independência total das operações de rede em relação aos interesses da produção e da comercialização. Os Estados-Membros podem optar por 3 tipos distintos de separação e controlo;
 - (ii) Definição do conceito de cliente vulnerável e aprovação de medidas para garantir o fornecimento de electricidade a estes clientes;
 - (iii) Integração dos mercados mediante a cooperação regional - os Estados-Membros e as entidades reguladoras nacionais devem cooperar entre si para efeitos de integração dos seus mercados nacionais, a um ou mais níveis regionais;
 - (iv) Desenvolvimento de fórmulas tarifárias inovadoras ou da introdução de sistemas de contadores inteligentes ou de redes inteligentes, a fim de promover a eficiência energética;
 - (v) Criação de um mecanismo independente, como um provedor para a energia ou um organismo de defesa do consumidor, para o tratamento eficiente das reclamações e a resolução extrajudicial de litígios.

Regulamento
663/2009/CE,
de 13 de
Julho

Cria um instrumento financeiro, intitulado "Programa Energético Europeu para o Relançamento" (EEPR), para o desenvolvimento de projectos no domínio energético na Comunidade, destinado a contribuir, através de estímulos financeiros, para o relançamento económico, a segurança do aprovisionamento energético e a redução das emissões de gases com efeito de estufa.

2010

Regulamento
1233/2010/CE
de 15 de
Dezembro

Altera o Regulamento 663/2009/CE, de 13 de Julho, que estabelece um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projectos no domínio da energia para o relançamento da economia.

Legislação Nacional

Legislação Nacional

1975

Decreto-Lei
205-G/75, de
16 de Abril

Nacionalização das principais empresas concessionárias no âmbito do sector eléctrico.

1976

Decreto-Lei
502/76, de
30 de Junho

Criação da Electricidade de Portugal, E.P. (EDP), que agregou todas as empresas nacionalizadas, sendo-lhe atribuído, em regime de exclusivo e por tempo indeterminado, o exercício público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em todo o território continental.

1977

Lei 46/77,
de 8 de
Julho

Lei de delimitação de sectores que vedou à iniciativa privada o acesso às actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica para consumo público.

1982

Decreto-Lei
344-B/82, 1
de Setembro

Estabelece os princípios gerais da distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, bem como as condições a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração seja feita nesse regime.

1983

Decreto-Lei
351/83, de 1
de Agosto

Atribuição de personalidade e autonomia jurídica do Fundo de Apoio Térmico (FAT), que funciona na dependência directa da EDP, Electricidade de Portugal E.P. (cf. Quadro Correção Hidraulicidade).

1986

Decreto-Lei
202/86, de
22 de Julho

Extinção do FAT e transferência das suas atribuições e competências para a EDP. (cf. Quadro Correção Hidraulicidade).

1988

Decreto-Lei
189/88, de
27 de Maio

Fim do monopólio do Estado com a abertura da actividade de produção de energia eléctrica, a partir de energia renovável e cogeração, a pessoas singulares ou colectivas, desde que verificadas as determinadas condições previstas na lei. (cf. Quadro Tarifas PRE e Quadro Liberalização do Mercado/ MIBEL).

Decreto-Lei
449/88, 10
Dezembro

Alteração da Lei de Delimitação de Sectores, permitindo, sem restrições, o acesso de entidades privadas às actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica para consumo público.

1989

Decreto-Lei
23/89, de 19
de Janeiro

Estabelece critérios para o cálculo de correcção de hidraulicidade na contabilidade da EDP. (cf. Quadro Correção Hidraulicidade).

Legislação Nacional

1990

Decreto-Lei
341/90, 30
Outubro

Altera o Decreto-Lei 344-B/82, de 1 de Setembro. Modifica diversas normas relativas à distribuição no continente de energia eléctrica em baixa tensão.

1991

Decreto-Lei
7/91, de 8 de
Janeiro

Estabelece a transformação da EPD, E.P. em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, a previsão de cisão da mesma e a constituição, por essa via, de novas sociedades.

Decreto-Lei
99/91, de 2
de Março

Estabelece os princípios gerais do regime jurídico do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Cria-se um sistema eléctrico de abastecimento público constituído, por um lado, pela Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), explorada em regime de concessão de serviço público e que compreende a rede de transporte em AT e MT, a rede de interligação e o despacho nacional, e, por outro, por entidades que, em regime contratual, se vinculam ao sistema: a montante os produtores e a jusante os distribuidores.

Decreto-Lei
100/91, de 2
de Março

Regula a actividade e a atribuição da licença de produção de energia eléctrica, no Continente, em instalações com potência aparentemente instalada superior a 10 MVA.

Decreto-Lei
338/91, 10
de Setembro

Corrige a metodologia e os mecanismos a adoptar no cálculo da correcção da hidraulicidade. (cf. Quadro Correcção de Hidraulicidade).

1992

Decreto-Lei
17/92, 5 de
Fevereiro

Altera algumas disposições do Decreto-Lei 344-B/82, de 1 de Setembro, relativo à distribuição no continente de energia eléctrica em baixa tensão.

Portaria
90-B/92, 10
Fevereiro

Estabelece normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios

1994

Decreto-Lei
131/94, de
19 de Maio

Define o quadro jurídico de reestruturação da EDP. Permite a constituição de novas sociedades por destaque das partes do património das sociedades cinditárias da EDP.

1995

Decreto-Lei
182/95, de
27 de Julho

- Revê o modelo organizativo do SEN, mantendo a coexistência de dois subsistemas o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI) :
 - O SEP integra (a) a Rede Nacional de Transporte, (b) os produtores vinculados, e (c) os distribuidores vinculados;
 - O SEI, integra (a) o SENV (os produtores, distribuidores e clientes não vinculados), (b) hidroeléctricas até 10 MVA, (c) energias renováveis com excepção da hidráulica e (e) cogeração;
- Prevê a instituição de uma Entidade Reguladora, independente, a quem são cometidas as funções de estabelecer os mecanismos de regulação do SEN.
- Cria o Fundo de correcção de hidraulicidade.
- Estabelece regras gerais para os CAE.

Legislação Nacional

| | |
|------------------------------------|--|
| Decreto-Lei 183/95, de 27 de Julho | Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de Produção de energia eléctrica do âmbito do SEP e do SENV. |
| Decreto-Lei 184/95, de 27 de Julho | Estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de Distribuição de energia eléctrica do âmbito do SEP e do SENV. |
| Decreto-Lei 185/95, de 27 de Julho | Estabelece o regime jurídico da actividade de Transporte de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional de Energia Eléctrica (SEN) e aprova as bases de concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT). |
| Decreto-Lei 186/95, de 27 de Julho | Separa legislativamente as formas de produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renovável (cobertas pelo Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio), estabelecendo, assim, apenas as disposições relativas à actividade de produção e consumo combinados de energia eléctrica e de energia térmica, mediante o processo de cogeração. |
| Decreto-Lei 187/95, de 27 de Julho | Cria a Entidade Reguladora do Sistema Eléctrico Nacional e estabelece as regras relativas à sua actividade e funcionamento. |
| Decreto-Lei 188/95, de 27 de Julho | Estabelece as disposições relativas à constituição organização e funcionamento da Entidade de Planeamento do Sistema Electroprodutor, entidade responsável (i) pela preparação de planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP e (ii) pela regulação da oferta de energia eléctrica em termos adequados aos clientes do SEP. |
| Decreto-Lei 313/95, 24 Novembro | Regula a produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis (com excepção da hidráulica), sem limite de potência aparente instalada, com excepção dos aproveitamentos hidroeléctricos, cujo limite de potência aparente instalada, no conjunto, continua a ser de 10 MVA. (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| 1996 | |
| RCM 21/96, de 5 de Março | Aprova o programa de privatizações para 96/97, nomeadamente o processo de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, SA. |
| Portaria 347/96, de 8 de Agosto | Estabelece disposições técnicas e de segurança relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração. |
| 1997 | |
| Decreto-Lei 56/97, de 4 de Março | Transpõe para a ordem jurídica interna os princípios Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, reformando o pacote legislativo de 1995, nomeadamente no que respeita: (i) ao planeamento do sistema electroprodutor do SEP; (ii) à abertura do mercado; e (iii) ao lançamento de concursos para atribuição de licenças segundo critérios de transparência e de não discriminação. |

Legislação Nacional

| | |
|---|--|
| Decreto-Lei 78-A/97, de 7 de Abril | Aprova a 1. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP – Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 65/97, de 17 de Abril | Aprova o programa de privatizações para o biénio de 98/99, entre elas, a continuação do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, SA. |
| RCM 68/97, de 2 de Maio | Regulamenta a 1. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| Portaria 166/97, 8 Maio (2. ^a série) | Define, em resultado da integração no SEP de diversas empresas resultantes da cisão da EDP, definir a afectação dos movimentos da conta de correcção de hidraulicidade a essas várias entidades. |
| RCM 82/97, de 27 de Maio | Fixa o preço de venda das acções a alienar na 1. ^a fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 95/97, de 17 de Junho | Fixa a quantidade de acções a alienar na 1. ^a fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| Decreto-lei 315/97, 19 Novembro | Aprova a 2. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| 1998 | |
| Decreto-Lei 94-C/98, 17 de Abril | Aprova a 3. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 65/98, de 1 de Junho | Regulamenta a 3. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA. |
| RCM 69/98, de 9 de Junho | Aprova as condições finais e concretas da 2. ^a fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA (EDP). Estabelece o lote de acções que vai ser alienado: acções representativas de 2.25% do capital social da EDP. |
| RCM 71/98, de 25 de Junho | Fixa a quantidade de acções a alienar no âmbito da 3. ^a fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, SA (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 72/98, de 29 de Junho | Cria, na dependência da Ministra do Ambiente, a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), responsável pela elaboração da estratégia nacional para as alterações climáticas. |

Legislação Nacional

1999

Decreto-Lei
24/99, de 28
de Janeiro

Revoga o n.º 1 do artigo 27.º do Decreto-Lei 182/95 de 27 de Julho, (bases da organização do SEN), artigo este que previa que as entidades titulares de licenças de distribuição de energia eléctrica em MT e AT apenas podiam ser detentoras de uma única licença desta categoria.

Decreto-Lei
168/99, de
18 de Maio

Revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do Sistema Eléctrico Independente, que se baseia na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos. (cf. Quadro Tarifas PRE).

Decreto-Lei
538/99, 13
Dezembro

Revê o regime da actividade de cogeração. De salientar: (i) a alteração do tarifário aplicável ao fornecimento para a rede do SEP da energia eléctrica produzidas em instalações de cogeração; (ii) o alargamento das situações em que é autorizado o fornecimento da energia eléctrica produzida a terceiros; (iii) a alteração dos mecanismos conducentes à definição de pontos de interligação das instalações de cogeração, por forma a garantir uma mais completa equidade entre os promotores; e (iv) alteração das regras para definição da potência máxima de ligação das instalações de cogeração à rede do SEP.

2000

Decreto-Lei
141/2000, de
15 de Julho

Aprova a 4.ª fase do processo de reprivatização da EDP – Electricidade de Portugal, SA (Cf. Quadro Evolução EDP).

Decreto-Lei
198/2000, de
24 Agosto

Revoga a Portaria 166/97, de 8 de Maio e estabelece que a gestão da conta de correcção de hidraulicidade passa a ser efectuada, em exclusivo, pela entidade concessionária da RNT conforme Decreto-Lei 338/91, de 10 de Setembro (cf. Quadro Correção de Hidraulicidade).

Portaria
987/2000, 14
de Outubro

Estabelece, dentro do SEP, os critérios a adoptar nos movimentos do mecanismo de correcção de hidraulicidade. (cf. Quadro Correção de Hidraulicidade).

2001

Portaria
437/2001, 28
de Abril

Fixa o valor das rendas a pagar pelo concessionário distribuidor de energia eléctrica ao município concedente, pela concessão da distribuição de energia eléctrica em BT.

Portaria
454/2001, de
5 de Maio

Aprova o novo contrato tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão.

RCM
59/2001, de
30 de Maio

Aprova a estratégia para as alterações climáticas. De destacar: (i) a ratificação do protocolo de Quioto e (ii) o cumprimento do objectivo de limitação de gases.

RCM
154/2001, de
19 de
Outubro

Aprova o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas. Principais objectivos: (i) ultrapassar os desequilíbrios estruturais do País na área da Energia; (ii) potenciar a concretização do mercado interno da energia da União Europeia; (iii) agilizar sistema energético português; (iv) promover um vasto leque de medidas de eficiência energética; e (v) facilitar o acesso e desenvolvimento da produção de electricidade por vias progressivamente mais limpas.

Legislação Nacional

| | |
|-------------------------------------|--|
| Decreto-Lei 312/2001, 10 Dezembro | Define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do SEP, por forma a permitir a recepção e entrega de energia eléctrica proveniente de novos centros electroprodutores do SEI. (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| Decreto-Lei 313/2001, 10 Dezembro | Altera o Decreto-Lei 538/99, de 13 de Dezembro, revendo as normas relativas às condições de exploração e tarifários da actividade da produção combinada de calor e electricidade. Saliente-se (i) a reformulação das condições que devem respeitar as instalações de cogeração; (ii) a clarificação das situações de coexistência de duas ou mais instalações de cogeração, associadas a uma mesma instalação de utilização de energia térmica cogerada; (iii) a diferenciação do tarifário aplicável ao fornecimento para a rede do SEP de energia eléctrica produzida em instalações de cogeração relativamente à utilização dos vários tipos de combustíveis. |
| Decreto-Lei 339-C/2001, 29 Dezembro | Altera o Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio e o Decreto-Lei de 168/99, de 18 de Maio, que revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do sistema eléctrico independente (SEI). (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| 2002 | |
| Portaria 295/2002, de 19 de Março | Regula o procedimento de obtenção das licenças necessárias para produção de energia hidroeléctrica por pequenas centrais hidroeléctricas. |
| Decreto-Lei 68/2002, de 25 de Março | Regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT), destinada predominantemente para consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública, desde que a potência a entregar à rede pública não seja superior a 150 kW |
| Decreto-Lei 69/2002, de 25 de Março | Aprova a extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas, no âmbito das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica prevista nos artigos 5.º e 6.º do Decreto-Lei 182/95, de 27 de Julho. |
| Decreto-Lei 85/2002, de 6 de Abril | Altera o Decreto-Lei 182/95, de 27 de Julho, sujeitando os aproveitamentos hidroeléctricos instalados até 10 MW ao regime previsto no Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio. |
| Decreto-Lei 97/2002, de 12 de Abril | Transforma a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e aprova os respectivos Estatutos. |
| Portaria 399/2002, de 18 de Abril | Estabelece normas relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração. |
| 2003 | |
| RCM 14/2003, 5 de Fevereiro | Estabelece orientações estratégicas para a reorganização do sector energético e nomeia um encarregado de missão para propor as linhas de reorganização do sector, a política de alianças empresariais, bem como a estruturação das operações que as permitem concretizar. |

Legislação Nacional

RCM
63/2003, de
28 de Abril

- Aprova uma calendarizada política energética, essencial ao cumprimento dos compromissos assumidos em matéria ambiental, estabelecendo objectivos nacionais para cada tipo de energia renovável. Revoga a RCM 154/2001, de 19 de Outubro.
- Define três eixos estratégicos para a política energética portuguesa: (i) assegurar a segurança do abastecimento nacional; (ii) fomentar o desenvolvimento sustentável; e (iii) promover a competitividade nacional.
- Define como principais objectivos para a Política Energética, nomeadamente: (i) a liberalização do mercado; (ii) a redução da intensidade energética no produto; (iii) a redução da factura energética; (iv) a melhoria da qualidade de serviço; (v) a segurança do aprovisionamento e do abastecimento; (vi) a diversificação das fontes e aproveitamento dos recursos endógenos; (vii) a minimização do impacte ambiental; e (viii) a contribuição para o reforço da produtividade da economia nacional.

RCM
68/2003, de
10 de Maio

Define as linhas gerais do quadro estratégico e organizativo do sector energético, nomeadamente: (i) a promoção da definição do quadro político, competitivo e regulatório do sector energético; e (ii) o exercício da função accionista do Estado nas empresas do sector energético e nas empresas do sector público empresarial do Estado, com interesses no sector energético.

Decreto-Lei
184/2003, 20
de Agosto

Define as condições de exercício, em regime de mercado, das actividades de comercialização por grosso e a retalho, importação e exportação de energia eléctrica e cria as figuras de comercializador e de agente externo.

Decreto-Lei
185/2003, 20
de Agosto

- Estabelece regras gerais, de carácter transitório, necessárias à criação de um mercado livre e concorrencial de energia eléctrica.
- Consagra as regras gerais aplicáveis à comercialização de electricidade no SEN, designadamente as atribuições e deveres dos agentes de mercado e as obrigações de serviço público e de serviço universal.
- Estabelece a garantia de adopção de medidas indemnizatórias aos produtores pela cessação dos CAE, celebrados entre a REN e as entidades titulares de produção vinculada de electricidade, através de um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente designado por Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Procede, ainda, à definição do mercado organizado e das competências do operador de mercado.

Decreto-Lei
198/2003, 2
de Setembro

Consagra regras que permitem à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) vender ou arrendar aos produtores do SEN os terrenos que integram os sítios onde se encontram instalados os centros produtores.

2004

Portaria
96/2004, 23
de Janeiro

Determina que os titulares de licenças vinculadas de produção, associadas a centros produtores hidroeléctricos ou termoeléctricos, devem proceder à aquisição ou arrendamento, à entidade concessionária da RNT, dos terrenos que constituem o sítio a eles afecto.

Legislação Nacional

| | |
|--|--|
| Decreto-Lei 36/2004, 26 de Fevereiro | Estabelece o alargamento do conceito da elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão especial (BTE). Os consumidores elegíveis passam a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, através da obtenção de estatuto de cliente não vinculado. |
| Portaria 394/2004, de 19 de Abril | <ul style="list-style-type: none">▪ Define as regras para a execução da Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos (MAPE).▪ O MAPE tem por objectivo propiciar apoios dirigidos à produção de energia eléctrica e térmica por recurso a energias novas e renováveis, à utilização racional de energia e à conversão dos consumos para o gás. |
| Portaria 440/2004, de 30 de Abril | Altera várias portarias a fim de corrigir as fórmulas de cálculo de remuneração da cogeração. |
| RCM 119/2004, de 31 de Julho | Aprova o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC – 2004), aprovando as medidas necessárias para que Portugal atinja as metas que lhe estão fixadas no âmbito do Protocolo de Quioto e do Acordo de Partilha de Responsabilidade da União Europeia. |
| Decreto-Lei 192/2004, de 17 de Agosto | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece o alargamento do conceito da elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN). Os consumidores elegíveis passam a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, através da obtenção de estatuto de cliente não vinculado.▪ Os consumidores que não exerçam esse direito de elegibilidade são fornecidos pelo comercializador regulado EDP- Distribuição de Energia, SA. |
| Decreto-Lei 218-A/2004, 25 Outubro | Aprova a 5.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A. (que integra um aumento de capital da EDP por entradas em dinheiro) (Cf. Quadro Evolução EDP). |
| Lei 52/2004, de 29 de Outubro | Autoriza o Governo a legislar quanto às medidas indemnizatórias a pagar pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE). |
| RCM 165/2004, 11 Novembro | Delega no Ministro das Finanças e da Administração Pública a competência para decidir participar no aumento de capital da EDP - Energias de Portugal, SA, e regula o envolvimento do Estado nessa operação. |
| RCM 166/2004, 11 Novembro | Regula a venda directa de referência de acções representativas do capital social da EDP - Energias de Portugal, S. A. (cf. Quadro Evolução EDP). |
| Decreto-Lei 233/2004, 14 Dezembro | Estabelece o regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia, transpondo para a ordem interna a Directiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro. |
| Decreto-Lei 240/2004, 27 Dezembro | Procede à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada naqueles contratos. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |

Legislação Nacional

| | |
|-------------------------------------|--|
| Decreto-Lei 243/2004, 31 Dezembro | <ul style="list-style-type: none">▪ Altera o regime do comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia, aprovado pelo Decreto-Lei 233/2004, de 14 de Dezembro.▪ Uma das medidas contempladas neste diploma é a eliminação da fixação, por cada Estado-Membro, de valores máximos a pagar pelos operadores, em resultado da penalização por tonelada de CO2 excedentária, por forma a evitar uma grave distorção da concorrência e de violação das regras do mercado interno. |
| 2005 | |
| Portaria 139/2005, 3 de Fevereiro | Na sequência do Decreto-Lei 184/2003, de 20 de Agosto, este diploma concretiza a abertura do mercado do sector eléctrico a novos agentes, através da especificação de quais os elementos necessários à atribuição da licença de comercialização de energia eléctrica de agentes externos. |
| Portaria 228/2005, 28 de Fevereiro | Altera o cálculo da produção a considerar para efeitos de determinação do Valor de compensação devida pela cessão antecipada dos CAE. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |
| Decreto-Lei 33-A/2005, 16 Fevereiro | Altera o Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, revendo os factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis. (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| RCM 53/2005, de 3 de Março | Aprova o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) relativo ao período de 2005-2007. |
| RCM 169/2005, de 24 de Outubro | Aprova a Estratégia Nacional para a Energia. Revoga a RCM 63/2003, de 28 de Abril e a RCM 68/200, de 10 de Maio. Define como principais objectivos para a Política Energética: <ul style="list-style-type: none">▪ Garantir a segurança de abastecimento de energia, através da diversificação de recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética;▪ Estimular e favorecer a concorrência, por forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas;▪ Garantir a adequação ambiental do processo energético. |
| Decreto-Lei 209-A/2005, 2 Dezembro | Aprova a 6.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A. (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 186-A/2005, 9 Dezembro | Determina as condições finais da 6.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A. (cf. Quadro Evolução EDP). |

Legislação Nacional

2006

| | |
|--|---|
| <p>Decreto-Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro</p> | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece a organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, exercício da actividade de produção, transporte, distribuição comercialização de electricidade.▪ Neste novo quadro as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de uma licença; e as actividades de transporte e distribuição são exercidas através de concessões de serviço público.▪ A produção passa a integrar a classificação de produção em regime ordinário e produção em regime especial. Acesso à actividade é livre.▪ À luz do que se estabeleceu na directiva 2003/54/CE de 26 de Junho de 2003, a actividade de transporte é separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades do sector eléctrico.▪ No que respeita à distribuição as licenças vinculadas em AT e MT convertem-se em Contrato de Concessão. As de BT continuam a ser exploradas mediante concessões municipais.▪ A comercialização é uma actividade livre sujeita, contudo a atribuição de uma licença.▪ Todos os consumidores têm direito a escolher o seu comercializador (podem adquirir energia eléctrica a produtores, comercializadores ou através de mercados organizados).▪ Para protecção dos consumidores, define-se um serviço universal e consagra a figura do comercializador de último recurso, sujeito a regulação, que assume o papel de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores. A actividade do comercializador de último recurso está separada juridicamente das restantes actividades. |
| <p>Decreto-Lei 71/2006, de 24 de Março</p> | <p>Cria o Fundo Português do Carbono.</p> |
| <p>Decreto-Lei 90/2006, 24 Maio</p> | <p>Estabelece os princípios de alocação dos custos resultantes da remuneração da produção de electricidade, prevista no Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio. (cf. Quadro Tarifas PRE).</p> |
| <p>Portaria 643/2006, de 26 de Junho</p> | <p>Altera a Portaria 139/2005, de 3 de Fevereiro, que autoriza a atribuição da licença de comercialização de energia eléctrica de agentes externos.</p> |
| <p>RCM 104/2006 23 de Agosto</p> | <p>Aprova o Programa Nacional para as Alterações Climáticas de 2006 (PNAC 2006) e revoga a RCM 119/2004, de 31 de Julho.</p> |
| <p>Decreto-Lei 172/2006 23 de Agosto</p> | <p>Regula o regime jurídico aplicável ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência).</p> |
| <p>Decreto-Lei 237-B/2006 18 Dezembro</p> | <p>Estabelece as regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário devido às entidades titulares da RNT e RND, redes de distribuição BT bem como às entidades detentoras da licença de comercializador de último recurso. Regras aplicáveis à recuperação e transmissibilidade do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários.</p> |
| <p>Despacho 26515- A/2006, 29 Dezembro</p> | <p>Define as tarifas e preços regulados para a electricidade para o ano de 2007.</p> |

Legislação Nacional

2007

| | |
|---|--|
| RCM 50/2007, de 28 de Março | Aprova as medidas de implementação e promoção da Estratégia Nacional para a Energia, visando o aprofundamento do MIBEL e a protecção dos consumidores no que respeita às tarifas de electricidade. |
| Portaria 481/2007, de 19 de Abril | Altera a Portaria 96/2004, de 23 de Janeiro, que determina que os titulares de licenças vinculadas de produção, associadas a centros produtores hidroeléctricos ou termoeléctricos, devem proceder à aquisição ou arrendamento à entidade concessionária da RNT dos terrenos que constituem o sítio a eles afecto, por forma a rever os termos em que se fixa a taxa com base na qual é efectuado o calculo da remuneração e da renda dos terrenos. |
| Decreto-Lei 199/2007, de 18 de Maio | Primeira alteração ao Decreto-Lei 240/2004, de 27 de Dezembro, que procede 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 – adequa à realidade do mercado o preço de referência de mercado e alguns custos de referência. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |
| Decreto-Lei 225/2007, de 31 de Maio | Concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na Estratégia Nacional para a Energia, estabelecida através da RCM 169/2005, de 24 de Outubro. (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| Portaria 782/2007, de 19 de Julho | Reconhece a entidade gestora dos mercados diários e intradiário do MIBEL (OMIE) e estabelece as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso (i) no mercado gerido pelo OMIP e (ii) em leilões de âmbito ibérico contratação bilateral. |
| Portaria 611/2007, 20 de Julho 2.ª série | Definição da taxa nominal referenciada ao custo médio aplicável a cada produtor de energia eléctrica cujos CAE sejam objecto de cessação antecipada. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |
| Decreto-Lei 264/2007, de 24 de Julho | <ul style="list-style-type: none">▪ Concretiza um conjunto de medidas destinadas à implementação de uma nova etapa na concretização e aprofundamento do MIBEL, as quais respeitam:<ul style="list-style-type: none">(i) Processo de cessação antecipada dos CAE – que justificou uma revisão extraordinária das tarifas eléctricas;(ii) Aquisição de electricidade pelo comercializador de último recurso; e(iii) Mecanismo de garantia de potência – harmonização do regime de garantia de potência na Península Ibérica. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |
| Decreto-Lei 288/2007, 17 de Agosto | Concede aos requerentes de autorizações ou licenciamentos de instalações industriais, de instalações do Sistema Eléctrico Nacional, do Sistema Nacional de Gás Natural e do Sistema Petrolífero Nacional, a possibilidade de instruírem desde logo respectivos pedidos com os pareceres obrigatórios |
| RCM 109/2007, 20 de Agosto | Aprova a Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável - 2015 (ENDS) e o respectivo Plano de Implementação, incluindo os indicadores de monitorização (PIENDS). |

Legislação Nacional

| | |
|--|---|
| <p>Lei 57/2007, de 31 de Agosto</p> | <p>Concede ao Governo autorização para estabelecer o regime jurídico de utilização dos bens do domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais, para a produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas do mar numa área delimitada para o efeito, a “zona piloto”.</p> |
| <p>Decreto-Lei, 363/2007, 2 Novembro</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de micro produção. ▪ Prevê que a electricidade produzida se destine para consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros. ▪ Cria 2 regimes de remuneração: (i) regime geral – para a generalidade das instalações e (ii) bonificado – para as fontes renováveis de energia. |
| <p>Decreto-Lei 382/2007, 15 Novembro</p> | <p>Aprova a 7.ª fase de reprivatização do capital social da EDP - Energias de Portugal, S. A., sociedade aberta. (Cf. Quadro Evolução EDP).</p> |
| <p>RCM 176-A/2007, 3 Dezembro</p> | <p>Determina um conjunto de condições complementares da 7.ª fase de reprivatização do capital social da EDP - Energias de Portugal, S. A.</p> |
| <p>2008</p> | |
| <p>RCM 1/2008, de 4 de Janeiro</p> | <p>Aprova o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) relativo ao período de 2008-2012, designado por PNALE II, bem como as novas metas 2007 do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2007) e revoga a RCM 53/200, de 3 de Março, que aprovou o PNALE relativo ao período de 2005-2007.</p> |
| <p>Decreto-Lei 5/2008, de 8 de Janeiro</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ No uso da autorização legislativa concedida pela Lei 57/2007, de 31 de Agosto, estabelece o regime jurídico de acesso e exercício da actividade de produção de electricidade a partir da energia das ondas, dentro da zona piloto. ▪ Esta actividade é exercida através de uma concessão em regime de serviço público. |
| <p>Portaria 57/2008, 11 Janeiro <small>2.ª Série</small></p> | <p>Define as regras aplicáveis à venda de energia eléctrica sob a modalidade de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica.</p> |
| <p>Despacho 2838/2008, 5 Fevereiro</p> | <p>Estabelece o programa de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica das entidades vendedoras que actuem no âmbito da MIBEL.</p> |
| <p>RCM 80/2008, de 20 de Maio</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE 2008-2015) – “Portugal Eficiência 2015”. ▪ O PNAEE abrange 4 áreas específicas, (i) Transportes, (ii) Residencial e Serviços, (iii) Indústria e (iv) Estado. Estabelece ainda como áreas transversais de actuação o Comportamento, a Fiscalidade e Incentivos e os Financiamentos. |
| <p>Decreto-Lei 165/2008, de 21 de Agosto</p> | <p>Procede à definição das regras aplicáveis, em situações excepcionais, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso bem como à repercussão tarifária dos custos das medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. (Cf. Quadro Défice Tarifário/Ajustamentos Tarifários).</p> |

Legislação Nacional

| | |
|---|---|
| Despacho 27 677/2008, 29 Outubro | Estabelece as regras para a estabilidade tarifária. |
| Decreto-Lei 230/2008, 27 Novembro | Estabelece o regime da renda devida aos municípios pela exploração da concessão de distribuição de electricidade em baixa tensão (BT), tendo em vista o princípio da unidade tarifária nos municípios localizados no território continental. |
| Decreto-Lei 238/2008, 15 Dezembro | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprova as bases de concessão para a exploração da zona piloto para a produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas e atribui a respectiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN - Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A. ▪ A Concessão, exercida em regime de serviço público, é estabelecida em regime de exclusividade e terá a duração de 45 anos. |
| 2009 | |
| Despacho 125-A/2009, 2 de Janeiro | Estabelecimento das quantidades e leilões relativamente aos contratos futuros sobre electricidade listados no OMIP para o 1.º trimestre de 2009. |
| Decreto-Lei 319/2009, 3 Novembro | Transpõe para a ordem jurídica interna a Directiva 2006/32/CE, de 5 de Abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos públicos e que visa incrementar a relação custo - eficácia na utilização final de energia. |
| Despacho 27650/2009, 28 Dezembro | Aprova as tarifas e preços para a energia eléctrica em 2010. |
| 2010 | |
| Despacho 1659/2010, 25 Janeiro | Estabelecimento das quantidades e leilões relativamente aos contratos futuros sobre electricidade listados no OMIP para o 1.º trimestre de 2010. |
| Decreto-Lei 23/2010, de 25 de Março | Estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia eléctrica, mecânica e de calor útil produzidos em cogeração, transpondo para a ordem jurídica interna a Directiva 2004/8/CE, de 11 de Fevereiro. |
| RCM 29/2010, de 15 de Abril | Aprova a estratégia para a energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020). Define a aposta nas energias renováveis e a utilização da política energética para a promoção do crescimento e independência nacionais como dois dos seus eixos fundamentais, nomeadamente através do reforço da utilização hidroeléctrica por via da implementação de pequenos aproveitamentos hidroeléctricos. |
| Despacho 7377/2010, de 27 Abril | Estabelecimento das quantidades e leilões relativamente aos contratos futuros sobre electricidade listados no OMIP de Maio a Agosto 2010. |
| Decreto-Lei 50/2010, 20 de Maio | Cria o Fundo de Eficiência Energética. Estabelece 3 objectivos fundamentais: (i) incentivar a eficiência energética por parte dos cidadãos e das empresas; (ii) apoiar projectos de eficiência energética em áreas onde esses projectos não tinham sido desenvolvidos; e (iii) promover a alteração de comportamento nesta matéria. (cf. Quadro Tarifas PRE). |
| Decreto-Lei 51/2010, 20 de Maio | Simplifica o procedimento para a instalação de sobreequipamento em centrais eólicas, revê os respectivos regimes remuneratórios e prevê a obrigação de instalação de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão, alterando o Decreto-Lei 225/2007, de 31 de Maio. |

Legislação Nacional

| | |
|--|--|
| <p style="text-align: center;">Portaria 542/2010, 21 de Julho</p> | <p>Altera a Portaria 96/2004, de 23 de Janeiro, que determina que os titulares de licenças vinculadas de produção, associadas a centros produtores hidroeléctricos ou termoeléctricos, devem proceder à aquisição ou arrendamento à entidade concessionária da RNT dos terrenos que constituem o sítio a eles afecto, e revoga a Portaria 481/2007, de 19 de Abril.</p> |
| <p style="text-align: center;">Portaria 592/2010, de 29 de Julho</p> | <p>Estabelece as condições aplicáveis ao Serviço de Interruptibilidade (i.e. redução voluntária pelo consumidor do seu consumo de electricidade para um valor inferior ou igual ao valor de potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador), a prestar por consumidores de electricidade em MTA, AT e MT ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico.</p> |
| <p style="text-align: center;">Portaria 596/2010, de 30 de Julho</p> | <p>Aprova os Regulamentos das Redes de Transporte e de Distribuição</p> |
| <p style="text-align: center;">Portaria 765/2010, de 20 de Agosto</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixa o mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário (não abrangendo os produtores que estejam sujeitos ao regime de custos de manutenção do equilíbrio contratual – CMEC, bem como aqueles que ainda estejam abrangidos por CAE). ▪ Estabelece duas modalidades dos serviços de garantia de potência: <ul style="list-style-type: none"> (i) serviço de disponibilidade – remuneração garantida por períodos anuais, ou períodos inferiores; (ii) incentivo ao investimento – remuneração garantida por um período de 10 anos a contar de 1 de Janeiro de 2011, com excepção das instalações que tenham entrada em funcionamento antes de 1 de Julho de 2007, em que a remuneração é garantida até 2017. (cf. Quadro CAE/CMEC/Garantia de Potência). |
| <p style="text-align: center;">RCM 72/2010, 10 de Setembro</p> | <p>Prevê o lançamento, durante os anos de 2010 e 2011, de procedimentos concursais de iniciativa pública, em várias regiões do País, para a adjudicação de centrais mini-hídricas, tendo em vista alcançar a meta de atribuição de potência estabelecida na ENE 2020.</p> |
| <p style="text-align: center;">Decreto-Lei 104/2010, de 29 de Setembro</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos MAT, AT, MT e BTE a partir de 1 de Janeiro de 2011. Note-se que, até 31 de Dezembro 2011, os comercializadores de último recurso podem continuar a fornecer electricidade, aplicando-se, para o efeito, uma tarifa de venda transitória a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado em mercado livre. ▪ Para os clientes que, decorrido o prazo transitório (31 de Dezembro de 2011), ainda não tenham encontrado um comercializador em regime de preços livre podem continuar a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, aplicando-se-lhes uma tarifa transitória a estabelecer pela ERSE. Para este efeito os clientes devem (i) comunicar ao comercializador de último recurso até 30 dias em relação à data de 31 de Dezembro de 2011 a necessidade de continuarem a ser fornecidos por este (juntando os comprovativos das propostas apresentadas aos comercializadores em regime de mercado livre); e (ii) renovar mensalmente a comunicação referida em (i) juntando os comprovativos das propostas apresentadas aos comercializadores em regime de mercado livre, com antecedência de 5 dias relativamente ao termo de cada mês. ▪ Determina que a figura de comercializador de último recurso apenas fique sujeito à obrigação de prestação universal de fornecimento relativamente a todos os clientes de electricidade com fornecimentos ou entregas em baixa tensão com potência contratada até 41,4 KW. |

Legislação Nacional

| | |
|--|--|
| Decreto-Lei 105/2010, 1 de Outubro | Aprova a 7.ª fase de reprivatização do capital social da EDP - Energias de Portugal, S. A., sociedade aberta. (cf. Quadro Evolução EDP). |
| RCM 79/2010, 12 Outubro | Fixa as condições concretas da 8.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A. |
| Decreto-Lei 110/2010, 14 de Outubro | Determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade, estabelecendo as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo e revogação do Decreto-Lei 338/91, de 10 de Setembro. (cf. Quadro Correção Hidraulicidade). |
| Decreto-Lei 118-A/2010, de 25 de Outubro | <ul style="list-style-type: none">▪ Simplifica o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei 363/2007, de 2 de Novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei 312/2001, de 10 de Dezembro.▪ Estabelece um regime transitório para os denominados pré-registos existentes à data da sua publicação regras relativas à sua transição para o novo regime, incluindo o regime tarifário bonificado (o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigora à data da emissão do certificado de exploração). |
| Decreto-Lei 126/2010, de 23 de Novembro | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece o regime de implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos destinados à captação de água para a produção de energia eléctrica com capacidade instalada até 20 MW. Determina, nomeadamente:<ul style="list-style-type: none">– Que a implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos seja atribuída através de procedimento concursal, de iniciativa pública, o qual visa a atribuição em simultâneo (i) de uma concessão a 45 anos para utilização privativa dos recursos hídricos domínio público; (ii) de reserva de capacidade de injeção de potência na RESP e identificação dos pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida nos aproveitamentos eléctricos;– Que o adjudicatário pague ao Estado uma contrapartida financeira pela concessão da utilização dos recursos hídricos e pela atribuição de capacidade de injeção de potência na RESP e identificação dos pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida nas centrais de aproveitamentos eléctricos em causa. Os adjudicatários são remunerados pelo fornecimento de electricidade entregue à RESP de acordo com um tarifário específico, a vigorar por 25 anos, com um valor médio indicativo de 95 euros por MWh. |
| Portaria 1278/2010, 16 de Dezembro | Altera e republica o Decreto-Lei 118-A/2010 de 25 de Outubro, por forma a dar a possibilidade de os pré registos, cujos registos sejam aceites e atribuídas as respectivas potências de ligação em 2010 até ao limite da quota anual definida de 2 5MW, mas que apenas obtenham os certificados de exploração em 2011, continuem a beneficiar da tarifa para 2010. |
| Portaria 1308/2010, de 23 de Dezembro | Cria um regime transitório (entre 1 de Janeiro de 2011 e 30 de Novembro de 2011) durante o qual será permitido contratar com a operadora da rede de transporte a prestação do serviço de interruptibilidade no mercado livre e introduz uma valorização da modelação nas fórmulas de remuneração procedendo à primeira alteração à Portaria 592/2010, de 29 de Julho, contribuindo para uma maior harmonização a nível ibérico. |

Legislação Nacional

| | |
|---|---|
| Decreto-Lei 138-A/2010, de 28 de Dezembro | <ul style="list-style-type: none">▪ Cria, no âmbito da ENE 2020, a tarifa social de fornecimento de energia eléctrica aplicável aos clientes de energia eléctrica que se encontrem numa situação de carência sócio económica, optando-se por um critério de elegibilidade que coincide com as prestações atribuídas pela Segurança Social.▪ A tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes de baixa tensão normal. |
| Decreto-Lei 141/2010, de 31 de Dezembro | <ul style="list-style-type: none">▪ No âmbito da ENE 2020, define as metas nacionais de energia renovável no consumo de energia final e transpõe parcialmente a Directiva 2009/28/CE, de 23 de Abril.▪ Define, entre outras, a meta de utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 31%.▪ No sector dos transportes, pretende-se que, em 2020, 10% da energia consumida seja proveniente de fontes renováveis. |
| 2011 | |
| Decreto-Lei, 5/2011, 10 de Janeiro | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece as medidas destinadas a promover a produção e o aproveitamento de biomassa florestal.▪ Define um incentivo económico associado ao cumprimento de determinados deveres, que se traduz na definição de um <i>coeficiente Z</i> específico para as centrais dedicadas a biomassa abrangidas pelo presente decreto-lei, no valor de 9,6, permitindo, desta forma, uma remuneração mais elevada da energia produzida nas centrais de biomassa. <p><i>Nota: * Coeficiente Z define a remuneração das centrais de produção de energia em regime especial e está previsto na subalínea i) da alínea d) do n.º 18 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, e rectificado pela Declaração de Rectificação n.º 71/2007, de 24 de Julho).</i></p> |
| Portaria 26/2011, 10 de Janeiro | Aprova o Regulamento de Gestão do Fundo de Eficiência Energética (FEE). Estabelece o regime do apoio financeiro aos projectos elegíveis pelo FEE que visem a implementação de medidas e programas no âmbito do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE). |
| RCM 2/2011, 12 de Janeiro | Lança o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública - ECO.AP, que visa criar condições para o desenvolvimento de uma política de eficiência energética na Administração Pública, designadamente nos seus serviços, edifícios e equipamentos, de forma a alcançar um aumento da eficiência energética de 20% até 2020. |
| Portaria 71/2011, 10 de Fevereiro | Segunda alteração à Portaria 592/2010, de 29 de Julho, que estabelece as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico. |

Evolução Legislativa por Temas

Liberalização do Mercado / MIBEL

Decreto-Lei
189/88,
27 de Maio

Liberalização da actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado, desde que: (i) o estabelecimento industrial de produção de energia, no seu conjunto, não ultrapasse a potência aparente instalada de 10.000 kVA; e (ii) sejam utilizados recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou se trate de instalações de cogeração, estas sem limite de potência (produção em regime especial).

Pacote
Legislativo
1995

▪ Primeira reforma do Sistema Eléctrico Nacional, o qual passa a assentar na coexistência de dois sistemas:

(i) O sistema eléctrico de serviço público (SEP), ao qual compete, em regime de serviço público, assegurar, em todo o território continental, a satisfação das necessidades dos consumidores de energia eléctrica. O SEP integra a rede nacional de transporte de energia (RNT), explorada em regime de

concessão, e os produtores e distribuidores que se vinculam àquela através de um regime contratual (os contratos de vinculação), assumindo a obrigação de alimentar o SEP ou de serem, por ele, alimentados,

(ii) O sistema eléctrico independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado, e no âmbito do qual é livre o acesso às actividades de produção e distribuição. O SEI encontra-se dividido em dois subsistemas: (i) o sistema eléctrico não vinculado (o SENV); e (ii) a produção em regime especial, que abrange a cogeração, as hidroeléctricas até 10MVA (mini-hídricas) e restantes fontes de energia renovável.

O SEI conjuga, assim, a produção de energia eléctrica em regime especial, já existente ao abrigo de legislação específica (mini-hídricas, energias renováveis e cogeração), com um subsistema que se rege por condições de mercado (SENV), em que o acesso à rede para o fornecimento de clientes não vinculados se encontra sujeita ao pagamento de tarifas reguladas.

▪ Criação da ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

Pacote
Legislativo
2003

(DL 184/2003 e
DL 185/003)

Em antecipação à reestruturação do sistema eléctrico nacional que irá ocorrer em 2006 e para preparação da entrada em funcionamento do MIBEL, de acordo com o Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), foram tomadas medidas legislativas em 2003 com o objectivo de, faseadamente, serem criadas as condições para a liberação do mercado.

É, assim, consagrado legalmente o exercício de novas actividades de comercialização: a actividade de comercialização de energia eléctrica, por grosso e a retalho, e a actividade de importação e de exportação de energia eléctrica, bem como as regras gerais aplicáveis à comercialização de electricidade no SEN, tendo em vista a criação de um mercado livre e concorrencial.

Paralelamente, dá-se início ao processo de extinção dos contratos de aquisição de electricidade (CAE) celebrados entre a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de produção vinculada, atribuindo-se a tais entidades o direito a uma indemnização destinada a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

Liberalização do Mercado / MIBEL

Pacote Legislativo 2006

Segunda reforma do sistema eléctrico nacional tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial:

- A produção e comercialização passam a ser exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de uma licença; e as actividades de transporte e distribuição são exercidas através de concessões de serviço público.
- A produção passa a integrar a (i) produção em regime ordinário e (ii) produção em regime especial, sendo o acesso ao exercício de cada uma daquelas actividades livre.
- A actividade do transporte é separada, jurídica e patrimonialmente, das demais actividades do sector eléctrico (à luz do que se estabeleceu na Directiva 2003/54, de 26 de Junho de 2003).
- No que respeita à distribuição, as licenças vinculadas em AT e MT convertem-se em Contrato de Concessão. A actividade de distribuição em BT continua a ser exercida em regime de concessão, atribuída pelos municípios.
- A comercialização é uma actividade livre sujeita, contudo, à atribuição de uma licença.
- Todos os consumidores têm direito a escolher o seu comercializador (podem adquirir a produtores, comercializadores ou através de mercados organizados).
- Para protecção dos consumidores, define-se um serviço universal e consagra-se a figura do comercializador de último recurso, sujeito a regulação, que assume o papel de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores. A actividade do comercializador de último recurso está separada juridicamente das restantes actividades.

Pacote Legislativo 2007

Visando o aprofundamento e arranque do MIBEL, são aprovadas as seguintes medidas:

- Ao processo de cessação antecipada dos CAE, o que justificou uma revisão extraordinária das tarifas eléctricas;
- À necessidade de revisão do regime relativo à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso;
- À harmonização do regime de remuneração da garantia de potência entre o mercado espanhol e português.

Pacote Legislativo 2010

▪ É aprovada a Estratégia Nacional para a Energia 2020, a qual realça a promoção da concorrência nos mercados, através da consolidação do MIBEL, enquanto factor determinante para o aumento da competitividade da economia nacional na área da economia. Aprova-se um conjunto de medidas necessárias à consolidação do MIBEL:

- Estabelece-se o procedimento aplicável a extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos MAT, AT, MT e BTE a partir de 1 Janeiro de 2011.
- Determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade, estabelecendo regras transitórias até 31 de Dezembro de 2016

CAE / CMEC / Garantia de Potência

Pacote Legislativo de 1995

- Com a primeira reestruturação do sector eléctrico nacional realizada em 95, o sector passou a assentar em dois grandes sistemas: o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), organizado em termos de prestação de um serviço público, e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado.
- No âmbito do SEP, estabeleceu-se a obrigação dos produtores e distribuidores de energia eléctrica alimentarem o SEP ou de por ele serem alimentados, mediante a celebração de contratos de vinculação com a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT):
 - Os contratos de vinculação entre os produtores vinculados e a concessionária da RNT, com uma duração mínima de 15 anos, remunerados de acordo com um sistema misto: (i) preços fixos, reflectindo encargos de potência; e (ii) preços variáveis, reflectindo encargos variáveis de produção;
 - Os contratos de vinculação entre os distribuidores vinculados de MT e AT e a concessionária da RNT, celebrados por um prazo de 35 anos, remunerados por uma tarifa regulada, aplicável à electricidade fornecida, através de uma fórmula binómia, e tendo uma estrutura baseada no princípio dos custos marginais;
 - Os contratos de vinculação entre os titulares de licenças de distribuição em BT e a entidade titular de uma licença de distribuição em MT e AT da zona do respectivo município, remunerados por uma tarifa regulada, aplicável à electricidade fornecida, através de uma fórmula binómia, e tendo uma estrutura baseada no princípio dos custos marginais.

Decreto-Lei 240/2004, de 27 de Dezembro

Com a criação do MIBEL, iniciada com o pacote legislativo de 2003, tornou-se imperativa a alteração do modelo de relacionamento comercial entre a concessionária da RNT e os produtores que operavam no SEP, passando de um modelo assente na exclusividade, para um modelo concorrencial, pelo que se determinou, conseqüentemente, a extinção dos contratos de vinculação aquisição de energia (CAE).

Neste contexto, o Decreto-Lei 240/2004 veio estabelecer o seguinte:

- Cessação antecipada dos CAE;
- Atribuição de medidas compensatórias (custos para a manutenção do equilíbrio contratual – CMEC);
- Repercussão nas tarifas eléctricas das medidas compensatórias atribuídas, a incorporar na Tarifa de Uso Global do Sistema (mediante uma parcela fixa e uma parcela de acerto);
- Mecanismo de revisibilidade das compensações atribuídas (anual);
- Montante máximo das compensações atribuídas;
- Possibilidade de titularização dos direitos de crédito emergentes da compensação.

Os efeitos da cessação antecipada dos CAE ficaram, no entanto, dependentes: (i) da entrada em funcionamento do MIBEL, em condições que garantissem aos produtores a venda de energia eléctrica produzida; e (ii) da atribuição de licenças de produção não vinculadas de energia eléctrica para os respectivos centros electroprodutores.

Portaria 228/2005, de 28 de Fevereiro

Fixa, para efeitos do cálculo da compensação devida pela cessação antecipada dos CAE, o valor dos coeficientes de ajustamento da produção de cada centro electroprodutor, estabelecendo, ainda, a possibilidade de revisão periódica daqueles coeficientes para que a sua utilização permita, em cada momento relevante, um adequado ajustamento da produção dos centros electroprodutores

CAE / CMEC / Garantia de Potência

**Decreto-Lei
172/2006, de
23 de
Agosto**

Estabelece normas transitórias para os contratos de aquisição de energia (CAE):

- Até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os centros electroprodutores continuam a operar de acordo com o pacote legislativo de 1995;
- Cria a obrigação da entidade concessionária da RNT (ou quem a substitua para o efeito) vender, prioritariamente, toda a energia adquirida aos CAE, ao comercializador de último recurso, através de contratos bilaterais aprovados pela ERSE;
- Remete para um diploma específico a criar, o acerto entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT aos centros electroprodutores com CAE e a receita proveniente da venda da totalidade da electricidade, condicionando a cessação dos CAE, e a sua substituição pelos CMEC, só ocorra quando entrar em vigor o diploma referido anteriormente.

**Decreto-Lei
199/2007, de
18 de Maio**

Determina a necessidade de adequação do preço de referência de mercado e de alguns dos custos de referência previstos no DL 240/2004, de 27 Dezembro quanto ao regime aplicável à cessação antecipada dos CAE, em resultado:

- Das alterações produzidas no enquadramento jurídico do sector eléctrico com o pacote legislativo de 2006;
- Da evolução entretanto verificada nos custos dos combustíveis fósseis;
- Da necessidade de convergência tendencial com os preços praticados em Espanha no âmbito do MIBEL, cuja entrada em funcionamento ocorreu em 3 de Julho de 2006.

**Portaria
611/2007, de
20 de Julho**

▪ É definida, para efeitos da determinação dos encargos resultantes do pagamento dos CMEC e da integração destes encargos na tarifa UGS, a taxa nominal referenciada ao custo médio aplicável a cada produtor de energia eléctrica cujos CAE sejam objecto de cessação antecipada: (i) Tejo Energia – 7,10%; (ii) Turbogás – 6,75%; (iii) EDP Produção – 7,55%.

▪ Determina-se, ainda, que as taxas nominais definidas tenham a validade de 3 meses a contar da data de publicação da Portaria (20 de Julho de 2006), sendo que, após aquela data e relativamente aos CAE que ainda estejam em vigor a taxa nominal aplicável, será aquela que vier a ser fixada por despacho do ministro responsável.

**Decreto-Lei
264/2007, de
24 de Julho**

▪ Subsistindo dois CAE'S em vigor (Tejo Energia e Turbogás), tornou-se necessário adequar os respectivos regimes às regras da liberalização do mercado e da entrada em vigor do MIBEL (plano de compatibilização regulatória estabelecido em 8 de Março de 2007 entre Espanha e Portugal), deixando o comercializador de último recurso de estar obrigado à aquisição de energia aos produtores titulares de CAE e a passar a adquirir a energia através de mecanismos de mercado, nomeadamente através de leilões. Por sua vez a concessionária da RNT passa a ter que efectuar a venda de energia adquirida no âmbito dos CAE ainda em vigor através de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica, remetendo-se para Portaria o estabelecimento das regras aplicáveis.

▪ Adicionalmente e com o objectivo de promoção da garantia de abastecimento, de um adequado grau de cobertura da procura e de uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores, é instituído um mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário, determinando-se que os encargos associados sejam repercutidos na tarifa de uso global do sistema ou noutra tarifa aplicada à globalidade dos consumidores de energia eléctrica. Remeteu-se para portaria a definição do mecanismo de remuneração da garantia de potência.

CAE / CMEC / Garantia de Potência

**Portaria
765/2010, 20
de Agosto**

- Fixa o mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário (não abrangendo os produtores que estejam sujeitos ao regime de custos de manutenção do equilíbrio contratual – CMEC, bem como aqueles que ainda estejam abrangidos por CAE).
- Estabelece duas modalidades dos serviços de garantia de potência:
 - (i) serviço de disponibilidade – remuneração garantida por períodos anuais, ou períodos inferiores;
 - (ii) incentivo ao investimento – remuneração garantida por um período de 10 anos a contar de 1 de Janeiro de 2011, com excepção das instalações que tenham entrada em funcionamento antes de 1 de Julho de 2007, em que a remuneração é garantida até 2017.

Tarifas PRE

Decreto-Lei
189/88, de
27 de Maio

- Liberaliza a actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado (produtores em regime especial), desde que:
 - (i) o estabelecimento industrial de produção de energia, no seu conjunto, não ultrapasse a potência aparente instalada de 10.000 kVA; e (ii) Sejam utilizados recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou se tratasse de instalações de cogeração, estas sem limite de potência.
- Tarifa: estabelece a fórmula de cálculo da tarifa de venda, acrescentando à factura total de energia fornecida um adicional, a suportar pelo Estado, igual ao eventual subsídio de fuelóleo atribuído às centrais que alimentem a rede pública, admitindo-se, para o efeito, que cada quilowatt-hora corresponde a 300g de fuelóleo utilizado nas centrais térmicas.
- Garantia do Estado: durante os primeiros oito anos do prazo de amortização do investimento, o Estado garante ao produtor uma receita, pela energia fornecida, igual à que resultaria da aplicação das taxas de potência TP e de energia TE_p, TE_c e TE_v, iguais a 90% das taxas que vigorarem no dia da efectivação do contrato entre o produtor e a entidade receptora da energia.

Decreto-Lei
313/95, de
24 de
Novembro

- Altera o Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, passando a produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis (com excepção da hidráulica), a não ter limite de potência aparente instalada, com excepção dos aproveitamentos hidroeléctricos, cujo limite de potência aparente instalada, no conjunto, continua a ser de 10 MVA. O regime agora revisto deixou de se aplicar à cogeração, a qual passou a ter um regime próprio.
- Tarifa: revê a fórmula de cálculo das tarifas de venda (diferenciadas, consoante digam respeito a potências de ligação até 10 MVA ou a potências de ligação superiores a 10 MVA).
- Garantia do Estado: (garantia tarifária): para fornecimentos que correspondam a potências mensais facturadas que não ultrapassem 10 MVA, o Estado garante, durante o período de retorno do investimento ou durante os primeiros oito anos de exploração, caso aquele seja superior, uma receita igual a 90% da receita que seria obtida pela aplicação dos preços em vigor no ano da entrada em exploração. Para este efeito, o período de retorno do investimento não deverá considerar os encargos financeiros.

Decreto-Lei
168/99, de
18 de Maio

- Estabelece-se uma nova filosofia para o cálculo das tarifas de venda (com efeitos a contar de 01.03.99), o qual passa a basear-se se num somatório de parcelas que contemplam: (i) os custos evitados do Sistema Eléctrico Público com a entrada em serviço e funcionamento do centro electroprodutor (investimento evitado em novos centros de produção / custos de transporte, operação e manutenção, incluindo aquisição de matéria prima); e (ii) os benefícios de natureza ambiental.
- O cálculo das tarifas adopta fórmulas diferentes para diferentes períodos da exploração: (i) primeiros 12 anos (144 meses) de exploração da central; (ii) entre o termo daquele primeiro período e o termo da licença; e, ainda; (ii) para o período de prorrogação das licenças. *Nota: não obstante o regime de cálculo das tarifas admitir um prazo de vigência das licenças de exploração, o certo é que tal prazo não constava da lei à data vigente, tendo sido introduzido apenas em 2005.*
- Obrigação de Compra: em substituição da garantia de receita durante os primeiros oito anos de amortização do investimento constante do regime anterior, passou-se, agora, a consagrar o “... direito dos produtores a gozarem de uma obrigação de compra pela rede pública, da energia produzida durante o prazo de vigência das licenças previstas no presente diploma”. No entanto, e tal como atrás referido, não existia na lei um prazo de vigência para as licenças de exploração.

Tarifas PRE

**Decreto-Lei
312/2001, 10
Dezembro**

Cria mecanismos que asseguram uma capacidade de recepção para dar uma resposta adequada aos pedidos de entrega da energia eléctrica proveniente dos centros electroprodutores do SEI, nomeadamente os (i) aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA; (ii) os centros produtores de energia eléctrica a partir de energias renováveis; e (iii) a produção de energia eléctrica em instalações de cogeração.

**Decreto-Lei
339-C/2001,
de 29 de
Dezembro**

- Altera a fórmula de cálculo da tarifa de venda, introduzindo um novo factor (critério) que diferencia os diversos tipos de fonte de energia (remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração), e elimina o cálculo diferenciado em função dos períodos de vigência das licenças de exploração.
- A aplicação do novo factor às centrais eólicas só se iniciou em 1 de Janeiro de 2002, enquanto que para as demais energias renováveis passou a ser aplicado ainda em 2001, incluindo para as centrais que, à data, se encontrassem em construção ou exploração.
- Estabelece-se, ainda, para as centrais eólicas a obrigação de pagamento de uma renda aos Municípios onde se encontrem instaladas as respectivas instalações, correspondente a 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade receptora da energia eléctrica produzida em cada central. Para aquelas centrais que, à data, já pagassem aos municípios onde se encontravam instaladas, uma renda, a nova renda só passou a ser aplicada se a renda que estivessem a pagar fosse inferior àquela e, em qualquer caso, por opção do município.

**Decreto-Lei
33-A/2005,
de 16 de
Fevereiro**

- Actualiza os valores constantes da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis, admitindo-se a criação de excepções em função do interesse nacional que determinados projectos possam ter, atribuindo-lhes um coeficiente Z diferente daquele que lhes caberia em resultado da tecnologia utilizada.
- Garantia de remuneração: a remuneração passou a ser garantida, consoante o tipo de fonte de energia renovável, até um determinado valor de GWh, por mega watt de potência de injeção, e até ao limite de um determinado prazo, entre 10 e 15 anos, a contar do início do fornecimento de electricidade à rede.
A remuneração fixada pelo diploma era garantida a todos os produtores que obtivessem a licença de estabelecimento após a sua entrada em vigor (17 de Fevereiro de 2005), desde que a respectiva licença de exploração fosse atribuída no prazo de (i) 3 anos a contar da data de emissão da correspondente licença de estabelecimento, no caso das mini-hídricas; ou de (ii) 2 anos, nos casos das restantes tecnologias.
- Para as centrais que já tivessem, à data de 17 de Fevereiro de 2005, as licenças de estabelecimento, ou resposta favorável ao pedido de informação prévia e viessem a obter a respectiva licença de estabelecimento até 1 ano após a sua entrada em vigor, previa-se que lhes fosse aplicado o anterior regime de remuneração, pelo prazo de 15 anos a contar da data de entrada em vigor do diploma em causa, excepto no caso das mini hídricas a quem era garantida a anterior remuneração até ao final do prazo da respectiva licença de utilização da água.
- Não cumulação de incentivos: a garantia de remuneração passou a não ser cumulável com outros incentivos à produção de electricidade produzida em regime especial, nomeadamente com o incentivo resultante da transacção de certificados verdes.

**Decreto-Lei
90/2006, de
24 de Maio**

Veio estabelecer os princípios orientadores da alocação do diferencial entre o custo da energia eléctrica em regime ordinário e o tarifário previsto para as energias renováveis (reconhecimento do défice tarifário), admitindo a sua repercussão nos clientes finais.

Tarifas PRE

**Decreto-Lei
225/2007, de
31 de Maio**

- Revê os critérios de remuneração para algumas fontes de produção de energia, aumentando os valores de GWh, por mega watt de potência de injeção para as centrais hídricas e os prazos de aplicação da remuneração garantida para as centrais de biomassa.
- Sobreequipamento das centrais eólicas: autorização para aumento da capacidade instalada das centrais eólicas, licenciadas ou em licenciamento (mantendo-se a potência de injeção inicialmente licenciada), até 20%, tendo como contrapartida uma redução na tarifa aplicável à totalidade da central eólica, que varia consoante a central tenha entrado em exploração antes ou depois da entrada em vigor do diploma.

**Decreto-Lei
50/2010, de
20 de Maio**

- Mantém a possibilidade de sobreequipamento de centrais eólicas e introduz a obrigação de instalação de equipamento para suportar cavas de tensão.
- As centrais eólicas que comprovadamente não estejam em condições de instalar sobreequipamento e que tenha instalado equipamento destinado a suportar cavas de tensão e forneça energia durante essas cavas, será remunerada, adicionalmente, sobre a tarifa aplicável, 1,60 euro por cada megawatt-hora, durante um período de 7 anos, contados da data de entrada em exploração do equipamento em causa.

Défice Tarifário / Ajustamentos Tarifários

Pacote Legislativo de 1995

Na sequência da primeira reestruturação do sector eléctrico nacional, realizada nos termos do pacote legislativo de 95 (criação das novas bases de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e da criação da ERSE, entidade responsável pela regulação do sistema eléctrico de serviço público (SEP) e do relacionamento comercial deste com o sistema eléctrico não vinculado (SENV), incluindo a preparação e emissão do Regulamento Tarifário que estabelece os critérios e métodos para a formulação e fixação das tarifas e preços para a energia eléctrica, foi determinado que o valor global resultante da aplicação das tarifas e preços aos clientes finais em baixa tensão (BT) não pudesse, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano, admitindo-se que os valores dos custos não reflectidos pudessem ser repercutidos nas tarifas e preços dos anos seguintes, num máximo de 5 anos.

Pacote Legislativo de 2006

A segunda grande reestruturação da organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, operada nos termos do pacote legislativo de 2006, teve as seguintes consequências ao nível tarifário:

- Foi abolida a limitação do crescimento tarifário (cf. Decreto-Lei 172/2006, de 23 de Agosto), e, conseqüentemente, estabeleceu-se que os défices tarifários acumulados até 31 de Dezembro de 2006 fossem recuperados nas tarifas dos 5 anos seguintes.
- Ainda em 2006 e na sequência da proposta da ERSE de tarifas e preços de electricidade para 2007, verificou-se que, da conjugação entre a ausência de limite ao aumento tarifário para os consumidores em baixa tensão, a recuperação do défice tarifário e, ainda, os demais factores que intervinham na formação das tarifas iriam resultar aumentos tarifários excessivamente bruscos, especialmente na baixa tensão normal, que, a verificarem-se, teriam impactes negativos, tanto ao nível da inflação como do poder de compra dos consumidores. Foi neste contexto que o Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio aumentar o período de recuperação do défice acumulado (anos de 2006/2007, acrescido dos respectivos encargos financeiros) para 10 anos, a contar de 31 de Dezembro de 2007.
- Por outro lado, atendendo a que 2007 foi considerado um ano de transição, o referido Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio estabelecer, com carácter transitório, um limite máximo de aumento das tarifas e preços de electricidade de 2007 para os consumidores em baixa tensão normal, com o objectivo de limitar, assim, os impactes do seu aumento no respectivo poder de compra.
- Consagra-se a possibilidade de transmissão a terceiros dos direitos de crédito associados ao défice tarifário e ao ajustamento tarifário (titularização).

Decreto-Lei 165/2008, de 21 de Agosto

- Procede à definição das regras aplicáveis ao reconhecimento dos ajustamentos tarifários anuais aplicáveis ao sector eléctrico, de carácter regular (ajustamentos tarifários regulares), e excepcional (ajustamentos tarifários excepcionais), estes últimos quando se verificarem situações excepcionais e susceptíveis de provocar variações e impactes tarifários significativos para os consumidores de energia eléctrica num determinado ano, nomeadamente (i) escassez na produção hidroeléctrica por motivos de seca, (ii) flutuações relevantes nos sobrecustos de produção de energia a partir de fontes renováveis, geradora de benefícios que justifiquem a sua diluição inter-temporal, ou (iii) variações significativas de preços nos mercados internacionais de combustíveis fósseis.
- Determina-se que a repercussão nas tarifas dos custos excepcionais devam ser efectuadas ao longo de um período máximo de 15 anos e reconhece-se às entidades afectadas (Rede Nacional de Transporte, Rede Nacional de Distribuição, redes de distribuição em baixa tensão e comercializadores de último recurso) o direito à recuperação integral dos custos incorridos e respectiva titularização.
- Excluem-se do direito à recuperação dos custos excepcionais as entidades que beneficiem de medidas compensatórias atribuídas pela cessação antecipada dos CAE.

Correcção de Hidraulicidade

| | |
|--|---|
| Decreto-Lei 351/83, 1 Agosto | <p>Atribuição de personalidade e autonomia jurídica ao Fundo de Apoio Térmico (FAT), que funciona na dependência directa da EDP, Electricidade de Portugal E.P., com o objectivo de atenuar as consequências económicas das acentuadas irregularidades hidrológicas sobre os resultados da produção de energia eléctrica., assegurando a correcção dos resultados da EDP através dos diferenciais entre o custo económico de produção de energia eléctrica pela EDP e o valor de referência correspondente ao custo económico calculado em função de condições hidrológicas consideradas médias.</p> |
| Decreto-Lei 202/86, 22 Julho | <p>Extinção do Fundo de Apoio Térmico e transferência das suas atribuições e competências para a EDP, bem como da universalidade das suas obrigações e direitos.</p> |
| Decreto-Lei 23/89, 19 Janeiro | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece os critérios para o cálculo de correcção de hidraulicidade na contabilidade da EDP, com efeitos reportados a 1986.▪ Determina que o valor anual da correcção de hidraulicidade (custo ou proveito) englobe (i) o diferencial entre custo económico da produção de energia eléctrica e o custo económico de referência; e (ii) os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da correcção de hidraulicidade. |
| Decreto-Lei 338/91, 10 Setembro | <ul style="list-style-type: none">▪ Estabelece que as entidades integradas no SEP, cujas contas sejam consideradas significativamente afectadas pela variabilidade hidroeléctrica, apresentem contas de resultados líquidos corrigidas para a média das condições hidrológicas e balanços que reflectam os saldos resultantes da correcção de hidraulicidade, de acordo com critérios estabelecidos por portaria, a aprovar aquando da existência de mais de uma entidade integrada no SEP.▪ Determina que a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica é a entidade competente pela gestão do mecanismo de correcção de hidraulicidade.▪ Determina que o valor anual da correcção de hidraulicidade (custo ou proveito) engloba (i) o diferencial entre custo económico da produção de energia eléctrica e o custo económico de referência; (ii) os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da correcção de hidraulicidade; e (iii) uma parcela, que constituirá um proveito ou encargo correspondente ao montante necessário para tornar o valor esperado do saldo, a prazo de 10 anos, igual a um adequado nível de referência. |
| Portaria 166/97, 8 Maio (2.ª série) | <p>Definição da afectação dos movimentos da conta de correcção de hidraulicidade às várias empresas resultantes da cisão da EDP.</p> |
| Decreto-Lei 198/2000, 24 Agosto | <p>Revoga a Portaria 166/97, de 8 de Maio, e estabelece que a gestão da conta de correcção de hidraulicidade passa a ser efectuada, em exclusivo, pela entidade concessionária da RNT, conforme Decreto-Lei 338/91, de 10 de Setembro.</p> |
| Portaria 987/2000, 14 Outubro | <p>Fixação dos critérios a adoptar nos movimentos do mecanismo de correcção de hidraulicidade, determinando-se que a concessionária da RNT, como gestora exclusiva da conta de correcção de hidraulicidade, deva calcular anualmente (i) o diferencial entre custo económico da produção de energia eléctrica e o custo económico de referência; (ii) os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da correcção de hidraulicidade; e (iii) uma parcela, que constituirá um proveito ou encargo correspondente ao montante necessário para tornar o valor esperado do saldo, a prazo de 10 anos, igual a um adequado nível de referência, podendo o cálculo ser fraccionado, mensalmente ao longo do ano.</p> |

Correcção de Hidraulicidade

**Decreto-Lei
110/2010,
14 Outubro**

- Tendo em consideração a entrada em funcionamento do MIBEL, a cessação antecipada dos CAE e a introdução do regime dos CMEC, estabelecem-se (i) os ajustamentos necessários para adequação da conta de correcção de hidraulicidade às condições de mercado, através da extinção do mecanismo de conta de correcção e (ii) a criação de um regime transitório que substitui o mecanismo da conta de correcção da hidraulicidade anterior, até a extinção do mesmo em 31 de Dezembro de 2016.
- Determina-se que o valor anual da correcção de hidraulicidade englobe (i) o diferencial de correcção de hidraulicidade – calculado pela diferença entre o custo variável de produção de energia eléctrica associado ao regime ocorrido e o custo variável de produção de energia eléctrica de referência, adicionada ou subtraída da valorização das reservas de água, no final de cada ano do conjunto dos aproveitamentos hidroeléctricos do continente sujeitos aos CMEC; e (ii) os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da correcção de hidraulicidade.

Evolução EDP

| | |
|--|---|
| Decreto-Lei 502/76, de 30 de Junho | Criação da Electricidade de Portugal (EDP), E.P. que agregou todas as empresas nacionalizadas, sendo-lhe atribuído em regime de exclusivo e por tempo indeterminado o exercício público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em todo o território continental. |
| Decreto-Lei 7/91, de 8 de Janeiro | Transformação da EPD, E.P. em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos e previsão de cisão da mesma e constituição, por essa via, de novas sociedades |
| Decreto-Lei 131/94, de 19 de Maio | Define o quadro jurídico de reestruturação da EDP. Permite a constituição de novas sociedades por destaque das partes do património das sociedades cinditárias da EDP. |
| 1.ª Fase Reprivatização (Alienação de 29,9% do capital social da EDP) | |
| RCM 21/96, 5 de Março | Aprova o programa de privatizações para 96/97, nomeadamente o processo de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, SA. |
| Decreto-Lei 78-A/97, de 7 de Abril | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprova a 1.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP – Electricidade de Portugal, SA. ▪ Autoriza a alienação de acções representativas de uma percentagem não superior a 49%. A alienação deve ser mediante (i) oferta pública de venda no mercado nacional; e (ii) venda directa a um conjunto de instituições financeiras – as quais ficam obrigadas a proceder à subsequente dispersão das acções. ▪ Autoriza a alienação de acções representativas de uma percentagem não superior a 49%. <p><i>NOTA: Apenas foram alienadas acções representativas de 30% do capital social.</i></p> |
| RCM 68/97, 2 de Maio | Regulamenta a 1.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, S. A. |
| RCM 82/97, 27 de Maio | Fixa o preço de venda das acções a alienar na 1.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, S. A. |
| RCM 95/97, de 17 de Junho | Fixa a quantidade de acções a alienar na 1.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, S. A. |
| 2.ª Fase Reprivatização (Alienação de 2,25% do capital social da EDP) | |
| RCM 65/97, 17 de Abril | Aprova o programa de privatizações para o biénio de 98/99, entre elas, a continuação do processo de reprivatização da EDP. |
| Decreto-lei 315/97, 19 Novembro | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprova a 2.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, S. A.: ▪ Autoriza a alienação de acções ordinárias representativas de uma percentagem não superior a 4,5% do capital social da EDP. ▪ Determina que a alienação deva ser realizada mediante uma ou várias vendas directas a vários parceiros estratégicos da EDP que sejam entidades do sector eléctrico. |

Evolução EDP

**RCM 69/98,
25 de Junho**

Aprova as condições finais e concretas da 2.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA Estabelece o lote de acções a alienar: 2.25% do capital social da EDP.

3.ª Fase Reprivatização (Alienação de 16,2% do capital social da EDP)

**Decreto-Lei
94-C/98,
17 de Abril**

- Aprova a 3.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, S. A.
- A alienação deve ser realizada mediante (i) oferta pública de venda no mercado nacional, e (ii) venda directa a um conjunto de instituições financeiras – as quais ficam obrigadas a proceder à subsequente dispersão das acções

**RCM 65/98,
1 de Junho**

Regulamenta a 3.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP - Electricidade de Portugal, SA.

**RCM 71/98,
25 de Junho**

Fixa a quantidade de acções a alienar no âmbito da 3.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Electricidade de Portugal, S. A.

4.ª Fase Reprivatização (Alienação de 20 % do capital social da EDP)

**Decreto-Lei
141/2000, de
15 de Julho**

- Aprova a 4.ª fase do processo de reprivatização da EDP, autorizando a alienação de uma quantidade de acções que não exceda 20% do capital social da sociedade.
- A alienação deverá ser mediante (i) oferta pública de venda no mercado nacional, e (ii) venda directa a um conjunto de instituições financeiras – as quais ficam obrigadas a proceder à subsequente dispersão das acções.

5.ª Fase Reprivatização (Alienação de 6,35% do capital social da EDP)

**Decreto-Lei
218-A/2004,
de 25 de
Outubro**

- Aprova a 5.ª fase do processo de reprivatização da EDP (que integra um aumento de capital da EDP por entrada em dinheiro).
- Autoriza a alienação de uma quantidade de acções que não diminua a participação, directa ou indirecta, detida pelo Estado no capital social da EDP para um valor inferior a 15% do respectivo capital social (tendo em conta o aumento de capital supra referido).
- Estabelece que as acções a alienar sejam objecto de venda directa à EDP ou outras instituições, as quais ficam obrigadas à sua posterior colocação junto de outras entidades que venham a tornar-se accionistas de referência da EDP.

**RCM
165/2004, 11
Novembro**

Delega no Ministro das Finanças e da Administração Pública a competência para decidir participar no aumento de capital da EDP - Energias de Portugal, S. A., e regula o envolvimento do Estado nessa operação.

**RCM
166/2004, 11
Novembro**

Regula a venda directa de referência de acções representativas do capital social da EDP - Energias de Portugal, SA.

Evolução EDP

6.ª Fase Reprivatização (Alienação de 4,38 % do capital social da EDP)

**Decreto-Lei
209-A/2005,
2 Dezembro**

- Aprova a 6.ª fase do processo de reprivatização da EDP. Incide sobre acções representativas do capital social da EDP até um montante que não exceda 5% do respectivo capital social.
- Concretiza-se através de alienação directa das acções, mediante a emissão pela Parpública, de obrigações que sejam susceptíveis de permuta ou reembolso com acções representativas da EDP.

**RCM
186-A/2005,
9 Dezembro**

Determina as condições finais da 6.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A.

7.ª Fase Reprivatização (Alienação de 4,44% do capital social da EDP)

**Decreto-Lei
382/2007, de
15 de
Novembro**

- Aprova 7.ª fase de reprivatização do capital social da EDP- Energias de Portugal, SA.
- Incide sobre acções representativas do capital social da EDP até um montante que não exceda 5% do respectivo capital social.
- Concretiza-se através de alienação directa das acções, mediante a emissão pela Parpública, de obrigações que sejam susceptíveis de permuta ou reembolso com acções representativas da EDP.

**RCM 176-
A/2007, 3
Dezembro**

Determina um conjunto de condições complementares da 7.ª fase de reprivatização do capital social da EDP - Energias de Portugal, S. A., sociedade aberta.

8.ª Fase Reprivatização (Nota: esta fase já foi aprovada, mas ainda não se concretizou)

**Decreto-Lei
105/2010, de
1 de
Outubro**

- Aprova a 8.ª fase de reprivatização do capital social da EDP-Energias de Portugal, SA
- Incide sobre acções representativas do capital social da EDP até um montante que não exceda 10% do respectivo capital social.
- Concretiza-se através de alienação directa das acções, mediante a emissão pela Parpública, de obrigações que sejam susceptíveis de permuta ou reembolso com acções representativas da EDP.

**RCM
79/2010, 12
Outubro**

Fixa as condições concretas da 8.ª fase do processo de reprivatização da EDP - Energias de Portugal, S. A.

ANEXO 3 – REPARTIÇÃO DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR TECNOLOGIA NOS TRÊS CENÁRIOS DESENVOLVIDOS

Consumo de electricidade por tecnologia

| Repartição do consumo de electricidade por tecnologia (em GWh) | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011E | 2012E | 2013E | 2014E | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | peso % médio 2011-2020 |
| Cenário PNAER | | | | | | | | | | | | | | | |
| Eólica | 4.012 | 5.695 | 7.493 | 9.025 | 9.264 | 10.806 | 11.577 | 11.577 | 12.179 | 12.781 | 12.781 | 13.355 | 14.158 | 14.445 | 20,6% |
| Mini hidrica | 694 | 660 | 825 | 1.380 | 902 | 999 | 1.047 | 1.096 | 1.145 | 1.197 | 1.301 | 1.353 | 1.405 | 1.509 | 2,0% |
| Solar | 20 | 33 | 139 | 208 | 297 | 455 | 633 | 847 | 1.066 | 1.298 | 1.543 | 1.800 | 2.075 | 2.367 | 2,0% |
| Ondas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 46 | 112 | 164 | 217 | 283 | 381 | 545 | 0,3% |
| Térmicas PRE | 5.437 | 5.177 | 5.966 | 7.311 | 12.855 | 13.441 | 13.949 | 14.304 | 14.508 | 14.618 | 14.708 | 14.817 | 14.926 | 15.035 | 24,0% |
| Hídricas PRO | 8.982 | 5.802 | 6.965 | 14.357 | 9.453 | 10.136 | 10.148 | 10.209 | 9.896 | 10.593 | 10.990 | 12.104 | 12.823 | 12.823 | 18,3% |
| Carvão PRO | 11.663 | 10.424 | 11.942 | 6.553 | 13.152 | 11.729 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 18,1% |
| Gás natural PRO | 10.802 | 12.693 | 11.581 | 10.737 | 6.520 | 5.265 | 5.628 | 5.153 | 6.854 | 6.137 | 6.275 | 6.633 | 4.875 | 4.239 | 9,7% |
| Outros | 960 | 680 | 184 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Total da produção nacional | 42.570 | 41.164 | 45.095 | 49.582 | 52.444 | 52.830 | 53.294 | 53.537 | 56.067 | 57.094 | 58.121 | 60.650 | 60.949 | 61.269 | 95,0% |
| Saldo Importador | 7.488 | 9.431 | 4.777 | 2.623 | 2.776 | 2.796 | 2.821 | 2.833 | 2.967 | 3.022 | 3.076 | 3.210 | 3.226 | 3.243 | 5,0% |
| Total do Consumo | 50.058 | 50.595 | 49.872 | 52.205 | 55.219 | 55.626 | 56.115 | 56.371 | 59.034 | 60.115 | 61.197 | 63.860 | 64.174 | 64.512 | 100,0% |
| Cenário Intermédio | | | | | | | | | | | | | | | |
| Eólica | 4.012 | 5.695 | 7.493 | 9.025 | 9.264 | 10.806 | 11.577 | 11.577 | 12.179 | 12.781 | 12.781 | 13.355 | 13.964 | 13.999 | 20,5% |
| Mini hidrica | 694 | 660 | 825 | 1.380 | 902 | 988 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1.024 | 1,7% |
| Solar | 20 | 33 | 139 | 208 | 297 | 434 | 483 | 483 | 483 | 483 | 483 | 483 | 483 | 483 | 0,8% |
| Ondas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Térmicas PRE | 5.437 | 5.177 | 5.966 | 7.311 | 12.855 | 13.441 | 13.937 | 14.239 | 14.363 | 14.363 | 14.363 | 14.363 | 14.363 | 14.363 | 23,6% |
| Hídricas PRO | 8.982 | 5.802 | 6.965 | 14.357 | 9.453 | 10.136 | 10.148 | 10.209 | 9.896 | 10.593 | 10.990 | 12.104 | 12.823 | 12.823 | 18,3% |
| Carvão PRO | 11.663 | 10.424 | 11.942 | 6.553 | 13.152 | 11.729 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 18,1% |
| Gás natural PRO | 10.802 | 12.693 | 11.581 | 10.737 | 6.520 | 5.297 | 5.818 | 5.700 | 7.815 | 7.544 | 8.173 | 9.016 | 7.985 | 8.270 | 12,0% |
| Outros | 960 | 680 | 184 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Total da produção nacional | 42.570 | 41.164 | 45.095 | 49.582 | 52.444 | 52.830 | 53.294 | 53.537 | 56.067 | 57.094 | 58.121 | 60.650 | 60.949 | 61.269 | 95,0% |
| Saldo Importador | 7.488 | 9.431 | 4.777 | 2.623 | 2.776 | 2.796 | 2.821 | 2.833 | 2.967 | 3.022 | 3.076 | 3.210 | 3.226 | 3.243 | 5,0% |
| Total do Consumo | 50.058 | 50.595 | 49.872 | 52.205 | 55.219 | 55.626 | 56.115 | 56.371 | 59.034 | 60.115 | 61.197 | 63.860 | 64.174 | 64.512 | 100,0% |
| Cenário Investimento Mínimo | | | | | | | | | | | | | | | |
| Eólica | 4.012 | 5.695 | 7.493 | 9.025 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 8.493 | 14,3% |
| Mini hidrica | 694 | 660 | 825 | 1.380 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 853 | 1,4% |
| Solar | 20 | 33 | 139 | 208 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 0,4% |
| Ondas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Térmicas PRE | 5.437 | 5.177 | 5.966 | 7.311 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 12.589 | 21,2% |
| Hídricas PRO | 8.982 | 5.802 | 6.965 | 14.357 | 9.453 | 10.136 | 10.148 | 10.209 | 9.896 | 10.593 | 10.990 | 12.104 | 12.823 | 12.823 | 18,3% |
| Carvão PRO | 11.663 | 10.424 | 11.942 | 6.553 | 13.152 | 11.729 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 10.306 | 18,1% |
| Gás natural PRO | 10.802 | 12.693 | 11.581 | 10.737 | 7.693 | 8.820 | 10.694 | 10.877 | 13.719 | 14.050 | 14.680 | 16.096 | 15.674 | 15.994 | 21,3% |
| Outros | 960 | 680 | 184 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Total da produção nacional | 42.570 | 41.164 | 45.095 | 49.582 | 52.444 | 52.830 | 53.294 | 53.537 | 56.067 | 57.094 | 58.121 | 60.650 | 60.949 | 61.269 | 95,0% |
| Saldo Importador | 7.488 | 9.431 | 4.777 | 2.623 | 2.776 | 2.796 | 2.821 | 2.833 | 2.967 | 3.022 | 3.076 | 3.210 | 3.226 | 3.243 | 5,0% |
| Total do Consumo | 50.058 | 50.595 | 49.872 | 52.205 | 55.219 | 55.626 | 56.115 | 56.371 | 59.034 | 60.115 | 61.197 | 63.860 | 64.174 | 64.512 | 100,0% |

ANEXO 4 - GLOSSÁRIO

| Conceito | Definição | Fonte |
|----------------------------|---|----------|
| Alta Tensão | Tensão cujo valor entre fases é igual ou superior a uma tensão dada, variável de país para país. Em numerosos países da Europa, entende-se por alta tensão a tensão superior a 1.000 volts. | EDP |
| Autonomia Energética | Quociente entre a produção de energia primária e o consumo de energia primária (valores anuais). | Eurostat |
| Baixa Tensão | Tensão cujo valor entre fases é inferior a uma tensão dada, variável de país para país (geralmente 1000 volts). Em Portugal, a baixa tensão entre fases tem geralmente o valor de 380 volts. | EDP |
| Baixa Tensão Especial | Potências contratadas superiores a 41,4 kVA. | EDP |
| Baixa Tensão Ordinária | Fornecimentos ou entregas em BT para potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA. Inclui os fornecimentos destinados a Iluminação Pública (IP). | EDP |
| Balança Corrente | A balança corrente regista as transacções da balança de pagamentos relativas à importação e exportação de bens e serviços (incluindo viagens e turismo), aos rendimentos e às transferências correntes (incluindo transferências correntes públicas com a União Europeia e remessas de emigrantes e imigrantes) entre residentes do país e não residentes. | FMI |
| Balança de Bens e Serviços | A balança de bens e serviços regista as transacções de bens e serviços (itens resultantes de actividades produtivas) entre residentes do país e não residentes. | FMI |
| Balança de Capital | A balança de capital regista as transferências de capital e a compra/venda de activos não financeiros não produzidos, entre residentes do país e não residentes. | FMI |
| Balança de Pagamentos | A balança de pagamentos sumaria as transacções económicas entre os residentes de um país e não-residentes durante um determinado período, usualmente um ano. Engloba as transacções de bens, serviços, rendimentos, transferências e activos e passivos financeiros. Usualmente a balança de pagamentos divide-se em duas componentes principais: a balança corrente (inclui bens e serviços, rendimentos e transferências correntes) e a balança de capital. | FMI |
| Balança Financeira | A balança financeira demonstra as aquisições/alienações líquidas de activos e passivos financeiros (inclui investimento directo, investimento de carteira, derivados financeiros, outro investimento e activos de reserva). Da soma da balança corrente e da balança de capital obtém-se a posição de credor líquido (superavit) ou de devedor líquido (défice) de um país face ao resto do mundo. Este somatório é conceptualmente idêntico ao saldo líquido da balança financeira que mostra a forma como o saldo das balanças corrente e de capital é financiado. | FMI |
| Biogás | Combustível com origem na degradação biológica anaeróbica da matéria orgânica contida nos efluentes agro-pecuários, agro-industriais ou urbanos e nos aterros de Resíduos Sólidos Urbanos, sendo constituído por uma mistura de gases: o metano (CH ₄) em percentagens que variam entre os 50% e os 70% e o restante essencialmente dióxido de carbono (CO ₂). A produção de biogás enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | INE |
| Biomassa | Matéria orgânica, quer seja de origem vegetal quer animal, que pode ser utilizada como fonte de energia. A biomassa tem origem na fotossíntese, através da qual os produtores primários fixam o CO ₂ da atmosfera, utilizando a energia da radiação solar e o transformam na matéria que compõe as plantas. Tipos de biomassa que são usados para fornecer energia: (i) resíduos, incluindo-se nestes os resíduos florestais e os das indústrias da fileira florestal, (ii) os resíduos agrícolas e das indústrias agro-alimentares bem como os seus efluentes, (iii) excreta animal proveniente das explorações pecuárias, (iv) a fracção orgânica dos resíduos sólidos urbanos, (v) esgotos urbanos, (vi) culturas energéticas incluindo as culturas de curta rotação. | DGEG |
| BTU | <i>British thermal unit</i> , unidade de energia inglesa. A quantidade de 1 BTU é definida como a quantidade de energia necessária para elevar a temperatura de uma massa de uma libra de água de 39,2° F a 40,2° F. | EDP |
| Caloria | Calor trocado quando a massa de um grama de água passa de 14,5 °C para 15,5 °C. | INE |
| Centrais de Albufeira | Centrais hidroeléctricas que têm capacidade de armazenamento de água, permitindo um aprovisionamento de energia ao longo do tempo. A utilização dessa energia já tem associado um custo de oportunidade, que será maior ou menor consoante o regime hidrológico e o nível de armazenamento das albufeiras, tendo também em conta as restrições de exploração dos aproveitamentos hidroeléctricos (como por exemplo, regularização de caudais, abastecimento de água às populações, manutenção das cotas de exploração para fins turísticos e agrícolas). | ERSE |

| Conceito | Definição | Fonte |
|--|---|-----------------------------|
| Centrais de Fio-de-água | Centrais hidroeléctricas que não têm capacidade de armazenamento de água, fazendo com que a água seja turbinada assim que o nível de afluência de água o justifique. Na presença de um regime hidrológico húmido, a valorização da água nestas centrais é próxima de zero. | ERSE |
| Cogeração | Produção combinada de energia eléctrica e energia térmica. A produção de electricidade a partir de centrais de cogeração enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | ERSE |
| Cogeração Renovável | Cogeração com recursos renováveis tais como biocombustíveis sólidos, biocombustíveis gasosos com origem industrial e biocombustíveis gasosos com origem em aterro sanitário. A utilização destes recursos em sistemas de cogeração permite, além do aspecto fundamental da valorização energética, benefícios não quantificáveis tais como o escoamento de resíduos/sub-produtos armazenados, eliminação de odores, minimização de impactes ambientais sobre a camada de ozono, etc. São ainda utilizados em cogeração outros combustíveis renováveis nomeadamente gás de coque, gás de refinaria e gás de pirólise, entre outros. A produção de electricidade a partir de centrais de cogeração enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | Portal da Energia |
| Contrato de Aquisição de Energia (CAE) | Contrato celebrado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho, entre um produtor vinculado e a entidade concessionária da RNT, através do qual o produtor se comprometeu a vender à entidade concessionária da RNT a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais nele estabelecidas, tendo a REN Trading, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, sucedido à entidade concessionária da RNT na sua posição contratual relativamente aos contratos não cessados de acordo com os mecanismos previstos no Decreto Lei n.º 240/2004, de 26 de Dezembro. | ERSE |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | Custos definidos nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, em resultado da cessação dos CAE. Esta cessação confere a um dos seus contraentes o direito a receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária, designada por CMEC, destinada a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respectivo CAE, e a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. | ERSE e Decreto-Lei 240/2004 |
| Energia das Ondas | Consiste na energia mecânica originada pela movimentação da camada superficial da água do mar pelo vento ou por fenómenos geológicos, e que é proporcional ao quadrado da amplitude e ao período de movimento da onda. Esta tecnologia é relativamente nova e, actualmente, considera-se que ainda não é economicamente competitiva com outras tecnologias mais maduras, como o caso da energia eólica. A produção de electricidade com base na energia das ondas enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | Instituto Camões (Lextec) |
| Energia Eólica | Consiste no aproveitamento da energia cinética contida no vento para produzir energia mecânica, através da rotação das pás, transformando-a em energia eléctrica através de um gerador eléctrico. A energia eléctrica produzida num parque eólico é evacuada através de uma linha eléctrica com ligação a uma subestação que permite a alteração de média para alta tensão, permitindo, assim, a ligação ao sistema nacional de distribuição de energia. Entre as formas de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, a tecnologia que permite a produção de energia eléctrica a partir do vento é a tecnologia mais testada e amadurecida. A produção de electricidade a partir do vento enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | DGEG |
| Energia final | Energia consumida nos sectores dos transportes, indústria, comércio, agricultura, público e doméstico, excluindo o abastecimento para o sector da transformação de energias e para as próprias indústrias energéticas. | Eurostat |
| Energia Fotovoltaica | Energia gerada por painéis contendo células fotovoltaicas ou solares que, sob a incidência do sol, produzem energia eléctrica. A conversão directa de energia solar em energia eléctrica é realizada nas células solares através do efeito fotovoltaico que consiste na geração de uma diferença de potencial eléctrico através da radiação. O efeito fotovoltaico ocorre quando fotões (energia que o sol carrega) incidem sobre átomos (no caso átomos de silício), provocando a emissão de electrões, gerando corrente eléctrica. Este processo não depende da quantidade de calor, pelo contrário, o rendimento da célula solar cai quando sua temperatura aumenta. A produção de electricidade a partir do sol enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | DGEG |
| Energia Hidráulica | Energia potencial e cinética das águas. A produção de electricidade a partir de centrais hidroeléctricas (com potência superior a 30 MW) enquadra-se no conceito de produção em regime ordinário. | EDP |
| Energia Não Renovável | Energia produzida a partir de fontes esgotáveis existentes na natureza, como combustíveis fósseis (ex: carvão, petróleo e gás natural). | Portal Energias Renováveis |

| Conceito | Definição | Fonte |
|--|---|----------------------------|
| Energia Nuclear | Energia associada às modificações da constituição do núcleo de um átomo. Esta energia pode ser libertada durante um processo de desintegração radioactiva (usando materiais altamente radioactivos, como, por exemplo, o urânio). Nas centrais nucleares, as reacções nucleares em cadeia são controladas de modo a que esta energia seja libertada de forma gradual, sob a forma de calor. Tal como acontece nas centrais que usam combustíveis fósseis, o calor é utilizado para produzir vapor de água que, por sua vez, irá accionar uma turbina, conseguindo, assim, gerar energia eléctrica. A sua produção enquadra-se no regime ordinário. | EUROSTAT |
| Energia Primária | Energia que pode ser utilizada directamente ou que vai ser sujeita a transformação, incluindo a energia utilizada nos processos de transformação e as perdas inerentes a esses processos. Engloba os recursos energéticos não renováveis (carvão mineral, petróleo bruto, gás natural e minérios radioactivos), os recursos renováveis (radiação solar directa, biomassa, resíduos industriais, hidroelectricidade, vento, geotermia, energia térmica dos oceanos, marés, ondas e correntes marítimas) e a fracção renovável dos resíduos sólidos urbanos. | INE |
| Energia Renovável | Energia produzida a partir de fontes inesgotáveis existentes na natureza. | Portal Energias Renováveis |
| Energia solar térmica | Energia que utiliza a radiação solar principalmente para o aquecimento de águas, podendo também produzir-se vapor e electricidade. A produção de electricidade a partir de energia solar térmica enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | Portal Energias Renováveis |
| Fuelóleo | Último produto da destilação do petróleo, que tem grande aplicação como combustível em estufas (fogões), caldeiras, fornos e motores de combustão interna. | Porto Editora |
| Gás Natural | Mistura de hidrocarbonetos leves encontrada no subsolo, na qual o metano tem uma participação superior a 70% em volume. | Galp Energia |
| Intensidade Energética | Quociente entre o consumo bruto de energia e o Produto Interno Bruto (PIB) (valores anuais). | INE |
| Joule | Unidade de trabalho, energia e de quantidade de calor do Sistema Internacional (SI). O joule é o trabalho produzido por uma força de 1 newton cujo ponto de aplicação se desloca 1 metro na direcção da força. | INE |
| Média Tensão | Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV. | ERSE |
| MIBEL | Constitui um mercado regional de energia eléctrica, permitindo aos consumidores no espaço ibérico adquirir energia eléctrica num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha. | OMIP |
| Mini-hídricas | Central hidroeléctrica de pequena dimensão (capacidade instalada inferior a 10 MW). A produção de electricidade a partir de mini-hídricas enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | Instituto Camões (Lextec) |
| Muito Alta Tensão | Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV. | ERSE |
| OMIClear | Entidade gestora responsável pela plataforma de compensação do mercado de derivados ibérico, assumindo a posição de Contraparte Central em todas as operações por si registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes, ou seja, assume-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador. | OMIP |
| OMIP | Bolsa de derivados do MIBEL, sendo assim responsável pela negociação de contratos de derivados cujo activo subjacente é a electricidade e afins, disponibilizando contratos futuro, <i>forward</i> e <i>swap</i> . A negociação no mercado processa-se em contínuo ou em leilão. | OMIP |
| Petróleo | Mistura, em proporções variáveis, de hidrocarbonetos e que nas condições normais é um líquido negro, em geral menos denso que a água, e mais ou menos fluido, de acordo com a sua origem. A unidade de medida é tipicamente o Barril Brent com 159 litros. | INE |
| Potência Instalada | Valor correspondente à soma das potências nominais dos equipamentos. | INE |
| Produção de electricidade a partir de biomassa | Produção efectuada em unidades de produção de energia termoeléctrica baseada na queima de biomassa florestal, industrial ou animal numa caldeira que produz vapor que aciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade. No caso de uma central de cogeração, o calor residual originado nos processos termodinâmicos de geração de energia eléctrica é também aproveitado. A produção está dependente do regular fornecimento da biomassa utilizada, nas condições específicas de humidade que permitem uma queima e produção de energia eléctrica mais eficientes. A produção de electricidade com base em biomassa enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | DGEG |

| Conceito | Definição | Fonte |
|---|--|----------|
| Produção de electricidade a partir do carvão | Produção efectuada em unidades de produção de energia termoelétrica a carvão. Baseia-se na queima deste combustível numa caldeira que, como resultado, produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade. | INE |
| Produção de electricidade a partir do fuelóleo | Produção efectuada em unidades de produção de energia termoelétrica a fuelóleo. Baseia-se na queima deste combustível numa caldeira que, como resultado, produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade. A capacidade instalada deste tipo de tecnologia tem vindo a ser reduzida em detrimento de outras tecnologias, como por exemplo o gás natural. A produção de electricidade em centrais a fuelóleo enquadra-se no conceito de produção em regime ordinário. | INE |
| Produção de electricidade a partir do gás natural | Produção efectuada mediante a queima de gás natural que, como resultado, produz vapor que acciona uma turbina que, por sua vez, produz electricidade. No caso de uma central a Ciclo Combinado, utiliza-se a elevada temperatura dos gases de escape da turbina de gás para produzir vapor, que move uma segunda turbina. Trata-se de uma tecnologia madura e é aquela que, actualmente, permite atingir o mais alto nível de eficiência de produção de electricidade a partir de combustíveis fósseis e o menor nível de emissões de CO ₂ por unidade de energia eléctrica produzida. A produção de electricidade a partir do gás natural enquadra-se no conceito de produção em regime ordinário. | Turbogás |
| Produção em Regime Especial (PRE) | No quadro legal vigente é considerada PRE a produção de energia eléctrica: <ul style="list-style-type: none"> • Com base em recursos hídricos para centrais até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW; • Que utilize outras fontes de energia renovável; • Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas); • Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW; • Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW; • Através de um processo de cogeração. | ERSE |
| Produção em Regime Ordinário (PRO) | A que não se enquadra no regime PRE. Inclui as grandes hídricas, e as centrais térmicas a carvão, fuelóleo ou gás natural. | ERSE |
| Resíduos sólidos urbanos (RSU) | Resíduo doméstico ou similar da indústria, comércio ou serviços na sua fracção biodegradável que é incinerado em instalações específicas para a produção de electricidade. A produção de electricidade com base em RSU enquadra-se no conceito de produção em regime especial. | INE |
| Saldo Importador Líquido | Diferença entre as importações e exportações de energia eléctrica. | ERSE |
| Sistema Eléctrico Nacional (SEN) | Organização do sistema eléctrico em Portugal continental, definida pelo D.L. n.º 182/95, de 27 de Julho, constituído por dois subsistemas: o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). | ERSE |
| Tonelada equivalente de petróleo (TEP) | É a unidade de energia primária consagrada mundialmente, correspondendo a um hipotético petróleo que liberta na sua combustão um calor correspondente a 10 Gcal/ton (ou 41,87 GJ/ton). A conversão de um consumo de energia final para um consumo em energia primária utilizando a unidade tep obriga à definição de coeficientes de conversão. | IST |
| W | O watt é a potência de um sistema energético no qual é transferida uniformemente uma energia de 1 joule durante 1 segundo (unidade de potência). | INE |
| Wh | Um Wh é a quantidade de energia utilizada para alimentar uma carga com potência de 1 watt pelo período de uma hora. | INE |

ANEXO 5 – PRINCIPAIS FONTES DE INFORMAÇÃO

Principais fontes de informação

- Agência Internacional de Energia (AIE)
- Associação de Energias Renováveis (APREN)
- Banco de Portugal
- Banco Mundial
- Bloomberg
- BlueNext
- Centro de Fusão Nuclear
- Conselho de Reguladores do MIBEL
- Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)
- EDP
- Endesa
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)
- Eurostat
- Fundo Monetário Internacional (FMI)
- Galp
- Generg
- Iberdrola
- Iberwind
- Infopédia
- Instituto da água (INAG)
- Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI)
- Instituto Nacional de Estatística (INE)
- Legislação do Sector
- Mibel
- Nordpool
- Notícias da imprensa nacional
- OMEL
- OMIP
- Portal da Energia
- Portal Energias Renováveis
- Portal do Governo
- REN
- Renewable
- Tejo Energia
- Turbogás
- U.S. Energy Information Administration

“A presente publicação não consubstancia qualquer conselho, recomendação ou proposta de investimento, seja de que natureza for. Os resultados, conclusões e opiniões constantes da presente publicação baseiam-se em informação obtida junto de fontes consideradas fiáveis, mas as suas precisão e completude não podem ser garantidas pelo Banco BPI. O Banco BPI, ou qualquer afiliada, na pessoa dos seus administradores, directores ou outros colaboradores, não se responsabiliza por qualquer perda, directa ou potencial, resultante da utilização desta publicação ou dos seus conteúdos. O Banco BPI e os seus colaboradores poderão deter posições em qualquer activo mencionado nesta publicação. Nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida ou transmitida de qualquer forma ou por qualquer meio, sem a prévia autorização do Banco BPI.”

BANCO BPI, S.A.

Rua Tenente Valadim, 284
Telef.: (351) 22 207 50 00

4100-476 Porto
Telefax: (351) 22 207 58 88

Largo Jean Monnet, 1-9.º
Telef.: (351) 21 724 17 00

1269-067 Lisboa
Telefax: (351) 21 353 56 94