

DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL

NOVEMBRO DE 2009

Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL

**COMISSÃO DO MERCADO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

Este documento está preparado para impressão em frente e verso / impressão em dupla face

CMVM

Av. Liberdade n.º 252
1056-801 Lisboa
Tel.: +35 213 177 000
Fax.: +35 213 537 077
e-mail: cmvm@cmvm.pt
www.cmvm.pt

CNMV

Miguel Ángel, 11
28010 Madrid
Tel.: +34 91 585 15 00
Fax.: +34 91 319 33 73
e-mail: cnmv@cnmv.es
www.cnmv.es

ERSE

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: +35 21 303 32 00
Fax: +35 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

CNE

Alcalá, 47
28014 Madrid
Teléfono: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
e-mail: cne@cne.es
www.cne.es

ÍNDICE

0	INTRODUÇÃO	1
1	SUMÁRIO EXECUTIVO	5
2	ESTRUTURA DO MERCADO	17
2.1	Estrutura actual do mercado eléctrico	17
2.1.1	O mercado grossista	17
2.1.1.1	Composição da oferta	18
2.1.1.2	Oferta por segmento de mercado e tecnologia	34
2.1.1.3	Composição da procura	42
2.1.2	O mercado retalhista	49
2.1.2.1	Procura com base em tarifas e no mercado livre	50
2.1.2.2	Procura de energia por tipo de cliente final	58
2.1.2.3	Composição da oferta de energia	61
2.2	Integração das actividades de produção e de comercialização	69
2.2.1	Estrutura vertical e poder do mercado	69
2.2.1.1	Integração vertical e evolução da concorrência no mercado retalhista	69
2.2.1.2	O impacto dos contratos bilaterais intragrupo sobre o preço no mercado spot organizado	73
2.2.1.3	Integração vertical e comportamento estratégico no mercado spot	76
2.2.2	A figura de operador dominante	77
2.3	Aplicação do mecanismo dos CMEC em Portugal	81
2.4	Efeitos da existência de défice tarifário na estrutura de mercado	85
3	MERCADO DIÁRIO E INTRADIÁRIO	91
3.1	Preço de Encontro	93
3.2	Separação dos mercados	105
4	MERCADO A PRAZO	107
4.1	Enquadramento da origem do MIBEL - Acordos Ibéricos	107
4.1.1	Enquadramento do mercado a prazo do MIBEL – Pólo português	108
4.1.2	Da caracterização do mercado a prazo – Situação actual	109
4.1.3	Funcionamento do mercado	111
4.1.4	Da caracterização da OMIP enquanto entidade gestora do mercado a prazo - Situação actual	112
4.1.5	Da caracterização da OMIClear enquanto câmara de compensação, contraparte central e entidade gestora do sistema de liquidação do mercado a prazo – Situação actual	113
4.2	Liquidez	116
4.3	Produtos e Membros	118
5	MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO A PRAZO: LEILÕES REGULADOS	127
5.1	Leilões obrigatórios no mercado a prazo	127
5.2	Mecanismo de Cedência de Capacidade (VPP)	131
5.2.1	Espanha	131
5.2.1.1	Quadro normativo de aplicação	131

5.2.1.2	Objectivos das Emissões Primárias de Energia Eléctrica.....	133
5.2.1.3	Características das Emissões Primárias de Energia Eléctrica	133
5.2.1.4	Resultados das Emissões Primárias de Energia Eléctrica	136
5.2.2	Portugal	144
5.2.2.1	Enquadramento legal.....	144
5.2.2.2	Objectivos dos leilões de libertação de capacidade em Portugal	145
5.2.2.3	Características dos leilões de libertação de capacidade	146
5.2.2.4	Resultados dos leilões de libertação de capacidade	149
5.3	Leilões de Contratos de Energia para a Comercialização de Último Recurso (Leilões CESUR)	153
5.3.1	Enquadramento normativo de aplicação.....	154
5.3.2	Objectivos	155
5.3.3	Características dos leilões CESUR.....	155
5.3.4	Resultados dos leilões CESUR.....	157
6	MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	163
6.1	Portugal.....	163
6.2	Espanha.....	169
7	FINANCIAMENTO DOS OPERADORES DO MERCADO.....	175
7.1	Financiamento do OMEL - OMIE.....	175
7.2	Financiamento do OMIP.....	180
8	INTERLIGAÇÕES	185
8.1	Capacidades Disponíveis	185
8.2	Utilização	188
8.3	Incidentes.....	190
9	PARTICIPAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MERCADO.....	193
9.1	Portugal.....	193
9.2	Espanha.....	197
10	LICENÇAS DE EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO	201
10.1	Portugal.....	202
10.2	Espanha.....	203
11	COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES	205
11.1	Portugal.....	205
11.2	Espanha.....	212
12	SUPERVISÃO DOS MERCADOS	217
12.1	Enquadramento dos poderes de supervisão dos reguladores	217
12.2	Coordenação das Autoridades de Supervisão.....	224
13	TRABALHOS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA	231
13.1	Acções de harmonização regulatória da intervenção exclusiva dos Governos.....	231
13.1.1	Definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI e respectivo modelo de implementação	231

13.1.2	Reforço da articulação entre Operadores de Sistema.....	232
13.2	Acções de harmonização regulatória partilhadas pelos Governos e Conselho de Reguladores.....	232
13.2.1	Definição das regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL.....	232
13.2.2	Incentivo à liberalização e definição do plano de convergência tarifária.....	233
13.2.3	Harmonização dos mecanismos de garantia de potência	235
	ÍNDICE DE FIGURAS	237
	ÍNDICE DE TABELAS	241
	ÍNDICE DE QUADROS	243

0 INTRODUÇÃO

Decorreram dez anos sobre os primeiros passos dados pelas Administrações de Portugal e de Espanha com o objectivo de partilharem um caminho comum de construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), cuja cooperação se revelou benéfica e frutuosa, não só pelo contributo que deu para a existência do mercado de energia eléctrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia.

Neste percurso de construção contínua, conseqüente e perseverante por parte dos Governos de ambos os países, sublinham-se, de entre vários, quatro momentos pelo impulso que conferiram para a criação do MIBEL e que são: (i) a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade; (ii) a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha; (iii) a XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 e, já em Janeiro de 2008, (iv) a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo anteriormente referido¹.

No que respeita à celebração do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa pelo que representa no esforço de convergência, a nível ibérico, a consubstanciar em benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objectividade.

Relativamente à assinatura do Acordo de Santiago de Compostela, pelo que configura como instrumento fundamental para a criação de um quadro estável que permita aos operadores dos sistemas eléctricos nacionais desenvolver a sua actividade em toda a Península Ibérica. Adicionalmente, no quadro do Acordo, são consagrados “Mecanismos de regulação, consulta e supervisão” no âmbito dos quais foi criado o Conselho de Reguladores, cujas atribuições englobam, de entre outras, o acompanhamento e o desenvolvimento do MIBEL.

Quanto à XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, importa ressaltar de entre o conjunto de decisões que dela emanaram, a atribuição às Administrações Nacionais da definição de um Plano de Compatibilização Regulatória, que entretanto foi assinado pelos Governos de ambos os países em Março de 2007, e cuja concretização conduziu a desenvolvimentos fundamentais para o arranque do mercado na plenitude da dimensão ibérica.

Entretanto, na sequência da Cimeira de Braga ocorreu a revisão do Acordo de Santiago, que veio aprofundar e clarificar algumas matérias identificadas no Plano de Compatibilização Regulatória.

¹ Posteriormente aos factos aqui mencionados, celebrou-se, em Janeiro de 2009, a Cimeira Luso-Espanhola de Zamora.

De entre o conjunto de acções emanadas do referido Plano de Compatibilização Regulatória com responsabilidade de concretização pelo Conselho de Reguladores referem-se: (i) mecanismo de garantia de potência; (ii) metodologia para a determinação anual dos agentes que verifiquem a condição de operador dominante e (iii) harmonização de procedimentos de mudança de comercializador.

O Conselho de Reguladores, no âmbito das suas atribuições, considerou oportuno desenvolver uma descrição do caminho percorrido no desenvolvimento do MIBEL tendo, para o efeito, decidido promover a elaboração de um estudo sobre “Descrição do funcionamento do MIBEL”, com o objectivo de disponibilizar a todos os interessados uma descrição sistematizada sobre as acções desenvolvidas e respectivos resultados.

Este estudo tem como objectivo a caracterização do percurso do MIBEL através da abordagem essencialmente analítica.

Neste estudo, o Conselho de Reguladores aborda as questões consideradas fundamentais para compreender a evolução do mercado ibérico, de acordo com o seguinte esquema:

O capítulo 0, meramente introdutório, enquadra este documento no âmbito da estreita colaboração desenvolvida entre a República de Portugal e o Reino de Espanha em matéria de política energética nos últimos anos.

O capítulo 1 constitui-se como o Sumário Executivo deste documento.

O capítulo 2 apresenta uma descrição pormenorizada da estrutura da oferta e da procura nos segmentos grossista e retalhista do mercado, para, sobre esta base, submeter a análise alguns dos pontos fundamentais que explicam (e decorrem de) essa estrutura: o grau de integração vertical observado e o seu possível impacto na existência e potencial exercício do poder do mercado, bem como as repercussões do mecanismo dos chamados CMEC e a existência do défice tarifário.

O capítulo 3 aborda os mercados diário e intradiário: após gizar as suas bases legislativas e operacionais, incide-se na participação das várias tecnologias na caracterização da oferta e na forma como se processa a cobertura da procura, com especial atenção para o seu impacto na formação de preços nas zonas portuguesa e espanhola em que se desdobra o mercado ibérico, face ao congestionamento na interligação (aplicação do mecanismo de *market splitting* ou separação de mercados).

O capítulo 4 dá vários passos no horizonte da negociação para reflectir sobre as características, os padrões de funcionamento e os resultados do mercado a prazo, nas suas diferentes modalidades de contratação. Presta-se particular atenção à análise e mútua influência entre a liquidez esperada e observada neste mercado e nos produtos comercializados.

O capítulo 5 centra-se numa vertente específica da contratação a prazo: os leilões regulados; tanto os integrados no seio do pólo português do MIBEL, como os mecanismos de cessão de capacidade (VPP na literatura internacional) arbitrados em Espanha e em Portugal e, por último, os destinados à cobertura da procura fornecida a preço regulado pelos chamados comercializadores de último recurso.

O capítulo 6 oferece o outro vértice temporal do mercado: o dos serviços de sistema ou de balanço (as denominações e os conceitos variam: regulação, reserva, banda, gestão de desvios, entre outros), intimamente ligados à operação segura e fiável do sistema em prazos progressivamente mais próximos do tempo real.

O capítulo 7 expõe a forma de financiamento de ambos os pólos do operador do mercado e a evolução desse financiamento e dos resultados alcançados, tendo como pressuposto o objectivo do autofinanciamento.

O capítulo 8 proporciona dados sobre as ocorrências verificadas, bem como sobre a capacidade e o grau de utilização das infra-estruturas de interligação entre ambos os países, e aborda a necessidade do seu reforço, com o objectivo último de eliminar os congestionamentos estruturais.

No capítulo 9 apresenta-se um conjunto de normas para a progressiva incorporação no mercado, com carácter geral, da produção em regime especial, elemento fundamental para enfrentar com garantias e plena eficiência económica os compromissos adoptados em matéria de desenvolvimento de fontes de energias renováveis.

Intimamente relacionado com o anterior, o capítulo 10 apresenta a forma como os dois países aceitam, em relação ao sector electroprodutor, o desafio que representa assumir uma bitola cada vez mais exigente de redução de emissões de CO₂.

O capítulo 11 centra-se na forma de planeamento, comunicação, monitorização e, se aplicável, difusão adequada das indisponibilidades, programadas ou supervenientes, dos elementos essenciais do sistema eléctrico (grandes unidades de produção e infra-estruturas de interligação e transporte, principalmente).

O capítulo 12 passa em revista os poderes e obrigações dos organismos reguladores no desempenho do seu dever de supervisão como garantes do correcto funcionamento do mercado, dando especial atenção aos mecanismos de coordenação entre si, com os governos e com as autoridades da tutela.

Por último, o capítulo 13 passa em revista os principais trabalhos desenvolvidos, encaminhados no sentido da consecução de uma maior convergência na regulação eléctrica de ambos os países, e a conseqüente criação de oportunidades de negócio em condições iguais de competitividade para todas as partes envolvidas na realização do MIBEL.

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

CAPÍTULO 2: ESTRUTURA DE MERCADO

Mercado grossista

1. Durante os últimos anos, a estrutura do mercado grossista em Espanha e Portugal demonstrou uma evolução no sentido de menor concentração horizontal, ainda que subsistam diferenças importantes entre as estruturas dos dois mercados. Estes factos são confirmados pela análise das quotas de mercado e pelos indicadores de concentração empresarial, tanto em termos de energia produzida como de potência instalada. Em ambos os países esta tendência está relacionada, principalmente, com a entrada de novos agentes na produção em Regime Especial, assim como, em menor razão, com a construção de novos ciclos combinados de gás natural por parte de agentes distintos dos incumbentes.

Mercado retalhista

2. O mercado retalhista apresenta um maior nível de concentração, relacionado, em parte, com a integração entre distribuição e comercialização dos operadores incumbentes, que facilitou historicamente a permanência dos clientes com os comercializadores do mesmo grupo empresarial. Neste sentido, o desenvolvimento da comercialização e a entrada de novos competidores foi limitado, nos últimos anos, pelo problema do déficit tarifário, contribuindo para um retrocesso da participação dos consumidores no mercado liberalizado.
3. Em Espanha esta situação está-se a corrigir na sequência dos recentes desenvolvimentos regulamentares, e, em Julho de 2009, o volume de energia negociado no mercado liberalizado situava-se em torno de 60% da procura total. Em Portugal o processo de liberalização foi mais lento, ainda que se tenha registado uma aceleração nos últimos meses (o mercado liberalizado excede os 27% da procura total em Julho de 2009).

Integração vertical

4. Os grupos verticalmente integrados apresentam uma importância crescente no MIBEL e as suas filiais de comercialização abastecem-se, numa parte muito significativa, entre 60 a 80%, junto dos produtores associados. Numa perspectiva de concorrência esta situação não será problemática na medida em que os mercados *spot* e a prazo tenham suficiente liquidez e facilidade de aceso, de forma a garantir que os agentes independentes possam aprovisionar-se de energia nas mesmas condições que os operadores verticalmente integrados.
5. No entanto, as condições de desenvolvimento incipiente do MIBEL, nomeadamente na dimensão da contratação a prazo, não parecem garantir condições de equivalência no aprovisionamento de energia entre os diversos operadores. Surge, em particular, a preocupação de que o elevado grau

de integração vertical da estrutura de mercado existente possa dificultar a entrada estável e sustentável de agentes independentes, dificultando, deste modo, a concorrência efectiva nos mercados, quer grossista quer retalhista.

6. A proposta de 2008 do Conselho de Reguladores do MIBEL sobre “Definição do Conceito de Operador Dominante - Metodologia e Aplicações” aponta a ampliação deste conceito de forma integrada no âmbito do MIBEL, propondo que o mesmo, além da actividade de produção, considere também a actividade de comercialização no mercado retalhista, com o objectivo de contribuir para minimizar o risco de exercício de poder de mercado por parte dos agentes verticalmente integrados.

O mecanismo de CMEC em Portugal

7. Antes da entrada em mercado spot a 1 de Julho de 2007, a maioria dos centros electroprodutores em regime ordinário em Portugal beneficiavam da existência de contratos de longo prazo (CAE). A passagem a um regime de mercado veio ditar a necessidade de se cessarem estes contratos de longo prazo. Para tal foi criado um mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que assegura o cumprimento das obrigações mútuas dos CAE sem impedir a participação em mercado das respectivas centrais. Em presença de tal mecanismo, importa considerar o seu efeito no funcionamento concorrencial do mercado e, em particular, na formação dos preços da energia eléctrica, nomeadamente quando um mesmo agente detém activos inseridos no âmbito dos CAE e outros em regime de mercado sem esse mesmo mecanismo.

CAPÍTULO 3: MERCADO DIÁRIO E INTRADIÁRIO

Mercado diário

8. O mercado diário tem constituído uma plataforma de encontro da procura e da oferta de energia eléctrica, de forma fiável e representativa, desde 1 de Janeiro de 1998 para o sistema espanhol e desde 1 de Julho de 2007 também para o sistema português. Nos primeiros 18 meses de funcionamento do mecanismo de separação de mercados, o volume de contratação, para o conjunto do sistema ibérico, excedeu os 374,4 TWh, com um valor monetário associado superior a 22.059 milhões de Euros, incluindo as rendas de congestionamento geradas.
9. O diferencial de preços (*spread* médio) horários Espanha-Portugal tem vindo a reduzir-se progressivamente desde 2007, altura em que excedia o valor de 10 €/MWh, até se situar abaixo de 1 €/MWh no primeiro semestre de 2009. A existência de entre 16 e 20 GW de potência nuclear e de regime especial em mercado do lado de Espanha, não existentes ou não explicitamente presentes na curva de oferta da zona portuguesa, provoca que, fundamentalmente nas horas de vazio, predomine um fluxo de energia na interligação de Espanha para Portugal.

10. Durante o ano de 2008, o preço médio em Espanha situou-se em torno de 64,40 €/MWh e em Portugal em cerca de 69,90 €/MWh. Estes preços estiveram em linha com os preços dos restantes mercados vizinhos, ainda que se registem menores variações no MIBEL face aos restantes mercados.

Mercado intradiário

11. O mercado ibérico intradiário é um mercado de ajustes; com isso permite flexibilizar a operação e optimização do portfólio dos agentes ao longo de uma sequência de horizontes temporais sucessivos de curto prazo, permitindo as mesmas garantias de transparência e possibilidades de supervisão que o mercado diário.

Separação de mercados

12. O método aplicado desde 1 de Julho de 2007 na gestão da interligação Portugal-Espanha consiste num mecanismo de separação de mercados (*market splitting*) no horizonte diário, que permite efectuar a alocação da capacidade disponível de forma segura. Os congestionamentos existentes após a programação e alocação da capacidade em mercado são resolvidos através de Acções Coordenadas de Balanço entre ambos os TSO.

CAPÍTULO 4: MERCADO A PRAZO

Mercado a Prazo

13. O mercado a prazo do MIBEL, com funcionamento em Portugal, iniciou a sua actividade a 3 de Julho de 2006, assumindo, actualmente, o estatuto de mercado regulamentado. A gestão do mercado é efectuada pelo OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A., sendo que a OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A., desempenha as funções de câmara de compensação, contraparte central e entidade gestora do sistema de liquidação. A 31 de Março de 2009, o mercado apresentava 30 entidades admitidas como membros negociadores, 14 membros compensadores e 24 agentes de liquidação.

Contratos admitidos

14. Estão disponíveis para negociação três tipos de contratos: Futuros, Forwards e Swaps. Os contratos Futuros admitem liquidação financeira ou física, enquanto que os contratos Forwards têm natureza física e os contratos Swaps são de natureza financeira. Os contratos do tipo Futuro são negociáveis em mercado, podendo também ser objecto de registo, para efeitos de compensação, as operações realizadas fora de mercado (OTC). No caso dos contratos Forwards

e Swaps, introduzidos a 2 de Março de 2009, está apenas previsto o registo, para efeitos de compensação das operações OTC. Todos os contratos actualmente existentes são contratos de Carga Base. O subjacente dos contratos negociados no mercado a prazo é o preço do mercado à vista (spot) para a área espanhola do MIBEL (SPEL), sendo que, a partir de 1 de Julho de 2009, também é possível a negociação de contratos Futuros que têm como subjacente o preço spot do mercado português (PTEL), com liquidação exclusivamente financeira.

Negociação

15. Entre Julho de 2006 e Março de 2009, foram negociados em contratos Futuros 58.901 GWh de energia, dos quais cerca de 75% correspondem a leilões e o restante a negociação em contínuo. No mesmo período apenas se registaram 25 contratos Swap (15 do contrato SWB Yr-10 e 10 contrato SWB Q3-09). Há a registar um incremento da negociação em mercado, sobretudo a partir do final do último trimestre de 2008, atribuível ao aumento da negociação em contínuo, enquanto a negociação em leilão, embora permaneça como a mais significativa, tem vindo a perder gradualmente em peso relativo, tendo já representado menos de metade da negociação durante o primeiro trimestre de 2009. No que se refere à negociação OTC, há a registar, no mesmo período, 20.413 GWh, o que equivale a cerca de 26% do total da energia negociada (no mercado e fora de mercado). É observável um aumento considerável no registo de operações OTC desde o último trimestre de 2008, devido à turbulência dos mercados financeiros e ao início de actividade por parte de um intermediário de operações bilaterais (desde 13 de Outubro de 2008).
16. A actuação dos membros do mercado está marcada por uma forte participação das entidades do sector eléctrico, devido às características do próprio mercado, estando a negociação em contínuo e em leilão fortemente concentrada num número reduzido de entidades. No que respeita ao tipo de liquidação mais utilizada no mercado a prazo do MIBEL, considerando as distintas modalidades de negociação, constata-se uma predominância da liquidação financeira, que veio a reforçar a sua utilização ao longo do período considerado. A liquidação física é mais representativa do lado da compra do que do lado da venda, devido à obrigatoriedade de compra imposta aos comercializadores de último recurso nos leilões.

CAPÍTULO 5: MECANISMOS REGULADOS DE CONTRATAÇÃO A PRAZO

17. A realização de leilões com quantidades de aquisição obrigatórias para os distribuidores espanhóis e para o comercializador de último recurso português constituiu a base da liquidez do mercado a prazo referido pelo OMIP, apesar de se ter registado uma tendência de aumento da negociação em contínuo e, sobretudo, do registo de operações OTC. Entre Julho de 2006 e Março de 2009, cerca do 74% do total da energia negociada no mercado a prazo do MIBEL correspondeu a negociação nos referidos leilões.

18. O “Plano de compatibilização regulatória da regulação do sector energético entre Espanha e Portugal”, assinado em Lisboa a 8 de Março de 2007, estabelece como um dos seus objectivos a redução do poder de mercado através da realização de leilões de cedência de capacidade. Neste contexto, realizaram-se um total de sete leilões de libertação da capacidade de produção (leilões EPE) no mercado espanhol, no período compreendido entre Junho de 2007 e Março de 2009, nos quais as empresas Endesa e Iberdrola estiveram obrigadas a participar como cedentes de capacidade (em 50% cada uma) e quatro leilões de capacidade virtual no mercado português, no período compreendido entre Julho de 2007 e Dezembro de 2008, em que REN Trading actuou como cedente nos dois primeiros, a que se acresceu a EDP (ambas com 50% cada) nos leilões seguintes. A potência total cedida no âmbito do MIBEL, através destes leilões, ascendeu a 17.480 MW, dos quais cerca de 90% (15.730 MW) corresponde a potência cedida através dos sete leilões EPE celebrados em Espanha e os 10% restantes aos quatro leilões de cedência de capacidade celebrados em Portugal. Em termos de energia, através dos mecanismos de cedência de capacidade de produção no conjunto do MIBEL, foi posta à disposição dos agentes (no pressuposto de que seriam exercidos os 100% dos direitos de cedência correspondentes) 95.196 GWh, dos quais 91.574 GWh (96%) correspondem aos leilões EPE em Espanha e 3.622 GWh (4%) aos leilões de cedência de capacidade em Portugal.
19. O Acordo firmado em Braga, a 18 de Janeiro de 2008, acolhe o compromisso das Partes (Reino de Espanha e República Portuguesa) de realizar leilões de aquisição de energia, físicos ou financeiros, por parte dos comercializadores de último recurso. A Orden ITC/400/2007 regula os leilões através dos quais os distribuidores (os comercializadores de último recurso desde 1 de Julho de 2009) celebrarão contratos bilaterais para o fornecimento por aplicação de tarifa no território peninsular de Espanha (leilões CESUR). Com esta modalidade de contratação estabelece-se um mecanismo automático de determinação das tarifas de último recurso, incorporando os preços dos leilões para contratos com período de execução coincidente com o período de vigência das tarifas. Desde o leilão que definiu preço para o período de entrega de energia que se iniciou a 1 de Julho de 2009, a participação dos comercializadores de último recurso nestes leilões passou a ser voluntária.

CAPÍTULO 6: MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Portugal

20. Os serviços de sistema em Portugal encontram-se divididos em (1) *obrigatórios*, que não são remunerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade, e (2) *complementares*, como a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque, que são passíveis de remuneração. Actualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo. Os restantes

serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente. Existe em acréscimo um processo de resolução de restrições técnicas, baseado em mecanismos de mercado.

21. Em 2008, a reserva de regulação e a regulação secundária representaram, respectivamente, cerca de 6% e 3% da energia negociada em Portugal; o preço médio ponderado da banda de secundária oscilou entre 16 e 26 €/MW.

Espanha

22. Os serviços de ajuste do sistema constam de: (1) processo de resolução de restrições técnicas; (2) gestão dos desvios; e (3) serviços complementares, que englobam, por sua vez, (3a) os serviços associados à regulação frequência-potência (reserva primária, secundária e terciária), (3b) controlo de tensão da rede de transporte, e (3c) a reposição do serviço.
23. A resolução de restrições técnicas gere-se de acordo com mecanismos de mercado, em três níveis: (1a) as associadas ao programa diário base de funcionamento ou PDBF, (1b) as que decorrem dos mercados intradiários, e (1c) as enfrentadas em tempo real. A gestão dos desvios tem uma liquidação que é efectuada num sistema competitivo de preço dual. Dentro dos serviços complementares, a reserva primária tem carácter obrigatório e não retribuído; a secundária é um serviço potestativo retribuído por preço marginal; a terciária é de oferta obrigatória e também retribuída por preço marginal; o controlo de tensão é constituído por duas partes: uma voluntária, retribuída através de regras regulamentares, e outra não retribuída e obrigatória para todos os provedores do serviço; por último, a forma de retribuição da reposição de serviço está ainda dependente de desenvolvimento regulamentar.
24. Em 2008, o impacto médio no sistema peninsular espanhol do conjunto dos serviços de ajuste foi de cerca de 2,60 Eur/MWh, num ano em que os preços médios ponderados mensais do mercado diário oscilaram, aproximadamente, entre 57 e 74 Eur/MWh.

CAPÍTULO 7: FINANCIAMENTO DOS OPERADORES DE MERCADO

25. O Acordo de Santiago de Compostela prevê o autofinanciamento dos operadores do mercado como um dos seus princípios orientadores; de todo o modo, prevê-se um período inicial de transição, no qual o financiamento do operador do mercado ibérico pólo português (OMIP) e do operador do mercado ibérico pólo espanhol (OMIE) possa ser complementado pelas tarifas.

OMIE

26. Até 1 de Julho de 2009 têm sido os consumidores espanhóis, através das tarifas de acesso e das tarifas integrais, a financiar a actividade do OMIE. Não obstante, a partir de 1 de Julho de 2009, o financiamento da actividade do Operador do Mercado far-se-á, no todo ou em parte, através dos preços que cobre aos produtores no mercado, tanto em regime ordinário como em regime especial, que actuem no âmbito do MIBEL e de acordo com a normativa vigente. No período 2005-

2008, as receitas do OMIE reflectidas nas tarifas de acesso e nas tarifas integrais oscilaram entre 10 e 11 milhões de euros, com um resultado líquido de, aproximadamente, entre 500 e 800 mil euros.

OMIP-OMIClear

27. Em conformidade com o Acordo de Santiago, o Despacho nº 4673/2005 (2ª Serie), estabelece que *“a sustentabilidade do OMIP e da OMIClear, enquanto entidades do sector eléctrico encarregues do funcionamento e gestão do mercado de electricidade a prazo, será suportado pelo sistema eléctrico, através da tarifa de uso global do sistema”*. O Acordo também prevê, para assegurar um nível mínimo de liquidez que permita a viabilidade do mercado a prazo e estimule um ambiente competitivo, a obrigatoriedade de que Portugal e Espanha estabeleçam, durante um período transitório, *“uma percentagem mínima de energia que os comercializadores regulados terão de adquirir no mercado a prazo gerido pelo OMIP”*.
28. Cabe destacar que as receitas do OMIP-OMIClear contemplam as comissões: (i) de admissão e manutenção, (ii) sobre transacções, (iii) pela utilização das plataformas de mercado, (iv) pela redifusão de informação de mercado, (v) pelas tecnologias de acesso aos sistemas de negociação e de compensação, (vi) por acções de formação organizadas pelo OMIP e pela OMIClear; e (vii) pela realização de exames de certificação de responsáveis.
29. Para o período compreendido entre Janeiro de 2007 e Dezembro de 2008, constata-se que as receitas geradas dependem em larga medida das comissões cobradas pelas transacções resultantes das aquisições obrigatórias em leilão e pela subsidiação da tarifa.

CAPÍTULO 8: INTERLIGAÇÕES

Capacidades disponíveis

30. No presente, a capacidade máxima de intercâmbio comercial em ponta entre as duas zonas do MIBEL ronda os 1.600 MW no sentido de Espanha para Portugal e 1.300 MW no sentido contrário. A expectativa é que as mencionadas capacidades sejam duplicadas dentro do horizonte temporal que decorre até 2014, permitindo alcançar uma capacidade disponível próxima dos 3.000 MW em ambos os sentidos, o que, por sua vez, deverá permitir que o congestionamento estrutural que a interligação apresenta se possa reduzir de forma significativa. Para a realização desta ampliação, é fundamental a implementação de novos corredores de 400 kV, no norte e no sul da fronteira, respectivamente.
31. Por outro lado, além da concretização dos planos de desenvolvimento das interligações e dos reforços domésticos que permitam a sua efectividade, torna-se imprescindível adoptar medidas orientadas a permitir que a sociedade civil tome consciência da importância da construção de novas linhas e infra-estruturas eléctricas na consolidação de um nível de bem-estar que a maior

parte das populações parece dar por adquirido. Esta situação é particularmente relevante para a função estruturante para o sistema que têm as linhas de transporte e, em particular, as que servem as interligações internacionais.

Utilização

32. O grau de utilização observado na interligação entre as duas zonas do MIBEL tem sido historicamente elevado e, desde a entrada em vigor do mecanismo de market splitting, poderá dizer-se que a ocupação tem sido quase total. Todavia, ainda que o nível de utilização das linhas que unem os dois países possa qualificar-se como satisfatório, esta é uma situação se revê relativizar em função do valor total de capacidade disponível para fins comerciais. Para tal concorre o significativo número de horas em que a interligação Portugal-Espanha se encontra congestionada, apesar da evolução positiva registada nos valores de capacidade oferecida, assim como o facto de esta ser uma das interligações europeias com maior valor relativo face à dimensão dos consumos que interliga.

Incidências

33. Da análise das incidências registadas desde Julho de 2007, parece poder concluir-se que, pelo menos parcialmente, as causas destas anomalias não devem atribuir-se ao estado ou operação das infra-estruturas, mas antes a assuntos relacionados com o desenho do mercado grossista, que podem ter um impacto negativo nas margens de cobertura da procura e, conseqüentemente, incidir em restrições de capacidade de exportação do país inicialmente exportador, por razões de segurança de abastecimento doméstico.

CAPÍTULO 9: PARTICIPAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MERCADO

34. A produção de electricidade em regime especial é já uma peça chave do *mix* de produção ibérico, imprescindível para compatibilizar a liberalização da produção de electricidade com as metas que, em matéria protecção do meio ambiente e eficiência e independência energética, o conjunto da sociedade actual adoptou. Todavia, ao regime especial não deve pedir-se já apenas um contributo em energia, mas também uma contribuição para o sistema em termos de potência disponível, bem como uma contribuição decisiva para o desenvolvimento do mercado e a operação segura do sistema.

Portugal

35. A produção em regime especial (PRE) observou uma evolução muito significativa nos últimos anos, contribuindo, em 2008, com cerca de 23% do total do consumo no sistema continental. O comercializador de último recurso (CUR) tem a obrigação de comprar toda a energia produzida

pela PRE, valorizada (1) ao preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo, baseado numa lógica de custos evitados, ou (2) ao preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. A produção em regime especial não aparece explicitamente no mercado, embora influencie o volume de ofertas de compra do CUR e, conseqüentemente, a formação do preço em mercado.

Espanha

36. O quadro normativo aplicável, que até 2002 apenas contemplava incentivos de acesso ao mercado para a cogeração, aposta decididamente desde 2004 numa integração do regime especial no sistema geral de ofertas. O aumento pronunciado dos preços da energia na Europa, em 2005 e 2006, representou uma inversão na transferência da produção eólica do regime tarifário para o regime de mercado+incentivo. No entanto, esta política ainda tem um importante caminho a percorrer, uma vez que até agora o acesso ao mercado de outras tecnologias tem sido modesto (em várias das tecnologias renováveis) e, nalguns casos, ainda não foi objecto de regulamentação (como é o caso da energia solar fotovoltaica). Por outro lado, é extremamente importante que o incentivo adicionado ao preço de mercado esteja vinculado ao mesmo, através de um sistema de patamares máximos e mínimos para a retribuição total, que permita um pacto de repartição de riscos entre a sociedade e o produtor em regime especial.

CAPÍTULO 10: LICENÇAS DE EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO

37. A solução que vier a ser encontrada no âmbito do MIBEL para o tratamento das licenças de emissão de dióxido de carbono vinculadas à produção de energia eléctrica deverá estar em linha com a nova Directiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, que altera a Directiva 2003/87/CE, a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. Um dos aspectos fundamentais da referida directiva passa pela exclusão do sector eléctrico da atribuição gratuita de licenças de emissão no período pós 2012, que deverão ser adquiridas na totalidade por leilão. Esta decisão baseia-se na capacidade reconhecida ao sector eléctrico de repercutir o sobrecusto introduzido pela compra de licenças de emissão.

Portugal

38. A política nacional portuguesa para as alterações climáticas assenta em três pilares principais: (1) o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), (2) a participação no Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂ (CELE), e (3) o investimento em mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto, com especial destaque para os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL).

39. A estratégia das empresas de gestão das licenças de CO₂ depende do regime em que se encontra a central: (1) para as centrais sujeitas a CMEC, ficou acordado que os custos de CO₂ serão pagos pelos consumidores; (2) para as centrais em regime de mercado cabe a cada agente definir a sua estratégia e fazer reflectir da forma que considerem mais adequada o custo do CO₂ no preço da energia vendida, e (3) para as centrais da Turbogás, Tejo Energia e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE aprovou um mecanismo de incentivo a uma gestão eficiente das licenças e emissão de CO₂.

Espanha

40. A legislação espanhola antecipou em seis anos para o sector eléctrico os princípios inspiradores da nova Directiva, para assim evitar o impacto que o consumidor sofreria com a repercussão das licenças de emissão atribuídas gratuitamente no preço da electricidade. A importância deduzida na retribuição das instalações de produção é equivalente às receitas em excesso (lucros indevidos ou *windfall profits*) obtidas pela internalização nas ofertas de venda do custo das licenças de emissão atribuídas gratuitamente.

CAPÍTULO 11: COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

Portugal

41. As disposições relativas à coordenação de indisponibilidades em Portugal estão previstas no Capítulo VI do Regulamento de Operação das Redes, assim como nos Capítulos VI e VII do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, ambos aprovados pela ERSE. A coordenação das indisponibilidades assenta em duas fases de coordenação e de actualização de indisponibilidades: Plano Anual de Indisponibilidades do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), e Plano Semanal de Indisponibilidades.
42. O Gestor de Sistema (GS) disponibiliza na sua página web uma secção dedicada à divulgação de informação ([Electricidade >> Centro de informação](#)), onde pode encontrar-se um conjunto diverso de dados, relacionados, entre outros, com os aspectos técnicos e de exploração, assim como aqueles susceptíveis de influenciar a formação dos preços em mercado. Esta informação inclui os principais indicadores de consumo, quotas de produção e qualidade de serviço, assim como dados sobre as instalações de produção e de transporte, principalmente em relação a indisponibilidades. A comunicação destes factos ao GS deve ser imediata e a sua divulgação rápida e não discriminatória.

Espanha

43. A necessária coordenação em matéria de planeamento, comunicação e publicação de indisponibilidades do parque produtor entre o operador do sistema e os titulares das unidades de

produção desenrola-se através de diversos Procedimentos de Operação (PO), aprovados por resolução da Secretaria-Geral da Energia, entre eles o – PO 2.5, “Planos de manutenção das unidades de produção”, e o PO 3.6, “Comunicação e tratamento das indisponibilidades das unidades de produção”. A planificação é efectuada em base anual móvel e é objecto de revisões trimestrais, mensais e semanais, sujeitas a actualizações diárias até ao dia anterior ao da programação.

44. A potência de produção disponível e indisponível é parte relevante da informação que, de forma quotidiana, o OS coloca à disposição dos agentes e do público em geral na sua página <http://www.esios.ree.es/web-publica/>.

CAPÍTULO 12: SUPERVISÃO DOS MERCADOS

Coordenação das autoridades de supervisão

45. O Acordo de Santiago estabelece que “a supervisão dos mercados definidos no âmbito do MIBEL realizar-se-á pelas entidades de supervisão da Parte em que estes se constituam, de acordo com a respectiva legislação para esta matéria”. A necessária interconexão entre o mercado à vista (*spot*) e o mercado a prazo obriga ao exercício em conjunto da actividade de supervisão, não se coadunando com uma mera divisão das competências entre as diversas autoridades: implica necessariamente a utilização partilhada de informação, por vezes não pública, assente num mecanismo de reciprocidade.

Aprovação das regras do mercado

46. As regras emitidas pelas entidades gestoras de mercados e sistemas estão sujeitas a aprovação do CR MIBEL, através da emissão de um parecer prévio não vinculativo. As regras que afectam a fisionomia e a natureza do mercado ou dos sistemas (*regras de nível 3*) devem ser avaliadas em reunião presencial do CR MIBEL; as outras matérias, referentes a regras de natureza meramente operacional, técnica ou de detalhe (*regras de nível 1 e 2*) são objecto de procedimento expedito de não objecção (*fast track procedure*).

Articulação dos Governos e do CR MIBEL

47. Nas suas comunicações com os governos de Portugal e de Espanha, e dentro do âmbito normativo do MIBEL, as entidades reguladoras que integram o CR MIBEL actuarão sempre de forma coordenada e conjunta, mediante carta ou circular subscrita ou autorizada pelos quatro membros ao mais alto nível de representação. A evolução posterior deste sistema deverá ter em conta a assimetria de competências entre os reguladores sectoriais energéticos espanhol e português: existem situações em que o interlocutor natural da ERSE seja o Ministério espanhol. Também nesses casos, e em particular nesses casos, os membros do CR MIBEL confirmam o seu

compromisso de actuar de forma coordenada e conjunta no seu contacto com os executivos de ambos os países.

Coordenação com as Autoridades de Concorrência

48. O enquadramento legal em ambos os países é similar, uma vez nos dois foram criadas autoridades transversais para a concorrência. O regulador sectorial deve informar o regulador transversal de todas as práticas contrárias ao desenvolvimento da concorrência nos sectores regulados, assim como alterações ao enquadramento legal e regulamentar dos sectores regulados que possam incidir em matérias de concorrência; a autoridade de concorrência deve consultar, com carácter prévio e não vinculativo, o regulador sectorial sobre as operações de concentração em sectores regulados e sobre decisões de carácter sancionatório que abranjam entidades presentes nos sectores regulados.

CAPÍTULO 13: TRABALHOS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA

49. Tendo como base o Plano de Compatibilização Regulatória, anteriormente referido, os Governos identificaram um conjunto de acções destinadas a aprofundar a integração dos mercados energéticos, algumas delas na esfera de intervenção exclusiva dos Governos e outras cujo desenvolvimento é uma responsabilidade partilhada dos Governos e do Conselho de Reguladores do MIBEL.
50. As **acções de harmonização regulatória de intervenção exclusiva dos Governos** centram-se em duas áreas: (i) a definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI e (ii) o reforço da articulação entre os operadores de sistema, em aspectos relacionados com o intercâmbio de participações REE/REN ou o reforço das interligações entre Portugal e Espanha, entre outros.
51. As **acções de harmonização regulatória, repartidas entre os Governos e o CR do MIBEL**, centram-se nas seguintes áreas: (i) a definição das regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL; (ii) o incentivo da liberalização e a definição do plano de convergência das tarifas; (iii) a implementação de um mecanismo de gestão das interligações; e (iv) a harmonização dos mecanismos de garantia de potência.

2 ESTRUTURA DO MERCADO

2.1 ESTRUTURA ACTUAL DO MERCADO ELÉCTRICO

A organização estrutural do mercado eléctrico reflecte a organização do próprio sector, designadamente a que decorre do processo de liberalização que é um traço comum na Europa. Neste sentido, a estrutura organizativa reflecte a existência de uma cadeia vertical de actividades, que, no essencial, se pode caracterizar em três vertentes fundamentais:

- **Produção de energia;**
- **Transporte e distribuição;**
- **Comercialização.**

As actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica estão assentes na existência de redes que veiculam a energia eléctrica desde a produção até cada uma das instalações consumidoras, sendo consideradas monopólios naturais em função do tipo de investimento e operação que requerem, que, do ponto de vista da teoria económica, sustenta que é economicamente mais eficiente a manutenção de uma estrutura monopolista nestas actividades que a sua abertura a mecanismos de concorrência.

Os monopólios naturais subjacentes às actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica, estão sujeitos a regulação, tendo-se consagrado o princípio de acesso livre por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa regulada.

A produção e a comercialização de energia eléctrica estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos recursos afectos a estas actividades. A actividade de produção de energia eléctrica em regime de mercado está associada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a colocação da mesma e os agentes compradores adquirem energia eléctrica, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A actividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

Nas secções seguintes procura caracterizar-se a estrutura do mercado eléctrico ibérico, caracterizando aquelas que são as duas actividades abertas à concorrência: produção (mercado grossista) e comercialização (mercado retalhista).

2.1.1 O MERCADO GROSSISTA

O funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica, no actual quadro de desenvolvimento do MIBEL, está assente na existência de um conjunto de modalidades de contratação que se

complementam entre si. Estas modalidades reflectem as especificidades de funcionamento do sector eléctrico, designadamente o facto de se tratar de um sector que funciona em regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo e, por essa via, não ser possível a arbitragem temporal existente em outros mercados. Desta forma, o mercado grossista do MIBEL compreende actualmente:

- Um mercado de contratação a prazo (OMIP), em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia eléctrica. Este mercado pode efectuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).
- Um mercado spot de contratação à vista (OMEL), com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de electricidade para o dia seguinte ao da negociação.
- Um mercado de serviços de sistema que efectua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de energia eléctrica e que funciona em tempo real.
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia eléctrica.

2.1.1.1 COMPOSIÇÃO DA OFERTA

ESPAÑA

No período entre 2006 e 2008, a Espanha registou um crescimento significativo da potência de produção eléctrica instalada, passando de 80 544 MW em 2006 para 89 944 MW no final de 2008. Este aumento está relacionado principalmente com a instalação de nova potência em regime especial, que aumentou 30,4%, de 21 571 MW em 2006 para 28 127 MW em 2008, e, ainda que em menor grau, com a entrada em funcionamento de novas centrais de ciclo combinado a gás em regime ordinário, cuja potência aumentou 4,8%, de 58 973 MW em 2006 para 61 817 MW em 2008.

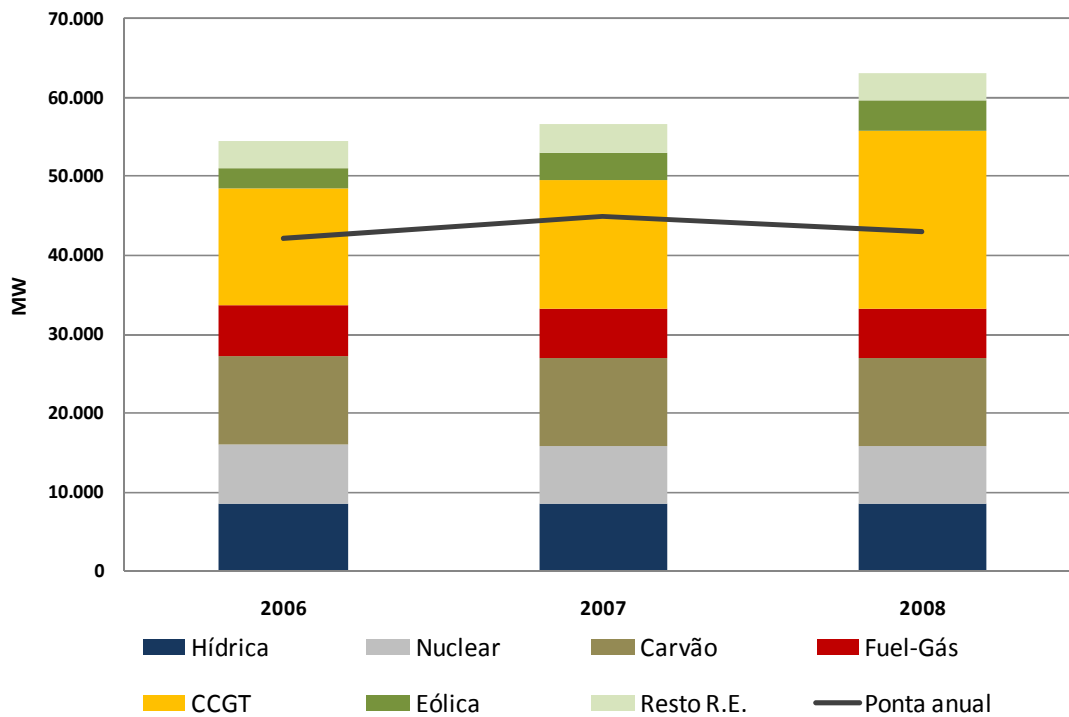
Em termos de potência disponível², e tendo em conta, por conseguinte, o menor coeficiente de disponibilidade do regime especial, é possível verificar que a contribuição das centrais de ciclo combinado a gás foi ganhando importância, até representar 35% da potência disponível total em 2008,

² Os dados de potência instalada podem sobrevalorizar notavelmente a capacidade real de determinadas tecnologias, especialmente no referente à capacidade das energias de origem hidráulica e do regime especial. Por isso, importa ajustar a potência instalada em função da sua disponibilidade. O cálculo da potência líquida disponível que se apresenta neste relatório foi realizado a partir da potência instalada, tendo em conta, no caso da energia hidráulica, um ano de hidraulicidade média, no caso do regime especial, as horas de funcionamento nos anos considerados e, no caso da potência térmica, os coeficientes de indisponibilidade publicados pela REE.

ao passo que o regime especial, incluindo a energia eólica, alcançou no mesmo ano 11% da potência disponível total.

Por outro lado, a procura na ponta cresceu 6,5% entre 2006 e 2007 e reduziu-se 4,3% entre 2007 e 2008, revelando a existência de uma margem folgada de potência disponível no regime ordinário para assegurar a cobertura da procura.

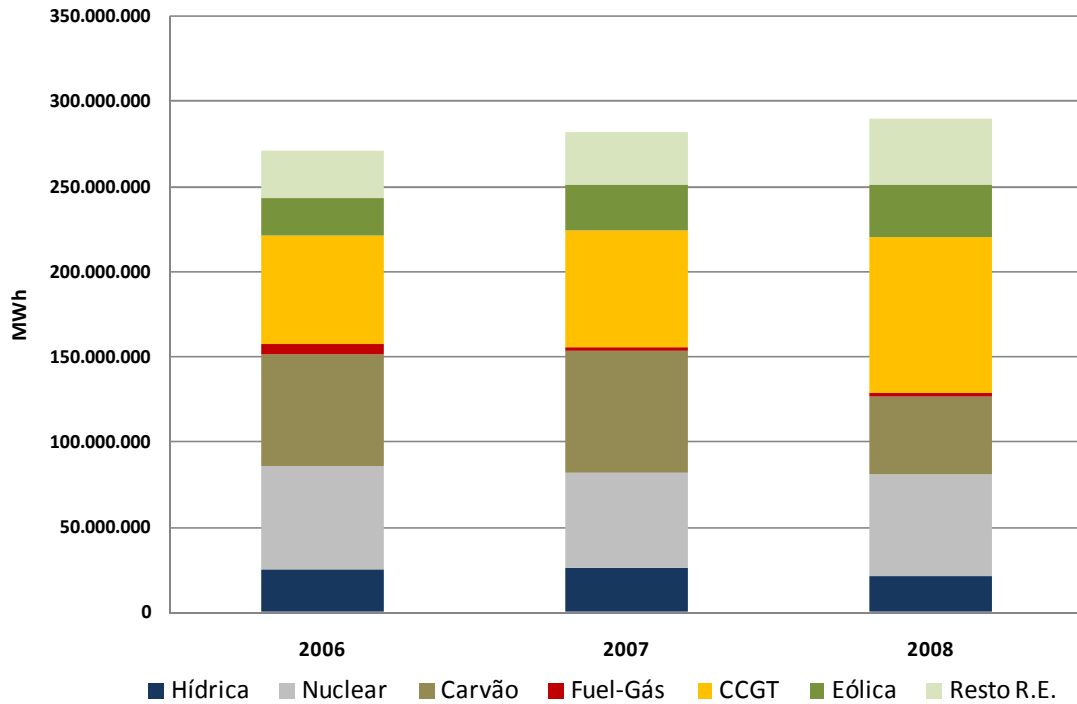
Figura 2.1-1 Evolução da potência líquida disponível em Espanha por tipo de tecnologia (2006-2008)



Fonte: CNE e REE

Em termos de energia produzida, importa destacar a percentagem significativa de produção em regime especial, que atingiu 26% em 2008, muito superior à sua quota da totalidade de potência disponível, devido às condições climáticas especialmente favoráveis, e a percentagem quase nula da produção de fuel-gás por causa do seu custo não competitivo face às outras tecnologias. Por seu lado, a tecnologia de ciclo combinado a gás representou 35% do total em 2008, em linha com a sua quota da totalidade de potência disponível.

Figura 2.1-2 Evolução da produção de electricidade em Espanha por tipo de tecnologia (2006-2008)

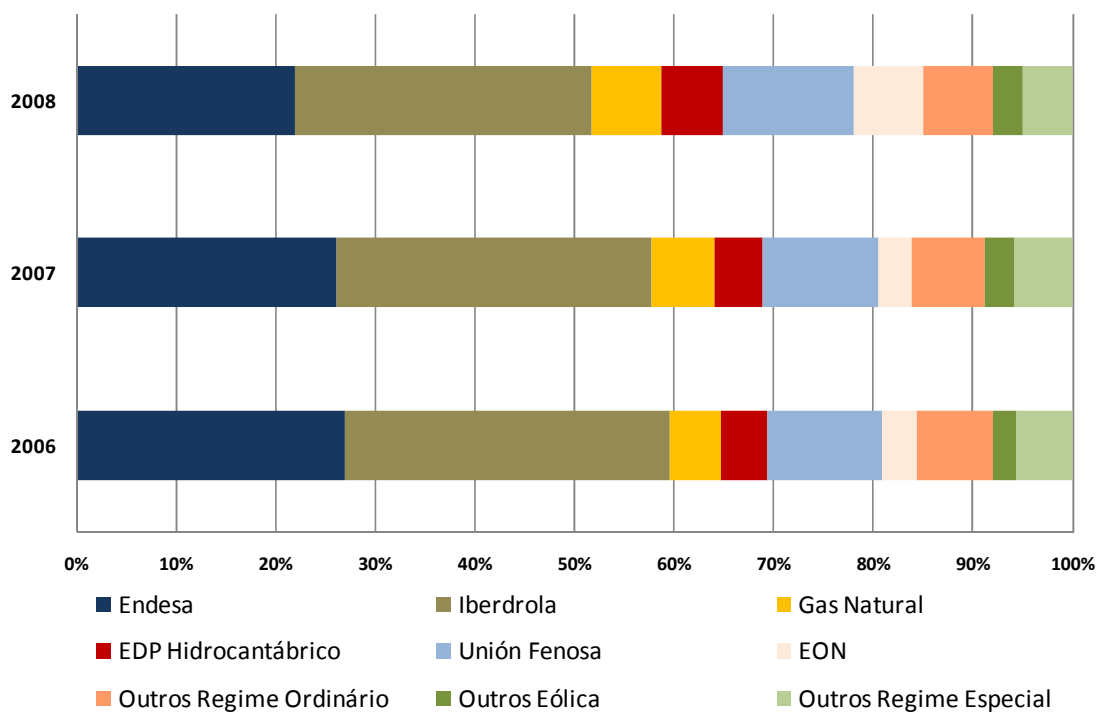


Fonte: CNE e OMEL

Considerando a composição da oferta por empresa, durante o período analisado observou-se uma redução da concentração, devido à ligeira descida das quotas da ENDESA e da IBERDROLA e ao aumento da quota da GAS NATURAL e de outros operadores mais pequenos. Em termos de potência disponível, o índice de concentração HHI³ manteve-se relativamente constante, num valor de cerca de 1925. A IBERDROLA e a ENDESA controlavam conjuntamente quase 60% do mercado em 2006, ao passo que, em 2008, alcançaram 54%, e a GAS NATURAL aumentou a sua quota de 5,2% para 6,9%. Por outro lado, em termos de produção, o HHI reduziu-se de 1851 em 2006 para 1818 em 2008, e a quota conjunta da ENDESA e da IBERDROLA desceu de 53,3% em 2006 para 51,4% em 2008, enquanto a GAS NATURAL aumentou a sua quota de 6,7% para 7%.

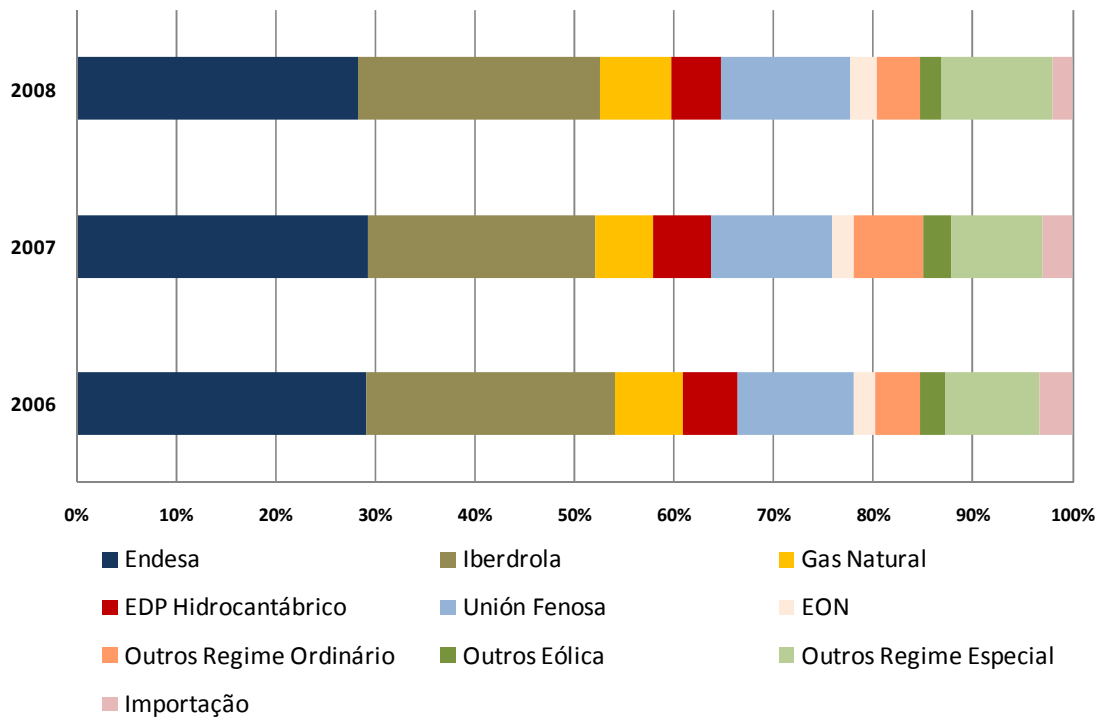
³ O índice de Herfindhal-Hirschmann (HHI) é composto pela soma das quotas de mercado elevada ao quadrado de todas as empresas do mercado, pelo que pode assumir valores entre 0 (concorrência perfeita) e 10 000 (monopólio).

Figura 2.1-3 Quotas dos principais grupos empresariais no total da potência líquida disponível em Espanha



Fonte: CNE e OMEL

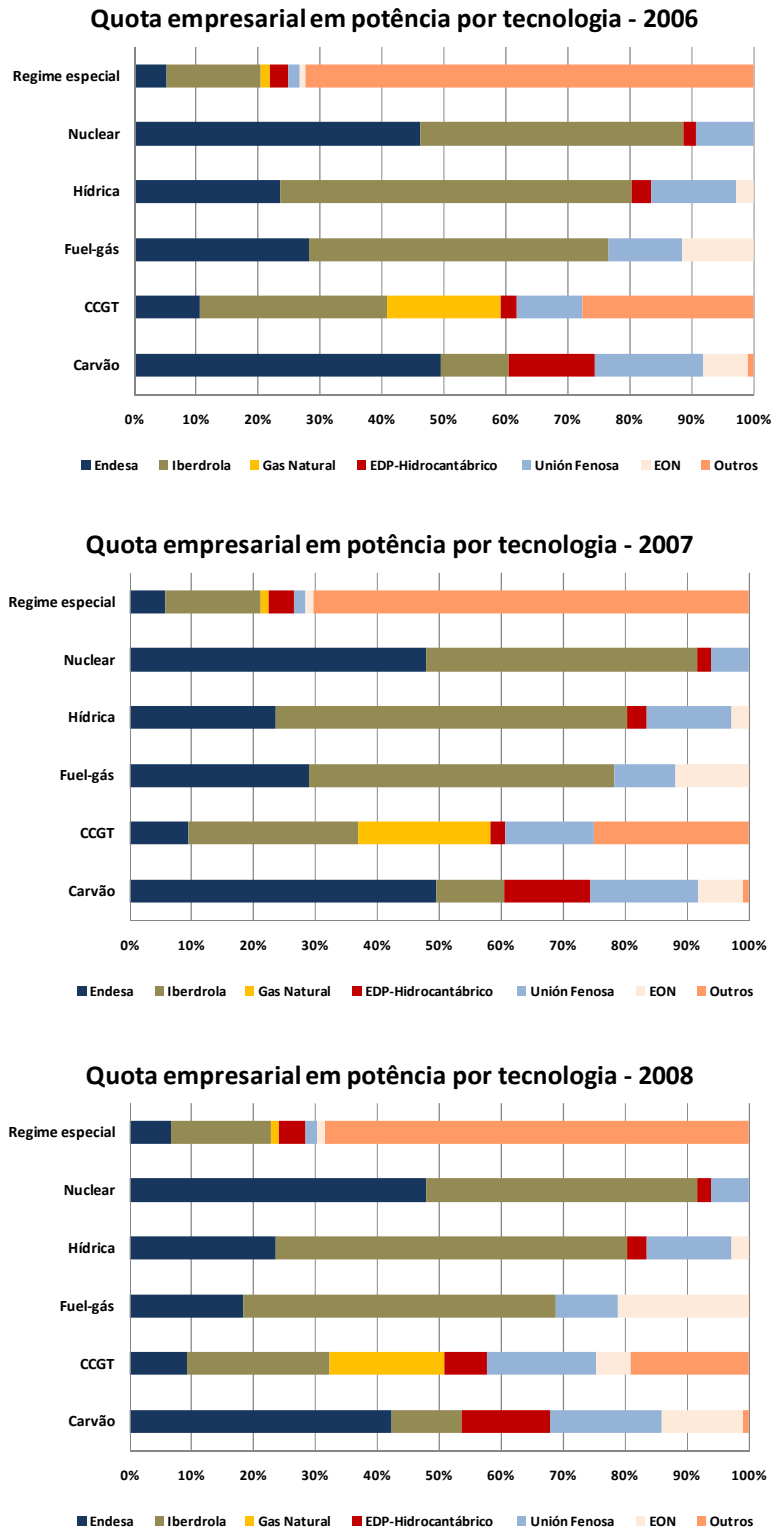
Figura 2.1-4 Quotas dos principais grupos empresariais como vendedores no mercado grossista de produção (diário e bilaterais) em Espanha



Fonte: CNE e OMEL

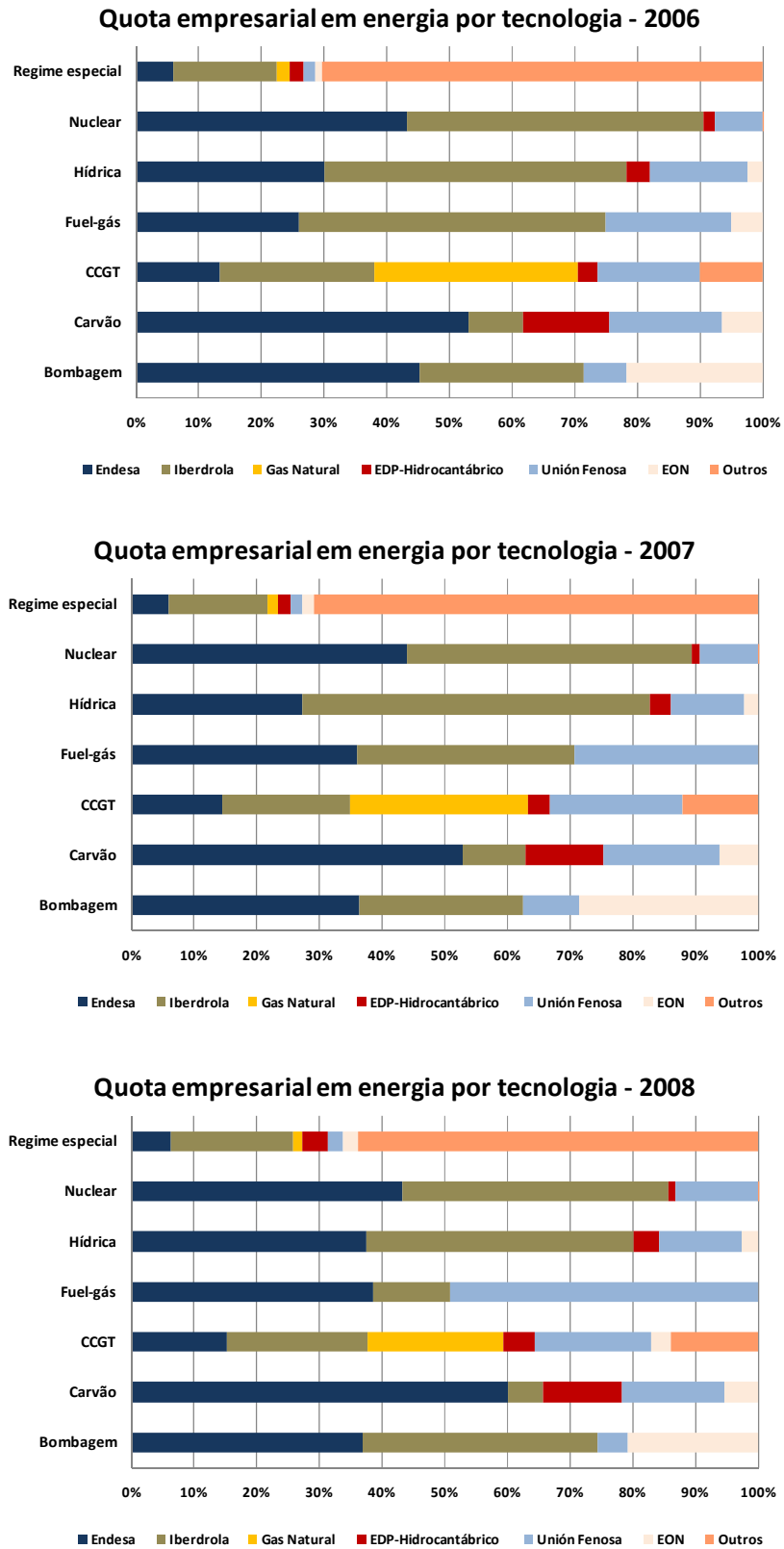
No que diz respeito ao grau de concentração empresarial por tipo de tecnologia, destaca-se o facto de as tecnologias de maior crescimento, ou seja, o ciclo combinado e o regime especial, terem sofrido uma desconcentração significativa durante o período analisado, reflectindo a entrada de novos concorrentes. Por outro lado, o grau de concentração de outras tecnologias para as quais não se registou a entrada em funcionamento de potência adicional, como é o caso da energia nuclear, hídrica e do carvão, é mais elevado e manteve-se relativamente constante durante o período analisado.

Figura 2.1-5 Evolução das quotas empresariais por tecnologia em termos de potência (2006-2008)



Fonte: CNE e OMEL

Figura 2.1-6 Evolução das quotas empresariais por tecnologia em termos de produção (2006-2008)



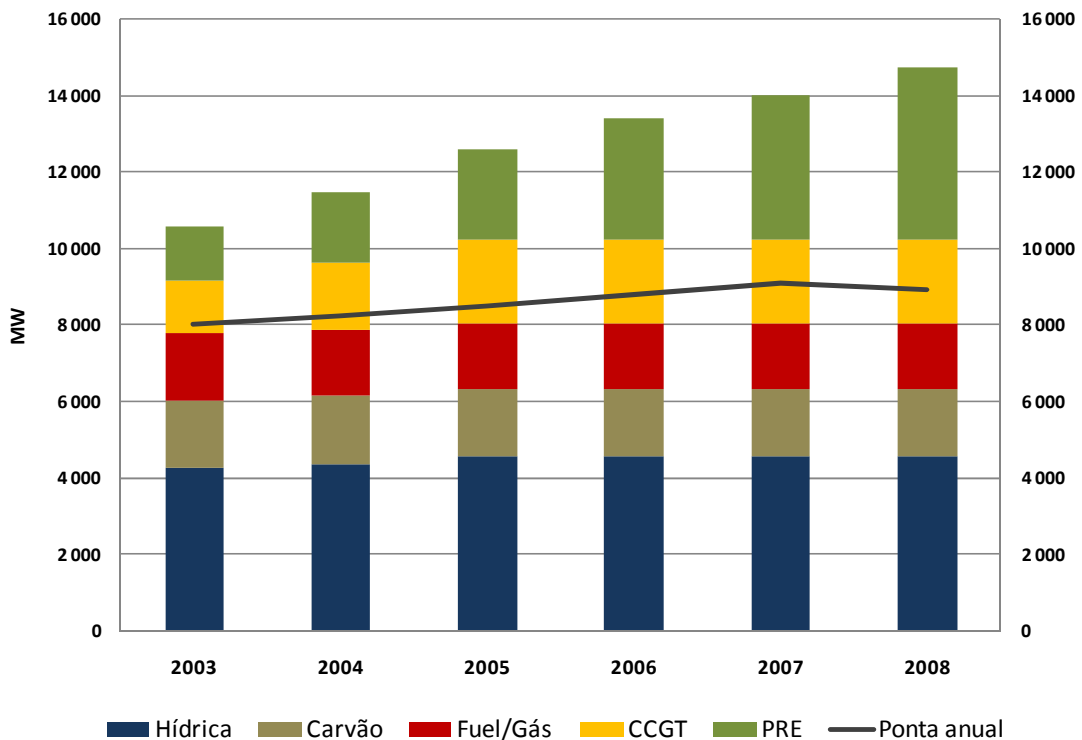
Fonte: CNE e OMEL

PORTUGAL

Em Portugal a caracterização da oferta de energia deve, desde logo, efectuar-se através da caracterização do parque electroprodutor instalado, em termos de capacidade instalada para a produção de energia eléctrica. A capacidade instalada é um elemento que não esgota a caracterização da oferta, devendo ser complementada com a produção efectiva do parque electroprodutor e com os saldos dos trânsitos de energia na interligação.

Em termos de caracterização do parque electroprodutor importa conhecer a sua composição em termos de fonte primária de energia que é utilizada. A Figura 2.1-7 apresenta a evolução da capacidade instalada em Portugal ao longo dos últimos 5 anos.

**Figura 2.1-7 Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tecnologia e capacidade instalada**



Fonte: REN e ERSE

Em termos de composição, o parque electroprodutor português sofreu duas alterações evidentes ao longo dos últimos 5 anos:

- Por um lado verificou-se um forte crescimento da capacidade instalada em produção em regime especial, particularmente no que respeita à energia eólica, facto que se traduz na passagem de uma quota de cerca de 13% de capacidade instalada total em regime especial em 2003 para cerca de 31% em 2008;

- Por outro lado, no segmento de produção em regime ordinário (térmicas e grande hídrica), verificou-se também uma alteração de composição, ainda que mais ligeira, passando a fileira do gás natural (CCGT) a representar em 2008 cerca de 20% do regime ordinário, enquanto em 2003 representava apenas 15%. Esta tendência deverá manter-se e até acentuar-se, já que os novos investimentos em capacidade com entrada em operação em horizonte temporal mais próximo são ciclos combinados.

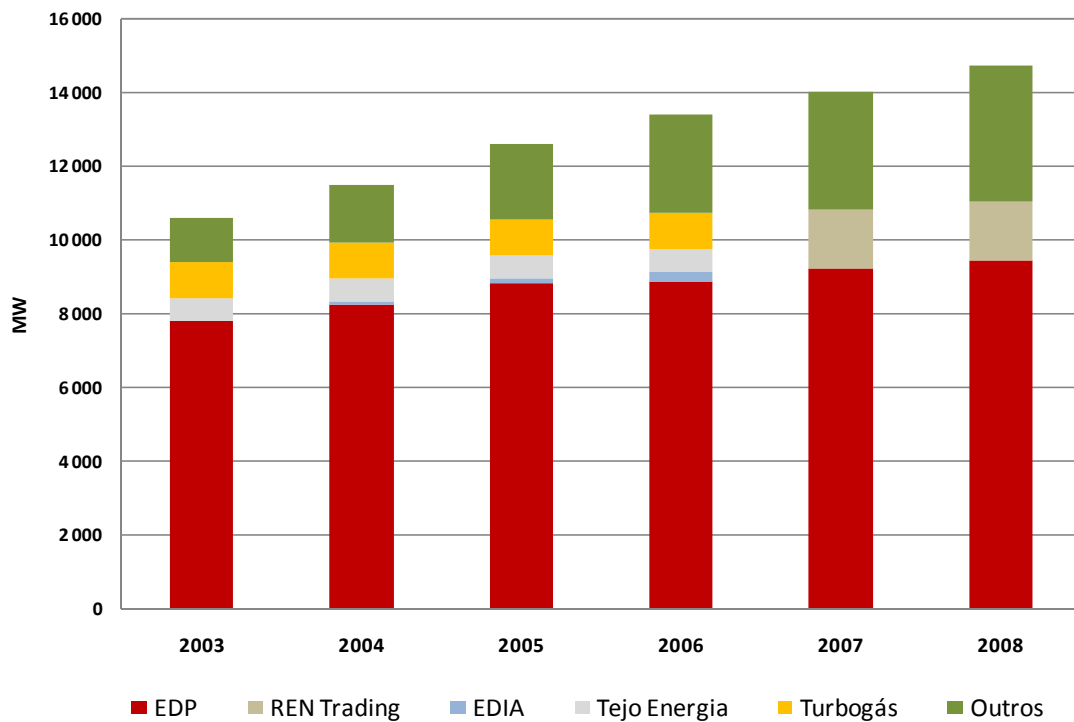
A evolução da ponta anual torna evidente a existência de uma margem relativamente reduzida entre a máxima ponta anual e a capacidade instalada no parque electroprodutor em regime ordinário. Ainda que se considere a crescente penetração da produção em regime especial, particularmente a eólica, torna-se necessário considerar todas as tecnologias agregadas no regime ordinário para efectuar a cobertura da ponta anual do sistema.

Ainda assim, torna-se particularmente evidente que o sistema português se encontra muito dependente da capacidade instalada em centrais hídricas, que representam em 2008 cerca de 45% da capacidade instalada em regime ordinário. Cumulativamente, cerca de metade desta capacidade instalada respeita a centrais do tipo fio de água, cuja exposição às condicionantes de evolução hidrológica é muito evidente e acentuada.

O aumento da capacidade instalada referente a centrais em regime especial, em particular em parques eólicos, acentua de forma significativa a volatilidade de exploração da capacidade instalada nas restantes fileiras de energia primária, uma vez que a remuneração das centrais em regime especial é assegurada através de mecanismos administrativos e a sua energia é garantidamente colocada nas redes de transporte e distribuição.

Do mesmo modo que se efectua uma caracterização da capacidade instalada para produção de energia eléctrica por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora. Essa repartição é efectuada na Figura 2.1-8, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor português, estando presente em todas as tecnologias.

**Figura 2.1-8 Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por agente e capacidade instalada**

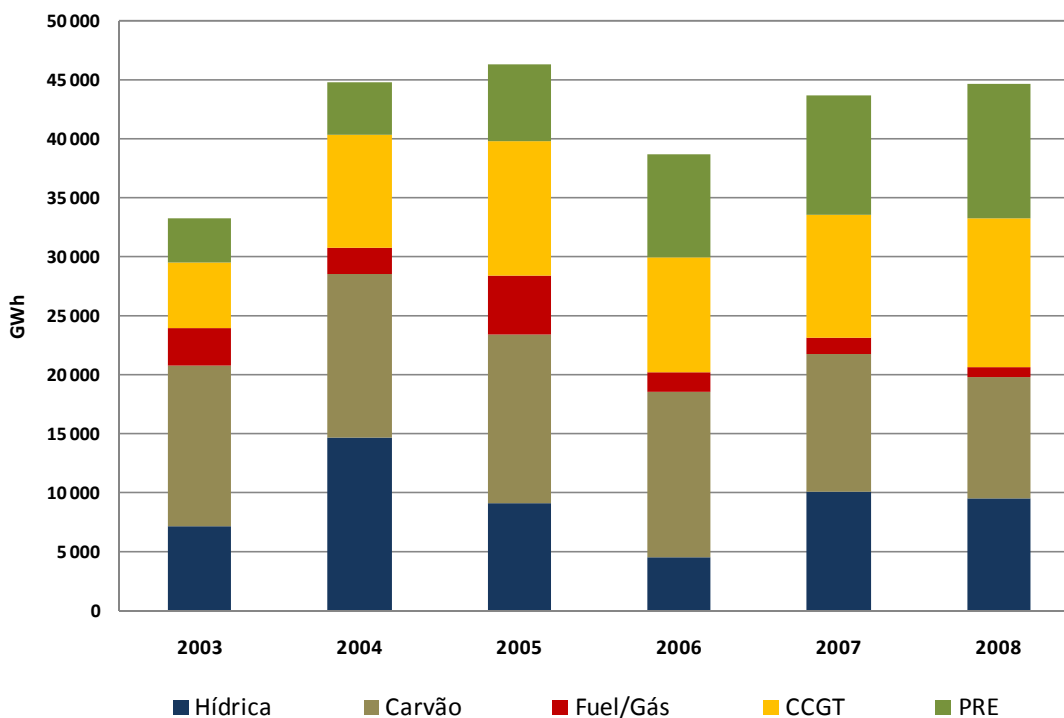


Fonte: REN e ERSE

Embora hegemónica, a quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo a reduzir-se, muito por força do crescimento do segmento da produção em regime especial, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Nos cinco anos entre 2003 e 2008, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 9%.

A repartição da produção de energia eléctrica pelas diferentes tecnologias e regime especial ao longo dos últimos cinco anos é apresentada na Figura 2.1-9. A análise desta figura permite, desde logo, perceber o crescimento da produção em regime especial e a tendência de crescimento das CCGT, à medida que a última capacidade instalada em ciclos combinados foi entrando em regime de cruzeiro de exploração. Por outro lado, é visível a volatilidade da produção hídrica, que reflecte as condições hidrológicas de cada ano, bem como a produção com fuel que, tipicamente, representa maior fatia da produção quando as disponibilidades hídricas são mais baixas.

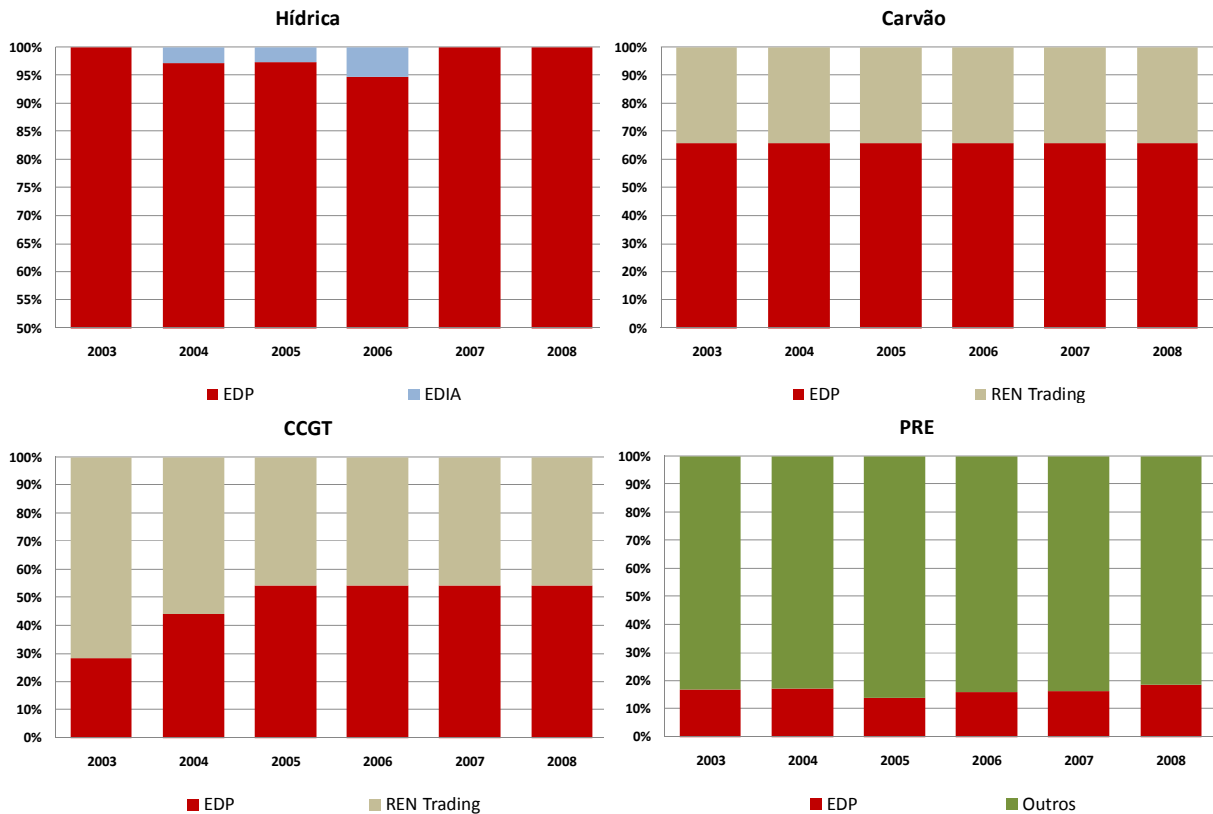
**Figura 2.1-9 Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tecnologia e energia produzida**



Fonte: REN e ERSE

A produção em regime especial cresceu de forma significativa entre 2003 e 2008, representando em 2008 cerca de 25% da energia produzida, quando em 2003 representava apenas 11%. Dentro da produção em regime especial, a produção eólica apresentou um crescimento muito significativo, representando em 2008 cerca de metade da produção em regime especial, valor que é pouco menos de 4 vezes superior ao que ocorria em 2003. A estrutura da oferta de energia eléctrica depende também da tecnologia utilizada. Neste particular, a posição do grupo EDP em termos de capacidade instalada não é a mesma em todas as tecnologias. Este grupo empresarial é hegemónico nas centrais hídricas, maioritário no carvão e nas CCGT, mas não excede os 20% de quota no segmento de produção em regime especial. A evolução das quotas de capacidade instalada por tecnologia e/ou regime é apresentada na Figura 2.1-10.

Figura 2.1-10 Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias



Fonte: REN, elaboração ERSE

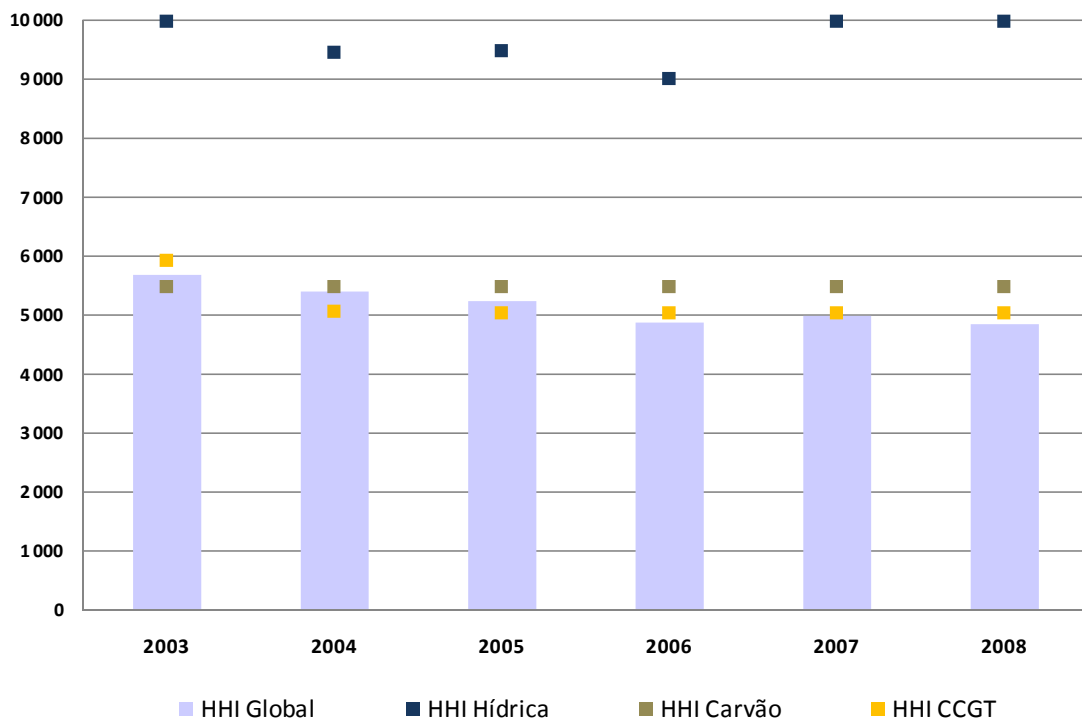
Como se referiu atrás, importa complementar a análise da composição da estrutura da oferta em termos de capacidade instalada com a análise da produção efectiva que é realizada pelo parque electroprodutor. A produção de energia reflecte desde logo a exposição do parque instalado aos regimes de abundância e escassez relativa de cada uma das fontes primárias, sendo que no caso das hídricas e dos parques eólicos estes regimes de abundância e escassez relativa são influenciados por variáveis climáticas e, por conseguinte, expostos a maior volatilidade operativa.

Importa desde logo lembrar que o parque instalado em Portugal em regime ordinário é fortemente dependente das centrais hídricas (cerca de 45% da capacidade instalada) e que este se reparte em partes praticamente iguais entre centrais de albufeira e de fio de água (estas mais expostas a volatilidade).

Por outro lado, no regime legal existente em Portugal, toda a produção de energia por produtores em regime especial (renováveis e cogeração) é obrigatoriamente adquirida pelo sistema e remunerada em condições definidas administrativamente. Neste sentido, a restante componente da oferta deverá assegurar a cobertura das necessidades de consumo ajustando-se ao volume de energia produzido pela PRE.

Conjugando todos os factores, o nível de concentração do segmento de produção de energia eléctrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como o demonstra a Figura 2.1-11, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI⁴), que mede a concentração empresarial. Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2003 e 2008 no sentido de um ligeiro decréscimo da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. Torna-se evidente que o segmento das hídricas é mais concentrado que o carvão e as CCGT (a produção em fuel apresenta valores semelhantes à hídrica, já que é exclusivamente detida pelo grupo EDP).

Figura 2.1-11 Concentração na produção em termos de capacidade instalada



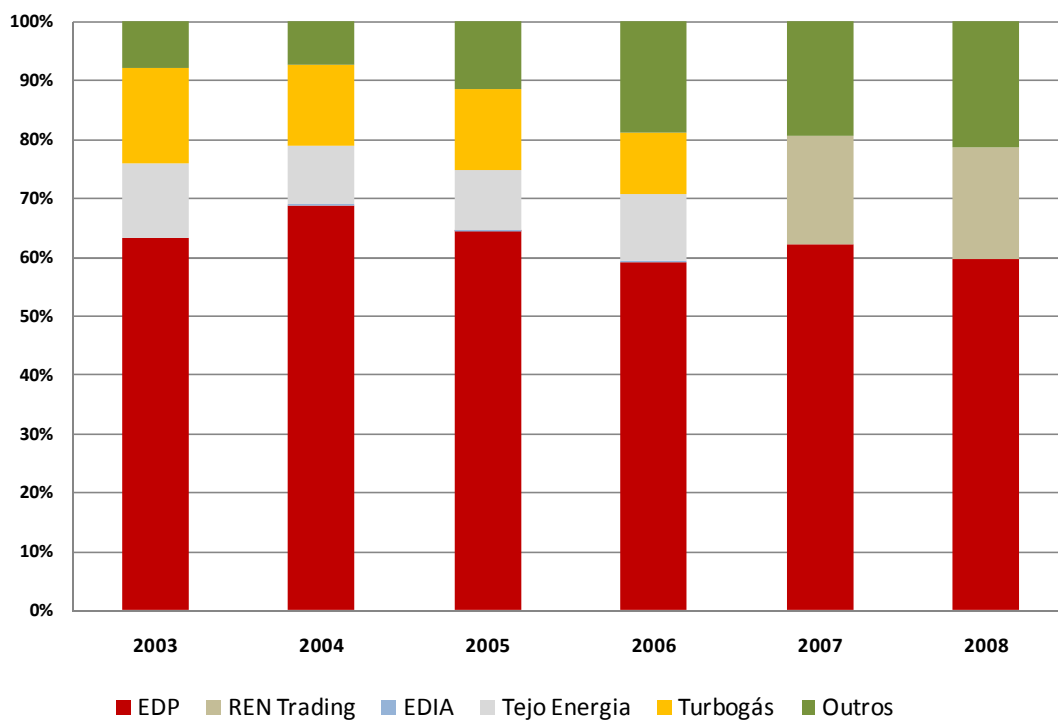
Fonte: REN, elaboração ERSE

No que respeita à produção de energia eléctrica, a participação de cada agente, embora reflecta a sua penetração em cada tecnologia em termos de capacidade instalada, tem também presente a especificidade operativa de cada tecnologia e a hierarquia de custos relativos das tecnologias existentes no parque electroprodutor. A evolução das quotas de produção de energia eléctrica por agente é

⁴ Como atrás se referiu, o HHI corresponde ao somatório dos quadrados das quotas de mercado de cada um dos agentes individualmente considerados. Os valores aqui apresentados para o conjunto do parque instalado (HHI Global) consideram a PRE não detida pelo grupo EDP como sendo uma única entidade, razão pela qual se deve considerar que os valores obtidos são um majorante dos valores efectivamente existentes. Por outro lado, todos os valores são apresentados na escala de 0 a 10000, correspondendo este último valor à máxima concentração de mercado (um único agente).

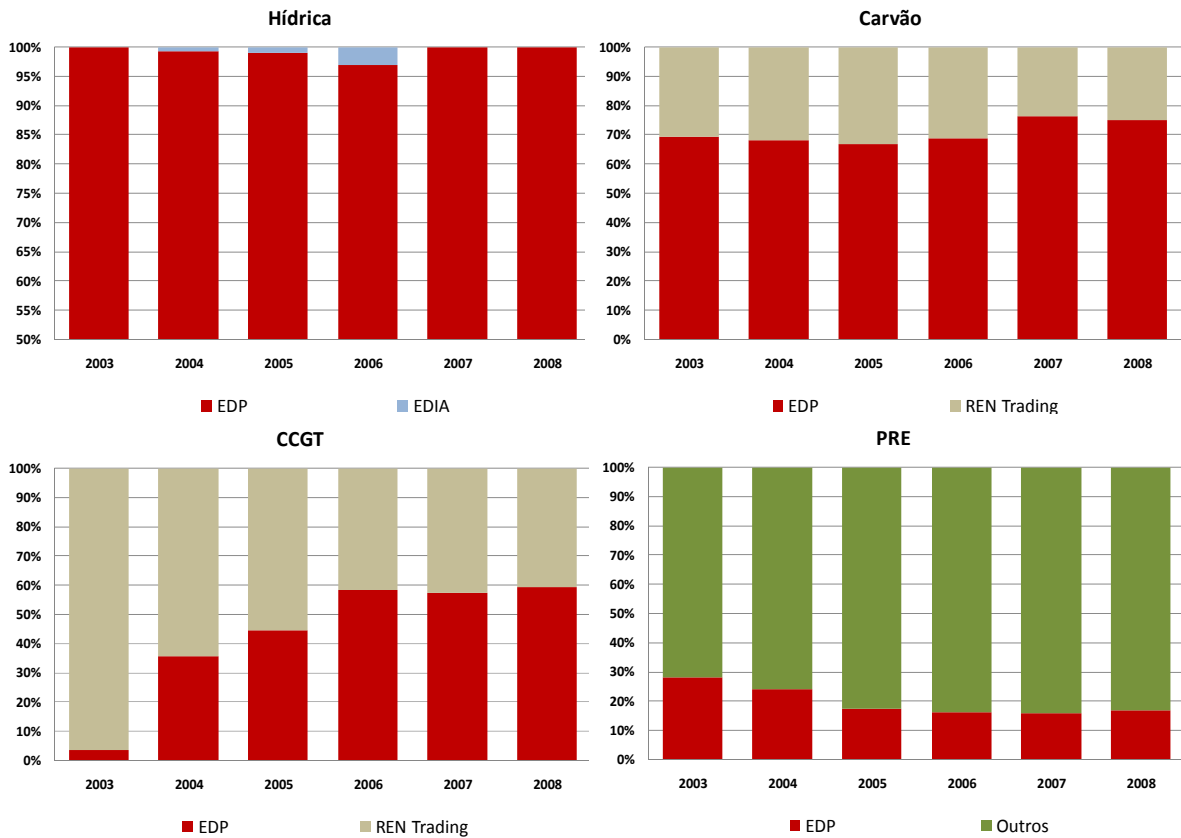
apresentada na Figura 2.1-12, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial é apresentada na Figura 2.1-13.

Figura 2.1-12 Quotas de energia produzida por agente



Fonte: REN, elaboração ERSE. – não inclui os valores de energia de importação

Figura 2.1-13 Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias



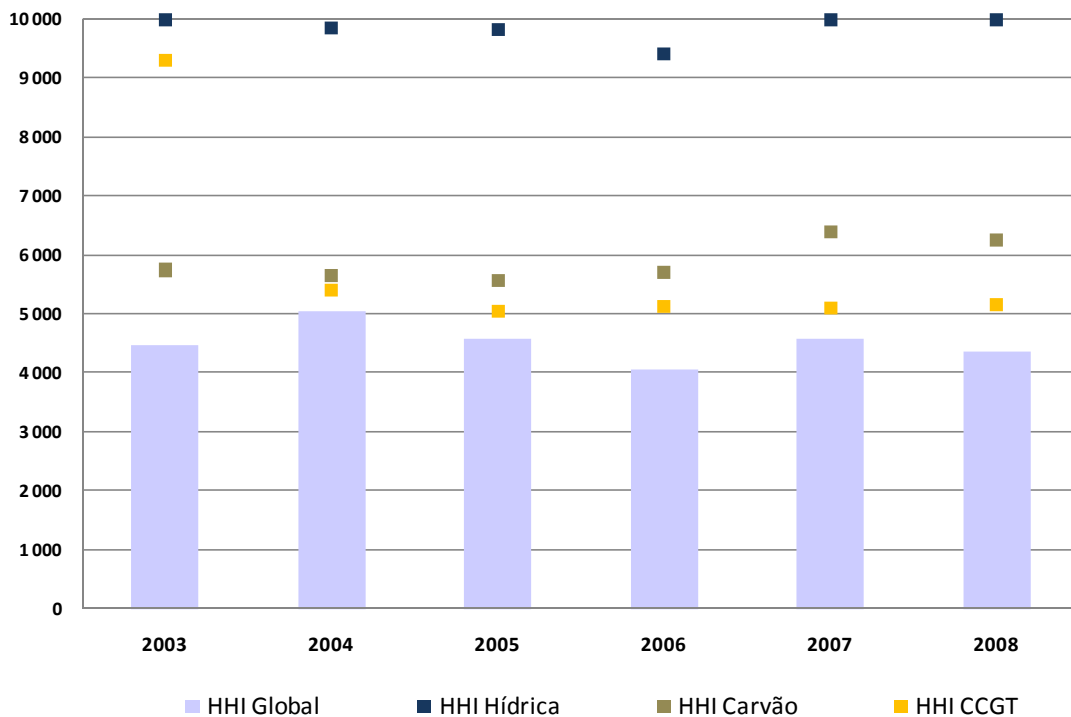
Fonte: REN, elaboração ERSE. – não inclui os valores de energia de importação

Em termos de energia produzida, a evolução entre 2003 e 2008 aponta no sentido de um aumento da quota de produção por parte do incumbente EDP em todas as tecnologias, excepção feita ao regime especial, onde se verifica uma tendência de redução da quota da EDP. O aumento da quota da EDP é particularmente evidente no caso das CCGT, em que a diferença temporal entre o primeiro investimento efectuado nesta tecnologia e a entrada em operação da central detida pela EDP ditou que esta pudesse beneficiar de rendimentos de operação mais elevados que a primeira, facto que se reflecte na possibilidade de poder efectuar, para o mesmo patamar de preços de gás natural, preços mais baixos. No caso do carvão, embora a central detida pela EDP apresente rendimentos nominais mais baixos que a que é actualmente operada pela REN Trading, a proximidade da central de Sines (EDP) ao terminal de descarga de carvão faz com que o custo de transporte seja minimizado face à central do Pego (que se situa a cerca de 200 km de distância do mesmo ponto de entrada do carvão, suportando os encargos do transporte em linha férrea).

No caso da energia hídrica, a atribuição da exploração da central de Alqueva ao grupo EDP concentrou numa única entidade todo o parque de centrais hídricas, espelhando a produção de electricidade essa concentração de capacidade.

Os indicadores de concentração para a produção de energia eléctrica, apresentados na Figura 2.1-14, demonstram que, globalmente, a produção foi em 2008 menos concentrada do que em 2007 ou no início do período analisado (2003), embora se tenha situado acima do valor mais reduzido dos 5 anos mencionados (2006). Para a tendência de ligeira redução da concentração empresarial concorreram a diminuição da concentração no segmento de CCGT (em favor do incumbente, que ganha quota) e, mais evidentemente, da produção em regime especial, que aumenta de importância no contexto da produção global e vê o incumbente (EDP) reduzir a sua quota específica neste tipo de regime.

Figura 2.1-14 Concentração na produção em termos de produção de energia eléctrica



Fonte: REN, elaboração ERSE. – não inclui os valores de energia de importação

Nesta análise de concentração, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção efectiva, não foram considerados os efeitos dos leilões de libertação de capacidade efectuados a partir de 2007, que permitiram, numa primeira fase libertar capacidade de central gerida pela REN Trading e, numa segunda fase, libertar capacidade adicional do próprio incumbente. Grosso modo, ao considerar-se o efeito destes leilões na concentração empresarial teremos valores de concentração mais reduzidos, embora tal possa não corresponder à totalidade dos objectivos pretendidos com a implementação deste tipo de instrumento, como se analisará noutro número deste documento.

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção em regime especial não controlada pelo EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afecta a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado não se

consegue observar a real evolução da concentração empresarial na produção em regime especial, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na actual estrutura do mercado.

2.1.1.2 OFERTA POR SEGMENTO DE MERCADO E TECNOLOGIA

ESPAÑA

Desde o início da liberalização, em Janeiro de 1998, até 2005, quase todas as transacções grossistas de energia se processaram no mercado diário. A partir dessa data, tem-se assistido a um crescimento paulatino da contratação a prazo, relacionado em grande parte com o Real Decreto-Lei 3/2006, de 24 de Fevereiro, com a entrada em funcionamento do mercado a prazo organizado OMIP, com os leilões CESUR e com a obrigação dos distribuidores de adquirir parte da energia mediante estes mecanismos de fornecimento a preço regulado. Acresce que, desde Junho de 2007, se vêm realizando leilões de capacidade virtual (VPP), conhecidos por emissões primárias de energia, através dos quais a ENDESA e a IBERDROLA têm a obrigação de ceder parte da sua capacidade através de um mecanismo de leilão.

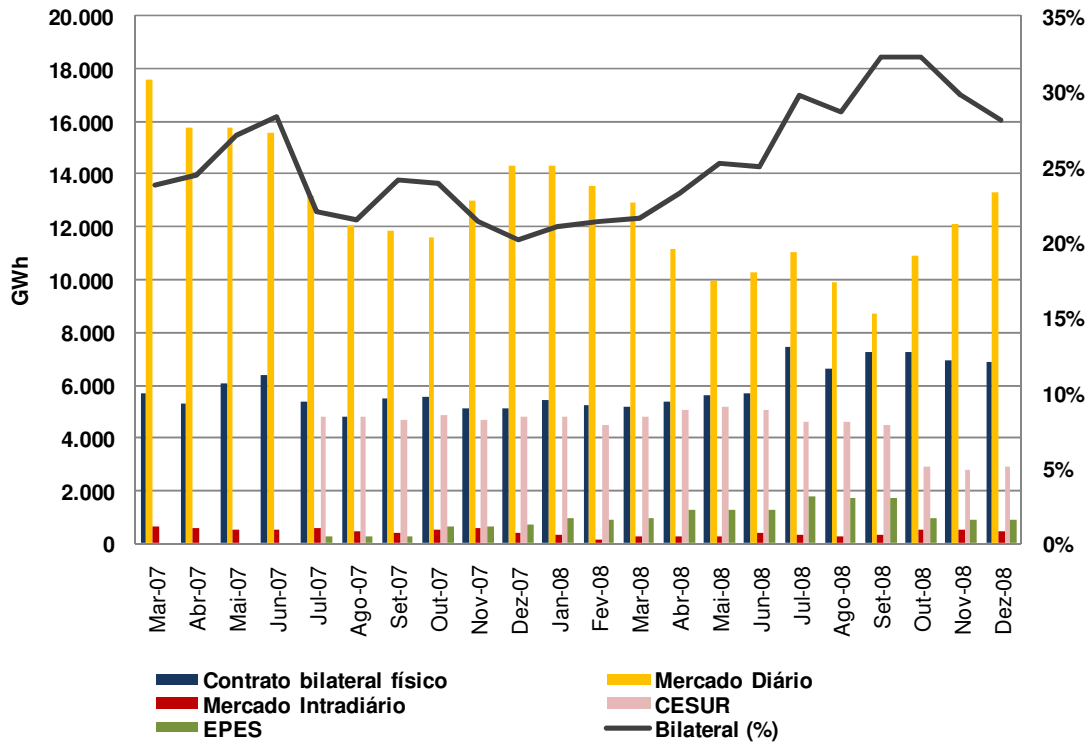
O gráfico seguinte apresenta a evolução mensal da oferta de energia, discriminada pelos principais segmentos de mercado: mercado diário, mercado intradiário, contratos bilaterais físicos e quantidades vendidas pelos leilões organizados CESUR e VPP⁵. Assinala-se que o valor da energia vendida no mercado diário não inclui os volumes dos leilões CESUR e VPP, já que os vendedores destes programas compram nele a sua energia para a vender posteriormente como contratos bilaterais.

A análise abrange o período compreendido entre 1 de Março de 2007 e 31 de Dezembro de 2008⁶. Regista-se o crescimento paulatino da percentagem representada pelos contratos bilaterais físicos face ao total, que passa de 24% em Março de 2007 para 32% em Setembro de 2008 e desce para 28% em Dezembro de 2008.

⁵ Estas quantidades, que foram liquidadas por entrega física, referem-se aos primeiros cinco leilões VPP, realizados entre Junho de 2007 e Julho de 2008. A partir do sexto leilão, realizado em Setembro de 2008, a liquidação processa-se pelas diferenças entre o preço spot e o preço de exercício.

⁶ Foi excluído da análise o período compreendido entre Março de 2006 e Fevereiro de 2007, posto que então vigorava o Real Decreto-Lei 3/2006, de 24 de Fevereiro, com base no qual, enquanto não fosse implementada a norma reguladora da compra de electricidade pelas distribuidoras sob a forma de contratos bilaterais, as ofertas de venda e de aquisição coincidentes, apresentadas por um mesmo grupo empresarial no mercado diário, eram consideradas equivalentes a contratos físicos bilaterais, com carácter prévio à cassação no mercado diário (para o efeito estabeleceu-se que essas transacções seriam liquidadas pelo preço de 42,36 euros/MWh para o ano de 2006, o correspondente ao custo médio previsto na tarifa de 2006). Este sistema deixou de existir com a entrada em vigor da Portaria ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro, que regulamenta os contratos bilaterais assinados pelas empresas distribuidoras para o fornecimento com base em tarifas.

Figura 2.1-15 Evolução da oferta por segmento de mercado (Março de 2007 a Dezembro de 2008)



Fonte: CNE e OMEL

A composição da oferta por empresa nos segmentos de mercado mais relevantes, o dos contratos bilaterais físicos e o do mercado diário, é significativamente distinta. O segmento de contratos bilaterais físicos caracteriza-se por um grau de concentração elevado, associado às quotas dos principais grupos estabelecidos e, em particular, à quota da ENDESA, que se situa em 60%, aproximadamente.

Em contrapartida, no mercado diário existe um grau de concentração inferior e a prevalência clara da oferta de outros operadores, em grande parte titulares de centrais de produção em regime especial.

Figura 2.1-16 Evolução das quotas empresariais no segmento dos contratos bilaterais físicos

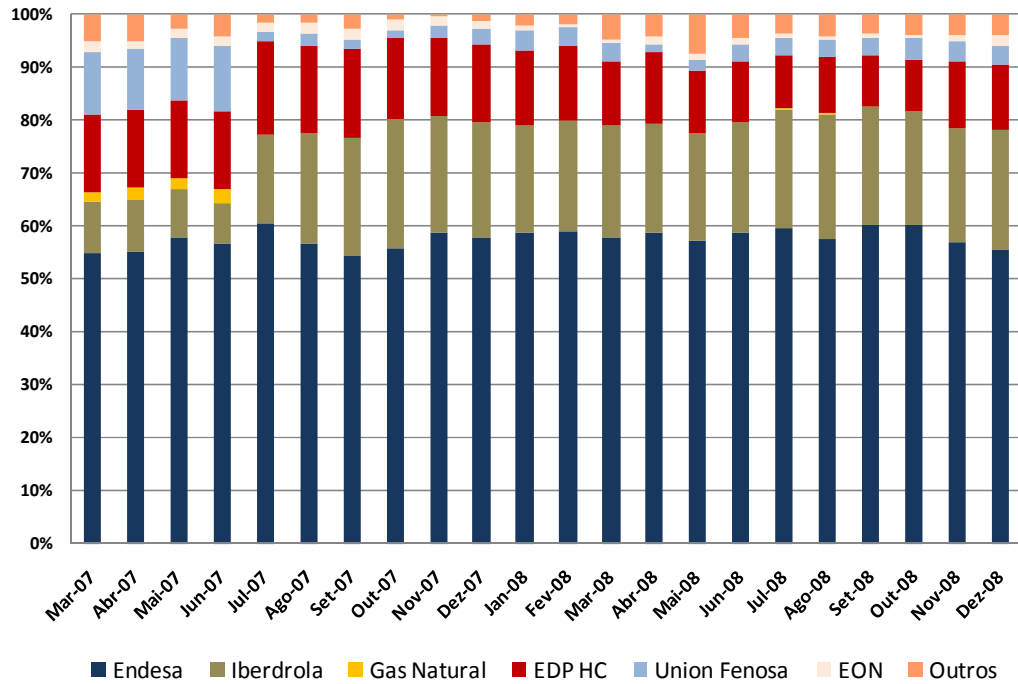
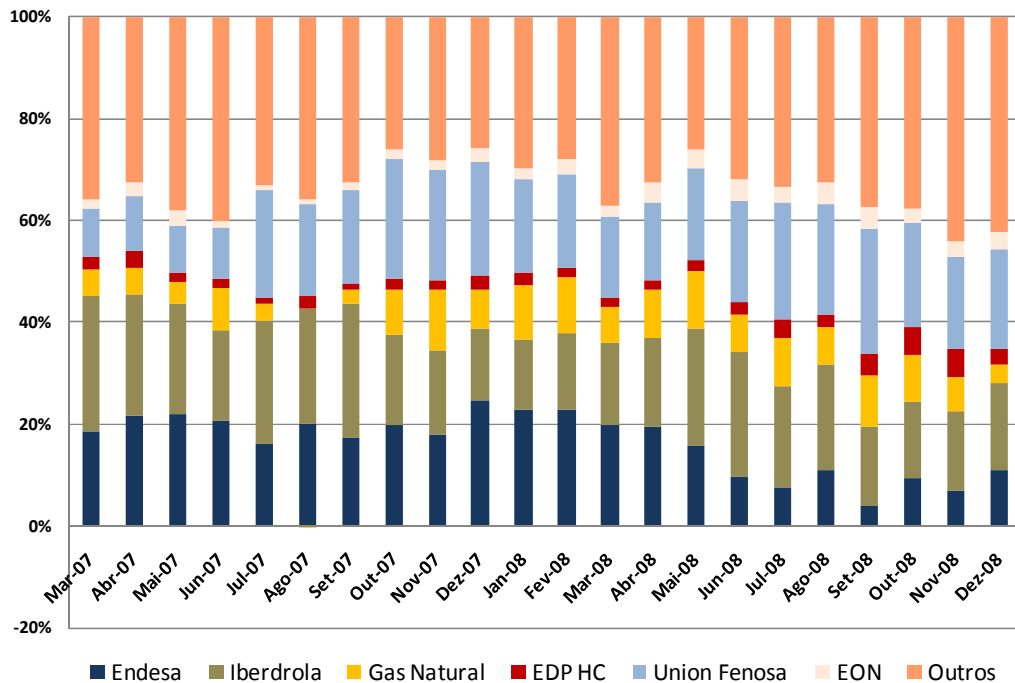


Figura 2.1-17 Evolução das quotas empresariais no segmento do mercado diário

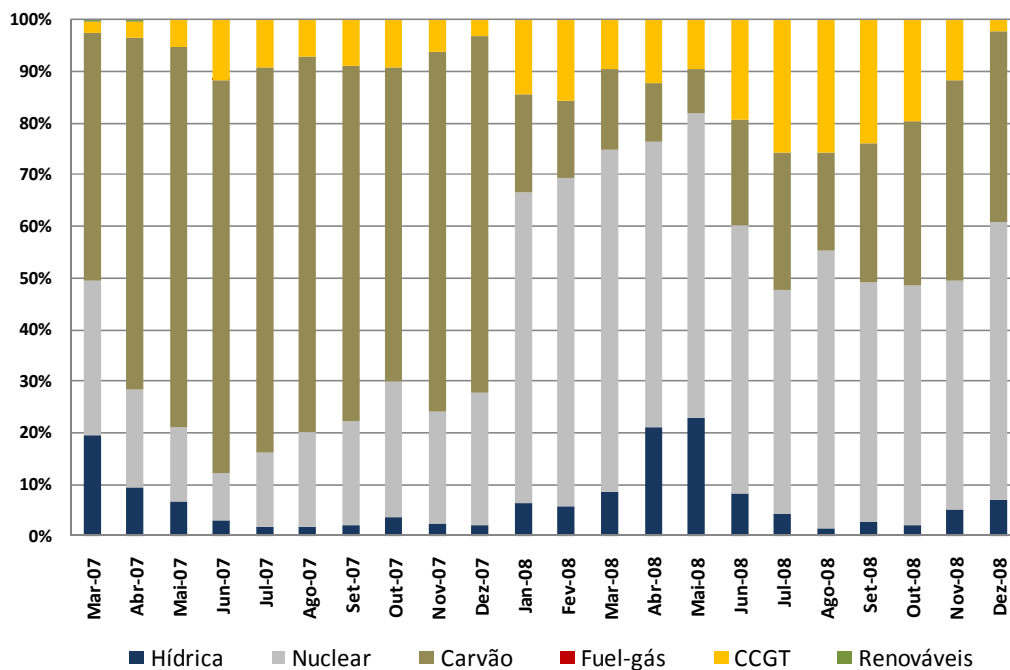


Fonte: CNE e OMEL

Por último, a análise do segmento de contratos bilaterais físicos e do mercado diário, por tecnologia, também revela uma composição substancialmente distinta. No período considerado, as tecnologias de

produção principalmente dedicadas aos contratos bilaterais foram a nuclear e o carvão (o ciclo combinado a gás e a produção hídrica também deram o seu contributo, embora num grau muito menor). Por outro lado, no caso do mercado diário, observa-se uma composição muito mais diversificada, que varia no tempo de acordo com as condições climáticas e com os preços relativos do gás natural e do carvão que afectam a ordem de mérito do despacho económico. Por exemplo, verifica-se que, até finais de 2008, se registou um aumento importante da produção em regime especial, determinado pelo elevado volume de produção eólica, uma redução correspondente da contribuição dos ciclos combinados a gás e um nível quase constante da produção com carvão.

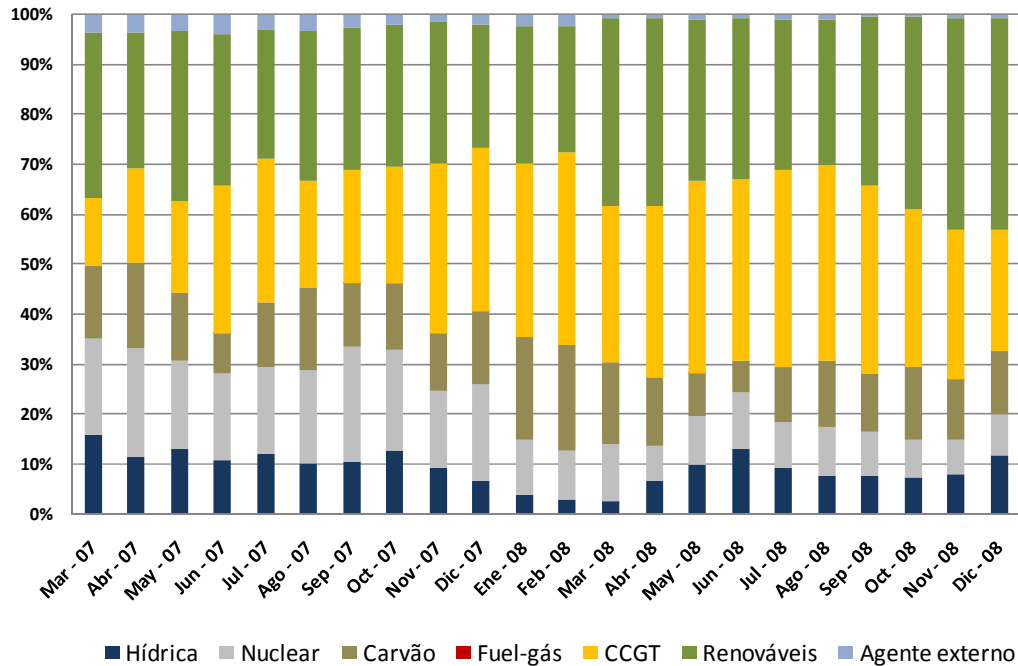
Figura2.1-18 Composição da oferta de contratos bilaterais por tecnologia de produção*



Fonte: CNE e OMEL

* Só foram consideradas as ofertas de unidades de produção específicas. Não foram consideradas as ofertas de unidades genéricas, que não estão relacionadas com nenhuma central de produção, e que estão principalmente associadas a leilões VPP e CESUR.

Figura 2.1-19 Composição da oferta no mercado diário por tecnologia de produção*



Fonte: CNE e OMEL

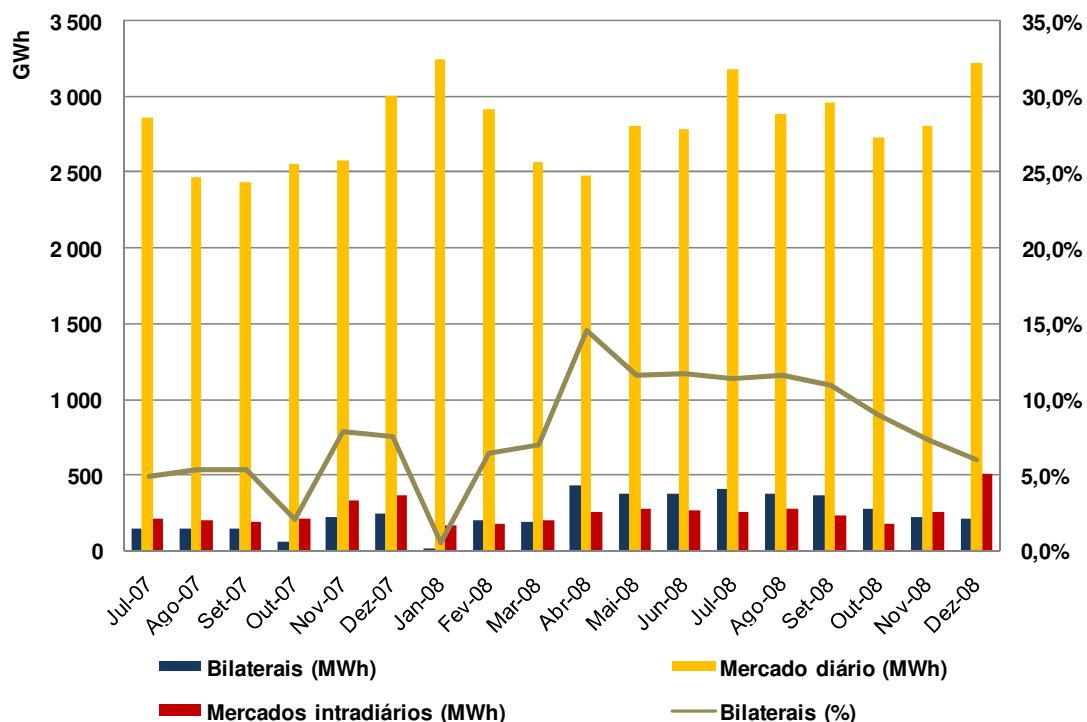
* Só foram consideradas as ofertas de unidades de produção específicas. Não foram consideradas as ofertas de unidades genéricas, que não estão relacionadas com nenhuma central de produção, e que estão principalmente associadas a leilões VPP e CESUR.

PORTUGAL

A oferta de energia eléctrica em Portugal é ainda caracterizável quanto ao modelo de contratação subjacente, sendo essa análise particularmente mais sensível a partir de 1 de Julho de 2007, quando os agentes portugueses passaram a poder participar no mercado spot do MIBEL. Até essa data, a produção em regime ordinário foi integralmente afectada aos contratos de longo prazo (CAE) e a produção em regime especial seguia o regime legal que ainda vigora e que garante o escoamento da produção e a remuneração por regras administrativamente definidas.

A evolução dos volumes negociados da oferta de energia eléctrica desde 1 de Julho de 2007 é apresentada na Figura 2.1-20, sendo possível verificar que a esmagadora parte da oferta de electricidade é colocada no mercado spot. De notar que os valores de negociação spot para Portugal incluem a liquidação dos produtos a prazo adquiridos no respectivo mercado a prazo (e, por conseguinte, a oferta aí colocada), bem como a participação dos produtores portugueses na oferta dos leilões CESUR.

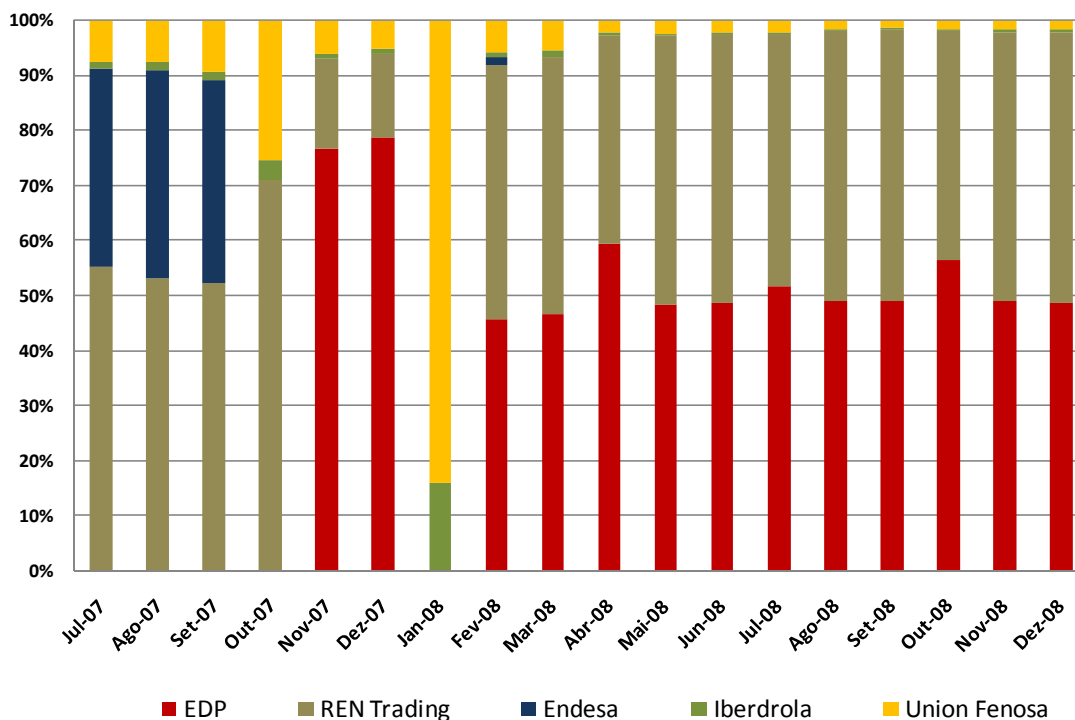
Figura 2.1-20 Oferta por segmento de mercado



Fonte: OMEL, REN e ERSE

Por outro lado, a contratação bilateral engloba, no essencial, a execução dos contratos resultantes dos leilões de libertação de capacidade, aparecendo, do lado da oferta, as entidades que libertam capacidade e pelos valores de energia correspondentes ao exercício da opção contratual deste instrumento. Essa situação é evidenciada pela composição da oferta na contratação bilateral, claramente centrada na REN Trading e na EDP (entidades que libertam capacidade), conforme se extrai da Figura 2.1-21. O peso relativo dos agentes que libertam capacidade no âmbito dos VPP é mais reduzido nos períodos em que não houve quantidades executadas e/ou libertadas no âmbito daqueles mecanismos, como são os casos dos meses de Outubro de 2007 e de Janeiro de 2008, que correspondem do mesmo modo aos períodos de menor volume de energia comunicado no âmbito da contratação bilateral. Os valores referentes à energia dos leilões de libertação de capacidade surgem, simultaneamente, em energia de bilaterais (pela execução e pela venda a carteiras de comercialização) e em mercado diário (pela arbitragem de preços).

Figura 2.1-21 Composição relativa da oferta de bilaterais

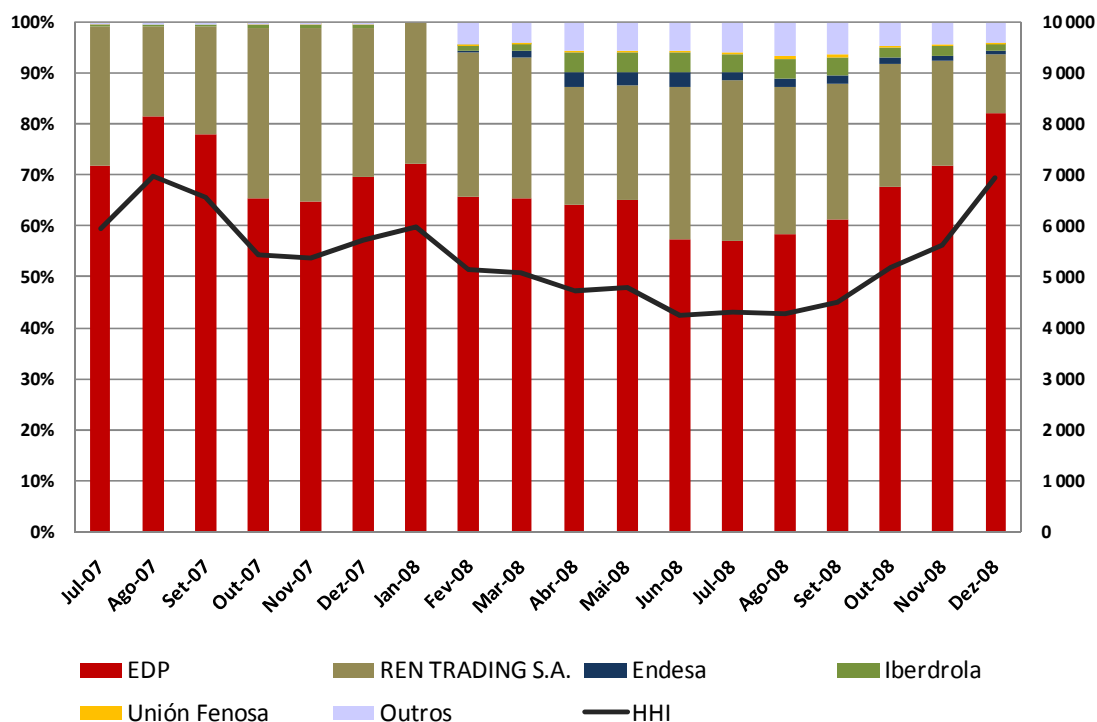


Fonte: REN e ERSE

Por outro lado, a oferta em mercado diário (spot), existente para agentes portugueses ou a operar no mercado português é apenas existente desde Julho de 2007 e é fortemente concentrada na EDP e na REN Trading, únicos agentes que agregam meios de produção em Portugal continental. A restante parte da oferta em mercado spot corresponde essencialmente a quantidades executadas no âmbito dos leilões de libertação de capacidade, que são utilizadas pelos agentes para *trading* em mercado diário.

O equilíbrio relativo da oferta de energia em mercado spot para os dois principais agentes portugueses apresenta uma evolução de aumento da concentração ao longo do segundo semestre de 2008, que se contrapõe a uma relativa tendência de diminuição em período homólogo de 2007, conforme se pode extrair da Figura 2.1-22.

Figura 2.1-22 Composição relativa da oferta em mercado spot por agente



Fonte: OMEL e ERSE

A evolução da concentração empresarial na oferta colocada de energia em mercado diário parece relacionar-se negativamente, como seria de esperar, com a evolução das quantidades executadas nos leilões de libertação de capacidade, o que parece sustentar a ideia que estes mecanismos são efectivos em termos de desconcentração do mercado de produção (grossista), embora se possa questionar a sua eficácia quanto ao mercado retalhista. Por outro lado, existe uma relação entre o aumento da concentração empresarial e a maior penetração de tecnologias como a hídrica ou o fuel, cujos centros electroprodutores são detidos por um único agente.

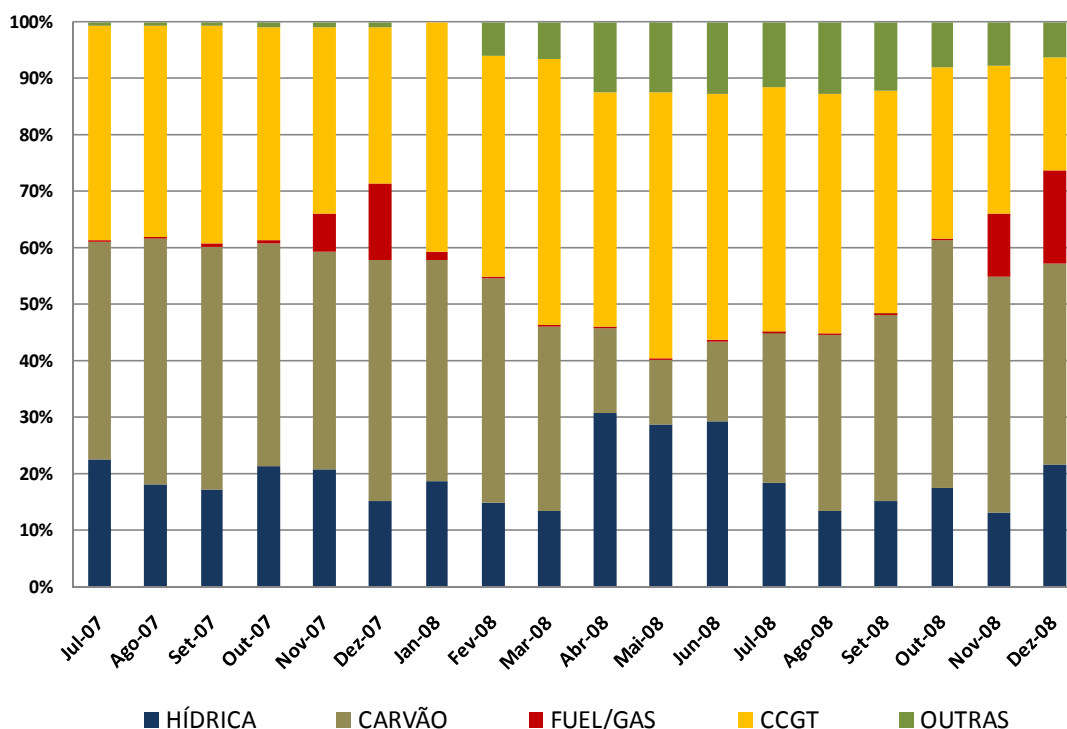
Em termos estruturais, a participação em mercado spot das diferentes tecnologias (Figura 2.1-23) nos 18 meses que compreendem o período entre 1 de Julho de 2007 e 31 de Dezembro de 2008, evidencia a inversão da ordem de mérito⁷ dos custos variáveis entre o carvão e as CCGT, ocorrida no segundo trimestre de 2008, bem como a sua reposição no último trimestre do ano. Por outro lado, a evolução das cotações internacionais dos refinados de petróleo (que observaram uma redução de preço superior aos principais crudes de referência nos mercados internacionais), veio tornar a oferta de centrais de fuel mais

⁷ O preço médio da oferta de carvão é tendencialmente inferior ao preço médio da oferta das CCGT em Portugal. Contudo, com a evolução dos preços relativos das matérias-primas nos mercados internacionais, veio determinar uma oferta de gás natural mais competitiva que a do carvão, sobretudo no segundo trimestre de 2008.

competitiva e, por conseguinte, ditar a sua maior presença no diagrama de despacho económico do mercado spot.

A forte utilização das CCGT no início de 2008, a par da evolução dos preços do petróleo no primeiro semestre do ano e respectivo mecanismo de arrastamento na formação do preço de gás natural (com desfasamentos temporais em função da utilização de médias de preço de crudes), veio determinar uma menor participação desta tecnologia no diagrama de mercado de final de 2008.

Figura 2.1-23 Composição relativa da oferta em mercado spot por tecnologia



Fonte: OMEL e ERSE

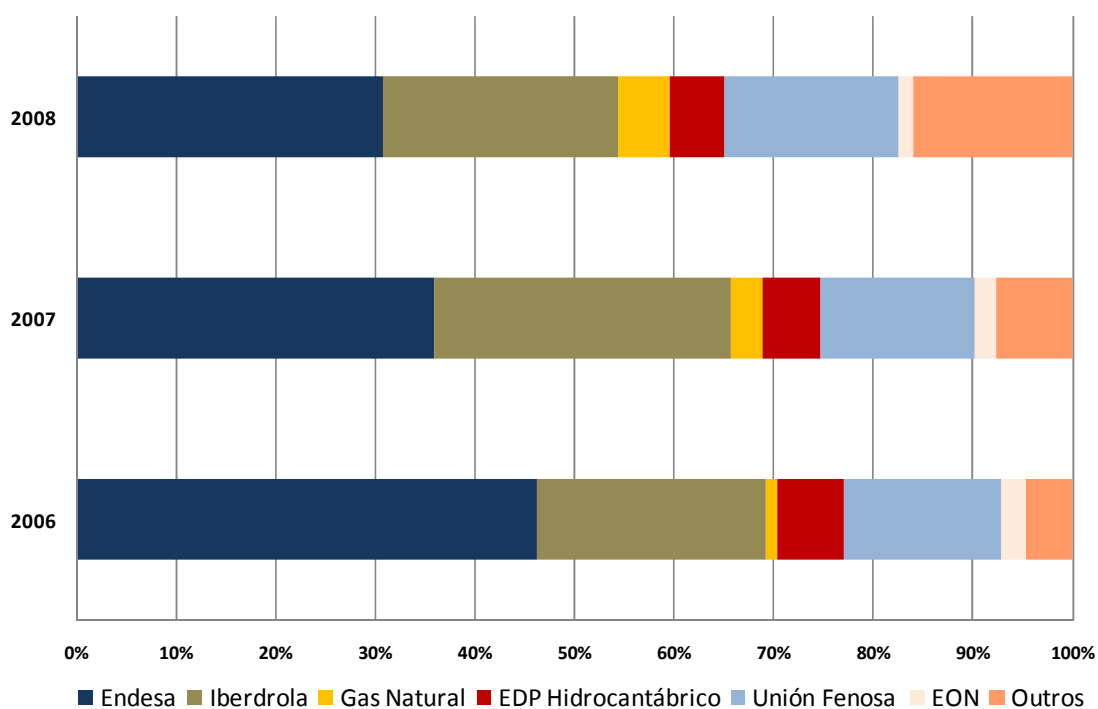
2.1.1.3 COMPOSIÇÃO DA PROCURA

ESPAÑA

Do lado da procura, o mercado grossista espanhol caracterizou-se historicamente por um grau de concentração significativo, mais elevado que no lado da oferta, fundamentalmente relacionado com a elevada quota das principais distribuidoras dos grupos ENDESA e IBERDROLA para o fornecimento com base em tarifas reguladas. Em consequência da evolução do mercado livre e, em particular, da eliminação das tarifas de alta tensão a partir de 1 de Julho de 2008, o grau de concentração da procura está a diminuir. Com efeito, a Figura 2.1-24 revela que, em 2006 e em 2007, a ENDESA e a

IBERDROLA detinham uma quota conjunta superior a 60%, ao passo que, em 2008, essa quota baixou para 54%. Paralelamente, as quotas da UNIÓN FENOSA, da GAS NATURAL e de outros grupos independentes registaram um aumento.

Figura 2.1-24 Participação dos principais grupos empresariais como compradores no mercado grossista (diário e bilaterais) em Espanha



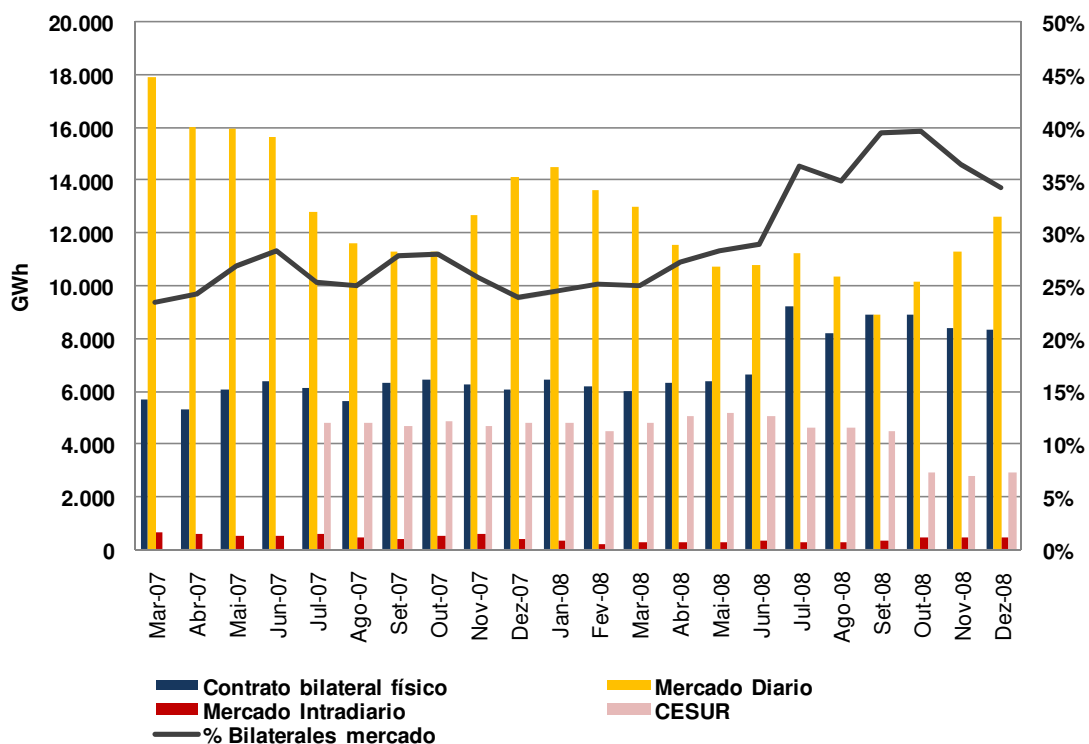
Fonte: CNE e OMEL

Quanto à distribuição da procura por segmento de mercado, na Figura 2.1-25 mostra-se a evolução mensal, discriminada pelos seguintes segmentos de mercado: mercado diário, mercado intradiário, quantidades adquiridas mediante os leilões CESUR e contratos bilaterais (estes incluem os volumes adquiridos através de contratos bilaterais físicos, bem como através de VPP⁸). A análise, como no caso

⁸ Seria complexo separar a energia comprada através de VPP, já que os compradores os revendem no mercado diário anulando a sua posição compradora. De igual modo, posteriormente, parte desta energia ou a sua totalidade pode ser recomprada pelo agente no mercado diário com destino a um leilão CESUR, ser vendida como contratos bilaterais, ou simplesmente a transacção pode ser finalizada com a sua venda no mercado diário. Não podendo conhecer o destino final desta energia, seja como CESUR, contrato bilateral ou mercado diário, optou-se por não discriminar a energia correspondente aos VPP dos vários segmentos de compra. Por conseguinte, importa ter em atenção que parte desta energia está incluída nos leilões CESUR, parte nos contratos bilaterais e parte no mercado diário.

da oferta, situa-se no período compreendido entre 1 de Março de 2007 e 31 de Dezembro de 2008, e revela um padrão similar ao observado anteriormente, podendo verificar-se um aumento do volume de energia adquirido mediante contratos bilaterais (devido à inclusão de VPP, a percentagem que os contratos bilaterais representam sobre o total é de 40% em Setembro-Outubro de 2008, por oposição a 32% sobre as vendas, considerando apenas os contratos bilaterais físicos).

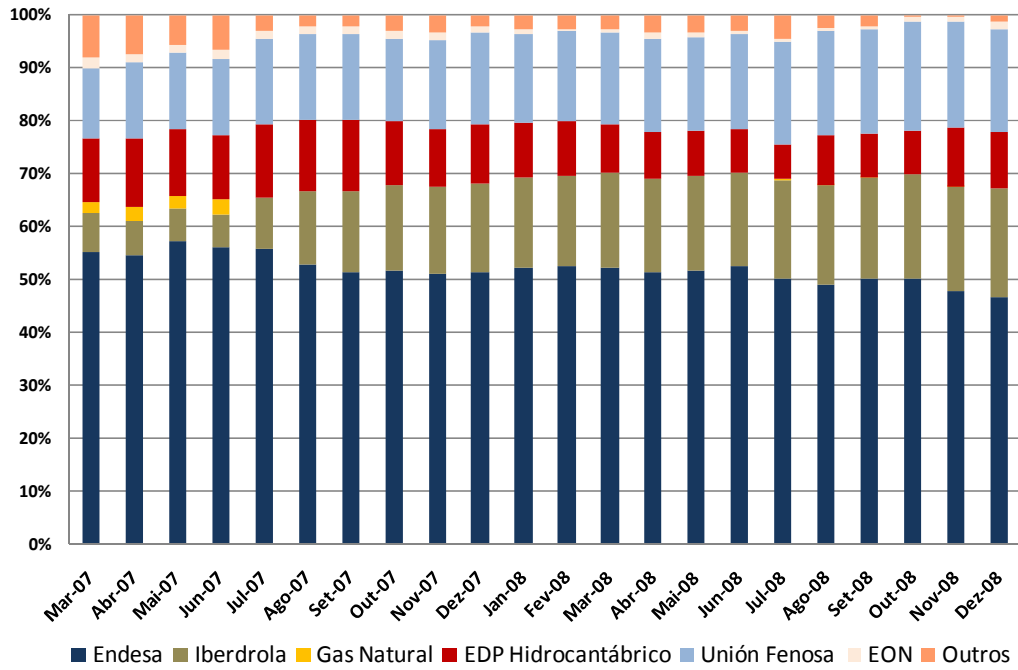
Figura 2.1-25 Evolução da procura por segmento de mercado (Março de 2007-Dezembro de 2008)



Fonte: CNE e OMEL

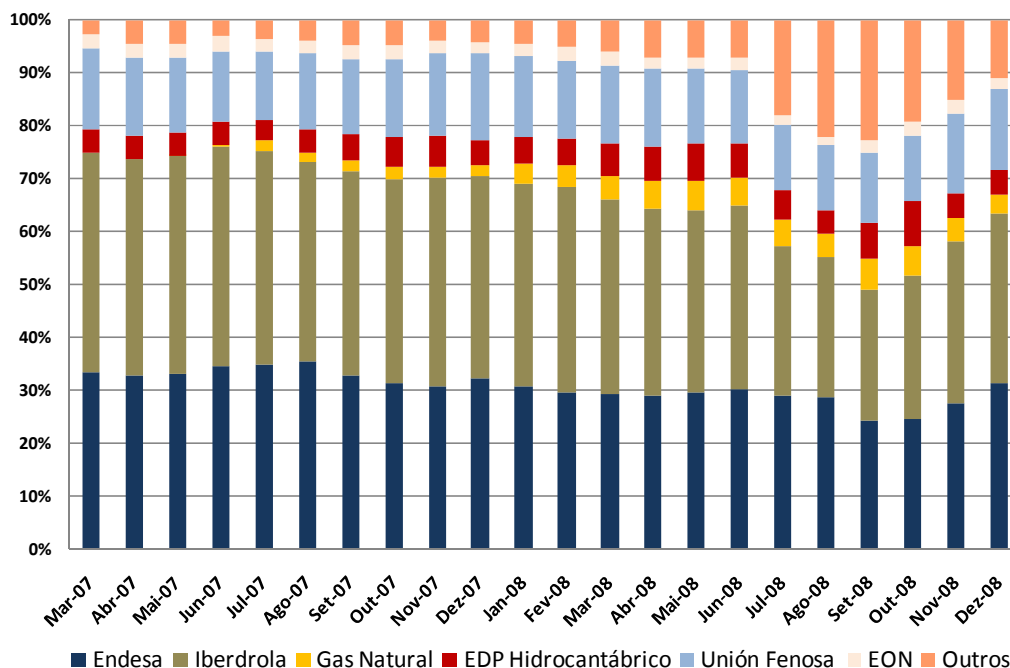
No que diz respeito à composição de cada segmento por comprador, observa-se que os principais grupos empresariais representam mais de 60% da procura, tanto no mercado diário como na contratação bilateral. No caso dos contratos bilaterais, destaca-se a importância da quota da ENDESA enquanto comprador, ao passo que no mercado diário são comparativamente mais importantes as quotas da IBERDROLA e da UNIÓN FENOSA. A percentagem adquirida por outras empresas é reduzida em ambos os segmentos e, especialmente, no mercado diário. A partir de meados de 2008, verifica-se um aumento das compras de outras empresas, principalmente comercializadoras, que torna a reduzir-se no último trimestre, possivelmente por causa do impacto da crise económica sobre a procura de clientes industriais fornecidos por estas empresas.

Figura 2.1-26 Evolução das quotas dos principais grupos empresariais como compradores no segmento de contratos bilaterais



Fonte: CNE e OMEL

Figura 2.1-27 Evolução das quotas dos principais grupos empresariais como compradores no segmento do mercado diário



Fonte: CNE e OMEL

PORTUGAL

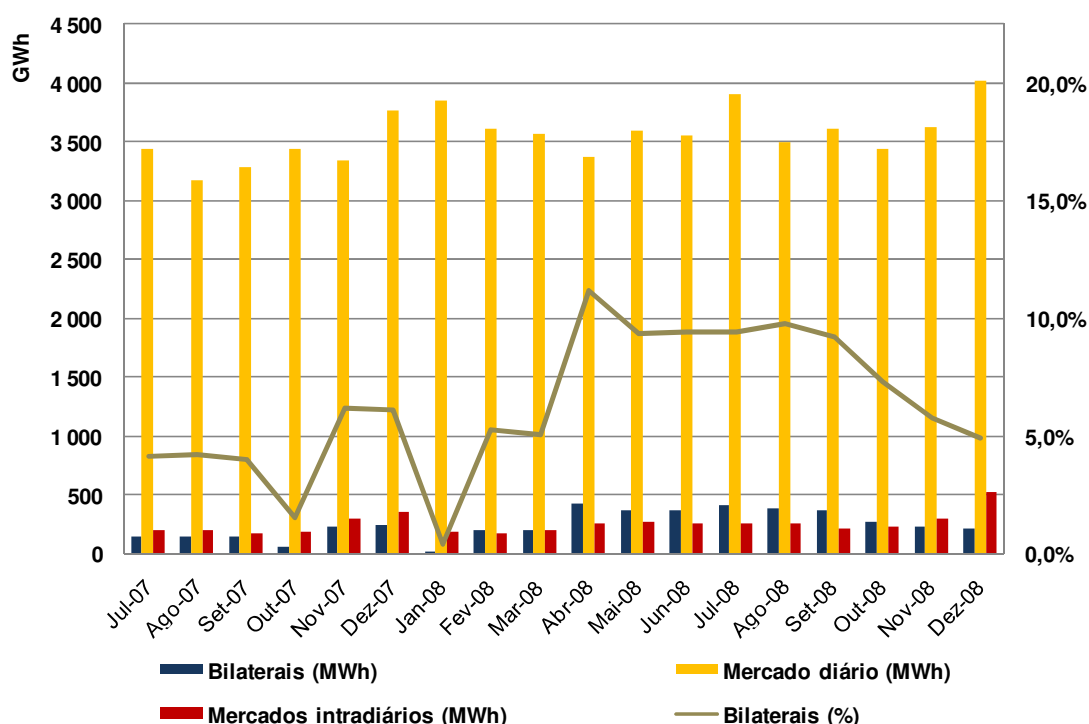
No âmbito da caracterização da estrutura da procura em mercado grossista, importa, desde logo, reter que a produção em regime especial é, no âmbito do enquadramento legal existente em Portugal, adquirida na sua totalidade pelo comercializador de último recurso (CUR - que é uma função desempenhada pela EDP Serviço Universal), que desconta a previsão das aquisições à PRE às suas necessidades de energia para fornecimento a clientes finais para assim determinar a procura que dirige ao mercado grossista.

Os mecanismos de aprovisionamento de energia por parte dos agentes compreendem a participação em mercado a prazo, a participação no mercado spot e a contratação bilateral. O primeiro mecanismo de contratação, quando utilizado para aprovisionamento de energia, verifica a condição de liquidação física, pelo que a energia adquirida a prazo será reflectida no mercado spot ao longo do período de entrega dos contratos a prazo respectivos (para efectuar-se assim a liquidação física dos mesmos). Neste sentido, para efeitos de procura física de energia, a estrutura de procura por mercado pode apenas considerar o mercado spot e a contratação bilateral.

De resto, os mecanismos de compra obrigatória, imposta por disposições legais aos CUR e distribuidores espanhóis, verificam esta condição de entrega em mercado spot da energia adquirida no mercado diário (liquidação física), pelo que estão reflectidos na estrutura de procura daqueles agentes.

A repartição da procura dirigida a mercado spot e a contratação bilateral é apresentada na Figura 2.1-28, sendo quase simétrica da relação entre a oferta em cada um dos segmentos, com a nuance de que, no caso da procura e por haver oferta satisfeita através da importação na interligação, o peso relativo da procura em bilateral no conjunto da procura em mercado spot ser inferior ao que se apura para o mesmo rácio do lado da oferta.

Figura 2.1-28 Procura por segmento de mercado grossista



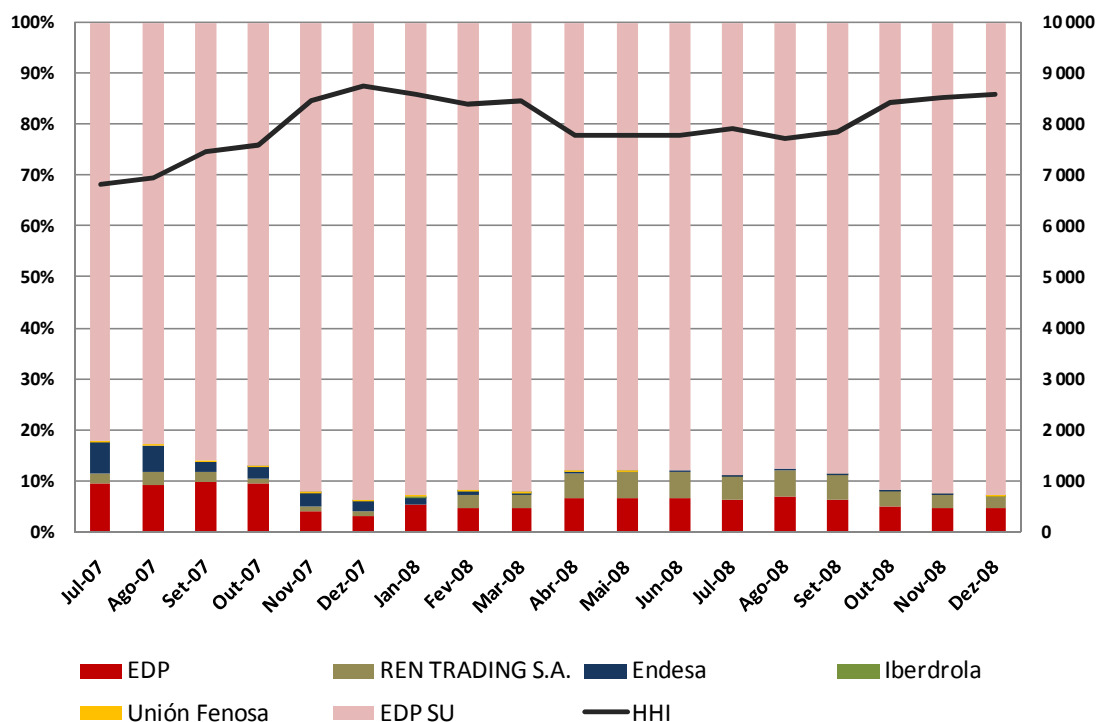
Fonte: REN, OMEL e ERSE

A inexistência de leilões de atribuição da capacidade na interligação entre Portugal e Espanha conduz a que a oferta e a procura em mercado bilateral sejam simétricas, embora a relação entre a procura e a oferta em mercado diário espelhe a existência de trânsitos na interligação, sendo, tendencialmente, o sistema português importador (e, por conseguinte, os valores de procura em mercado diário excedem os valores de oferta).

A procura dirigida a mercado spot por agentes portugueses ou a operar no mercado português é fortemente concentrada, conforme se pode observar na Figura 2.1-29, sendo o CUR o principal agente comprador. Convirá reter que a quase totalidade das necessidades de energia do sistema português se

reflectem em procura dirigida ao mercado spot, excluindo-se, como atrás se referiu a parte correspondente à PRE, que o CUR adquire directamente aos agentes produtores.

Figura 2.1-29 Composição relativa da procura em mercado spot por agente

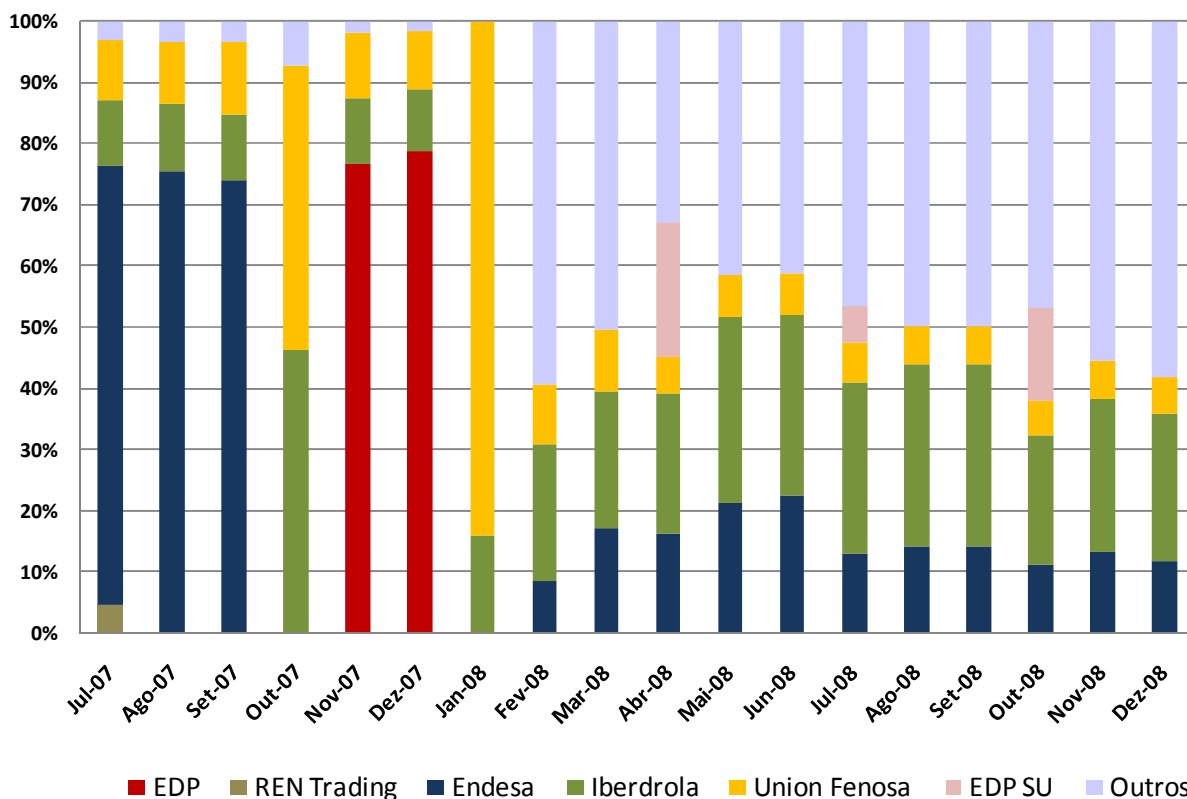


Fonte: REN, OMEL e ERSE

Convirá ainda reter que, sendo a componente principal dos volumes de energia em bilateral referente a execução de VPP e reflectida em *trading* no mercado spot e com a ainda não operacionalização dos leilões explícitos de capacidade, a procura para abastecimento das carteiras no mercado liberalizado de retalho foi, em 2007 e 2008, também ela dirigida ao mercado spot.

A Figura 2.1-30 apresenta a repartição da procura satisfeita em contratação bilateral, sendo evidente o peso da contratação que tem subjacente a operacionalização dos leilões de libertação de capacidade de produção (VPP), salvo nos períodos em que estes não tiveram capacidade adstrita.

Figura 2.1-30 Composição relativa da procura em contratação bilateral por agente



Fonte: REN e ERSE

2.1.2 O MERCADO RETALHISTA

A estrutura de mercado retalhista assenta na coexistência de duas formas principais de contratação do fornecimento de energia eléctrica:

- Contratação em mercado regulado, por aplicação de tarifas integrais também elas reguladas;
- Contratação em mercado liberalizado, com as condições de negociação da energia a serem definidas e acordadas entre as partes e a componente do acesso às redes a ser aplicada através de preço regulado.

Assim, de forma genérica, a primeira caracterização da estrutura de mercado ao nível do retalho pode fazer-se com a repartição da contratação entre mercado regulado e mercado liberalizado. Convirá aqui reter que a liberalização do mercado retalhista é uma decorrência da aplicação da Directiva 2003/54/CE, que veio determinar que, o mais tardar, a partir de 1 de Julho de 2007 todos os consumidores pudessem escolher livremente o seu fornecedor de electricidade.

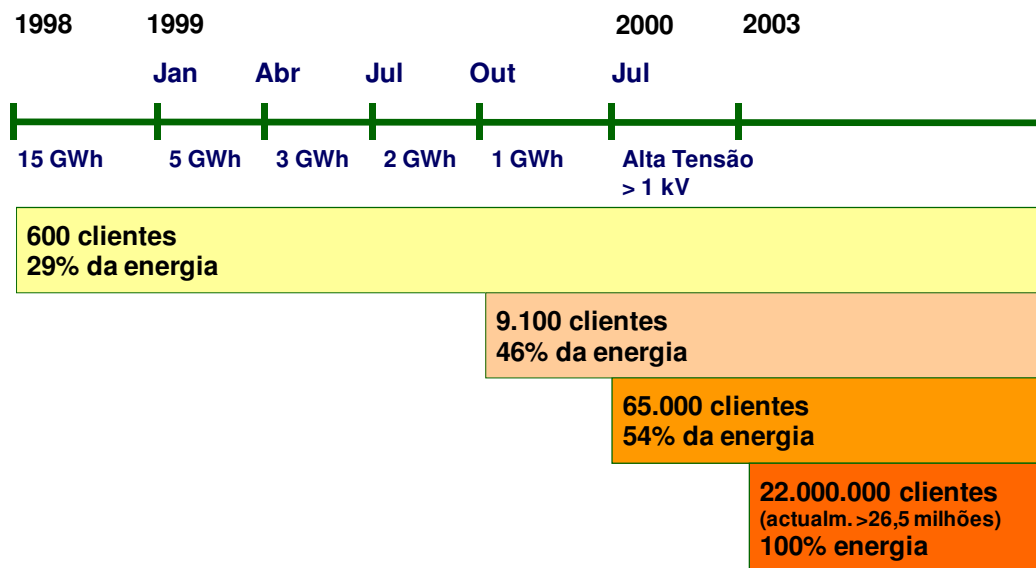
2.1.2.1 PROCURA COM BASE EM TARIFAS E NO MERCADO LIVRE

ESPAÑA

O mercado retalhista de electricidade em Espanha é um mercado com mais de 26 milhões de clientes e com um consumo total de 254 860 GWh no final de 2008⁹, sendo 40,7% do consumo fornecido no mercado liberalizado.

A liberalização tem início em 1998, com a adopção de um calendário de elegibilidade progressivo em função, nas suas primeiras etapas, do volume de consumo e, subsequentemente, da tensão de fornecimento. Este processo culmina em 1 de Janeiro de 2003, data em que se consuma a abertura total do mercado: todos os consumidores podem contratar o abastecimento em condições livremente acordadas com o fornecedor da sua escolha.

Figura 2.1-31 Espanha: calendário de liberalização



Fonte: legislação e CNE

Durante este processo manteve-se a estrutura de tarifas integrais (que incluem tanto o preço da energia como os encargos com o acesso às redes) e os clientes elegíveis puderam optar por permanecer no mercado regulado e pagar a respectiva tarifa ou por negociar o fornecimento no mercado liberalizado. Isto permitiu a existência de uma transição gradual, baseada na coexistência de duas modalidades de contratação: a livre e a regulada.

⁹ Energia consumida pelos consumidores nacionais. CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos, dados provisórios, Abril de 2009.

Este enfoque progressivo funcionou de forma satisfatória durante vários anos face a uma tarifa regulada que cobria suficientemente os custos do sistema. Assim, numa primeira fase, entre 1998 e 2001, realizou-se a incorporação progressiva de clientes no mercado, até alcançar aproximadamente um terço do consumo total do sistema. Após um ano de estagnação, seguiu-se um crescimento moderado, alimentado fundamentalmente pelo acesso ao mercado dos clientes em baixa tensão, entre 2003 e Julho de 2005.

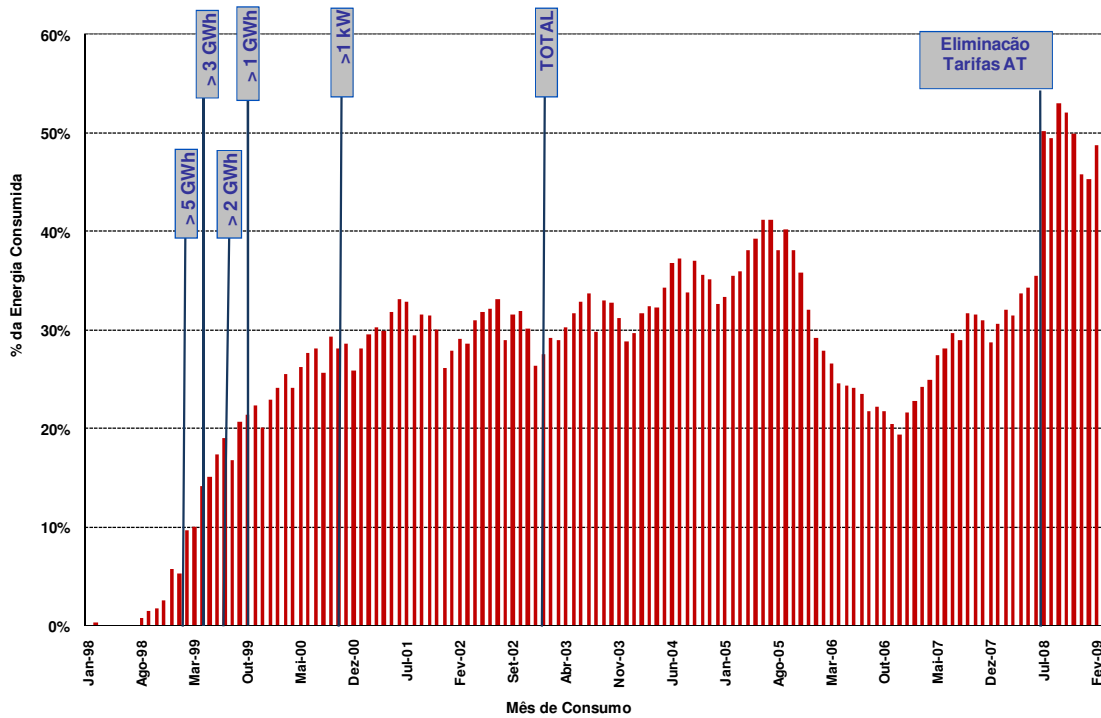
A partir do terceiro trimestre de 2005, houve uma queda brusca, basicamente porque o aumento dos preços da energia não foi reflectido nas tarifas integrais, verificando-se o conseqüente regresso dos clientes ao mercado regulado.

Em 2007, assistiu-se a uma mudança relevante: o défice, que até então tinha sido calculado *ex post* (gerado, fundamentalmente, porque o custo real do fornecimento implícito na tarifa regulada é superior ao incorporado na tarifa), passa a ter uma natureza *ex ante* (ou seja, reconhece-se a existência do défice *antes* de ele se verificar, procura-se o seu financiamento mediante um mecanismo de leilão e incorpora-se a anualidade correspondente no cálculo da tarifa de acesso, a título de custo regulado). Esta disposição tem um duplo objectivo: (1) eliminar barreiras ao desenvolvimento da comercialização livre, ao incorporar nas tarifas integrais o preço de mercado da energia e (2) atenuar o efeito sobre os consumidores do aumento necessário para alcançar a suficiência tarifária.

Esta medida foi acompanhada, também em 2007, pela introdução de revisões trimestrais das tarifas integrais; pela supressão das tarifas específicas de iluminação pública e transporte (em 2008, seria a vez das regas agrícolas e da chamada tarifa horária de potência) e pela irreversibilidade na mudança do regime tarifário para o mercado liberalizado para consumidores de alta tensão. Em Julho de 2008, deu-se um passo fundamental na consolidação da liberalização, quando se suprimiram as tarifas gerais em alta tensão e se estabeleceu que, enquanto esses clientes não subscreverem um contrato no mercado liberalizado, seriam facturados ao preço da tarifa de baixa tensão da mais elevada potência contratada, acrescido de um aumento mensal de 5%.

Em consequência das diferentes medidas regulatórias adoptadas, a participação da procura no mercado evoluiu de forma lenta e descontínua até Julho de 2008: atingiu 38% do total da energia consumida em 2005, baixou para 25% em 2006 e subiu novamente para 29% em 2007 e para 32,7% em Abril de 2008. Por outro lado, após a eliminação das tarifas de alta tensão em 1 de Julho de 2008, a quantidade de energia negociada no mercado livre disparou, superando 50% do mercado total em Outubro de 2008; em Julho de 2009, a comercialização livre alcançou 60%, tendo os restantes 40% ficado a cargo dos comercializadores de último recurso.

Figura 2.1-32 Evolução da participação da procura no mercado liberalizado (Janeiro 1998-Março 2009)

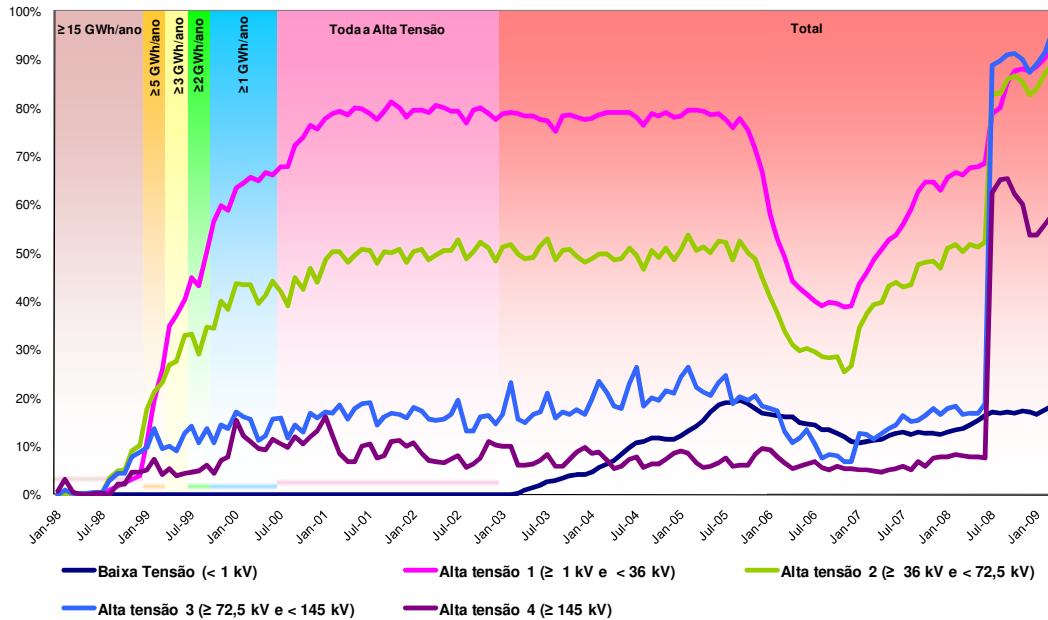


Fonte: CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos

De igual modo, a Figura 2.1-33 mostra que a participação no mercado livre varia significativamente entre os diferentes tipos de consumidores: enquanto para os consumidores de baixa tensão essa participação foi tradicionalmente muito baixa, sempre inferior a 20%, para os consumidores em alta tensão foi em geral mais elevada, com a excepção dos grupos 3 e 4. É claramente visível o impacto da eliminação das tarifas de alta tensão a partir de Julho de 2008, quando a participação de todos os grupos de alta tensão alcança valores entre 60% e 90%.

A evolução observada reflecte, em parte, a importância do consumo doméstico na composição da procura, um sector tradicionalmente mais resistente à mudança de fornecedor, mas também, em larga medida, o enquadramento regulamentar vigente, em particular o défice tarifário, e a estrutura da oferta, como se referirá mais à frente neste capítulo.

Figura 2.1-33 Evolução da participação da procura no mercado liberalizado por tipo de consumidor (sistema peninsular, Janeiro 1998-Fevereiro 2009)



Fonte: CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos

Em 1 de Julho de 2009, foi introduzido o fornecimento de último recurso¹⁰, o que pressupõe que todos os consumidores de electricidade serão fornecidos através de um comercializador. Não obstante, foi imposta a obrigação de fornecimento a determinados comercializadores para os consumidores finais de energia eléctrica em baixa tensão com potência contratada igual ou inferior a 10 kW. Estes consumidores pagarão o seu fornecimento à tarifa de último recurso (TUR), que se configura como um preço máximo que incorpora o custo de produção, os custos de acesso e o custo de comercialização.

A obrigação de satisfazer o fornecimento de último recurso recai sobre cinco comercializadoras recém-criadas, vinculadas a outros tantos grupos empresariais com forte implantação no território nacional¹¹. A nomeação destas empresas será revista de quatro em quatro anos, no mínimo.

A TUR¹² é a soma de duas componentes: a componente de potência, que engloba a correspondente componente de potência da tarifa de acesso e a margem de comercialização, expressa em euros/kW; e

¹⁰ Ver Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril, que regulamenta a aplicação do fornecimento de último recurso no sector da energia eléctrica.

¹¹ As empresas são: ENDESA ENERGÍA XXI, S. L. (grupo Endesa), IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S. A. U. (grupo Iberdrola), GAS NATURAL S.U.R. SDG, S.A. (grupo Unión Fenosa-Gas Natural), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S. A. U. (grupo Hidrocantábico, pertencente à portuguesa EDP) e E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S. L. (grupo E.ON, a que pertencem os activos da antiga Electra de Viesgo).

a componente de energia, que engloba a correspondente componente de energia da tarifa de acesso e o custo da energia fornecida, valorizado a partir do custo dos contratos a prazo negociados em leilões de futuros no OMIP e dos leilões CESUR, com entrega na zona espanhola do MIBEL, o custo extra decorrente dos serviços de ajuste do sistema e um determinado prémio pelo risco¹³ incorrido pelo comercializador de último risco pela compra antecipada da energia. Importa assinalar que o custo da energia incluído na TUR é estabelecido directamente através de mecanismos de mercado a prazo (leilões de energia voluntários para os CUR).

Estima-se que em Espanha têm direito à TUR cerca de 25 milhões de clientes, que representam 28,5% do total da procura nacional.

PORTUGAL

Em Dezembro de 2008 o Sector Eléctrico em Portugal Continental contabilizava um total de 6 089 179 Clientes, com um consumo anual previsto de 50 708 GWh.

O processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal Continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efectuada de forma progressiva, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

A abertura do mercado iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais, tendo sido sucessivamente alargada a todos os consumidores em muito alta, alta, média e baixa tensão especial (potência contratada superior a 41,4 kW). Em 4 de Setembro de 2006 concretiza-se a última etapa da liberalização do mercado de electricidade, a partir da qual a totalidade dos cerca de 6 milhões de clientes passaram a poder escolher o seu fornecedor de energia eléctrica.

Actualmente coexiste em simultâneo o mercado liberalizado (ML) e o mercado regulado, podendo assim todos os clientes negociar os seus contratos de energia com um comercializador no mercado liberalizado ou permanecer no mercado regulado e pagar as tarifas de último recurso.

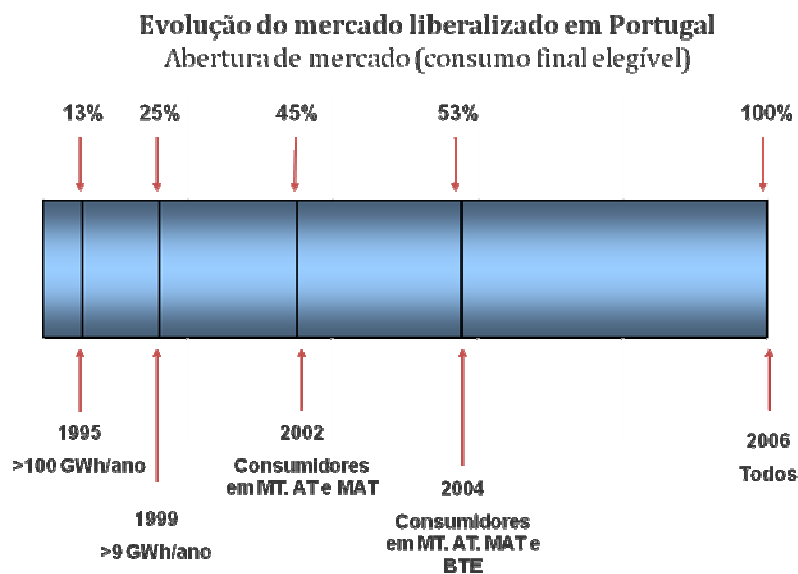
A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, podendo identificar-se quatro períodos distintos de aplicação da regulamentação sobre a abertura do mercado de fornecimento de energia eléctrica, que podem abreviadamente caracterizar-se da seguinte forma:

¹² Ver Portaria ITC/1659/2009, de 22 de Junho, que estabelece o mecanismo de transferência de clientes do mercado tarifário para o fornecimento de energia eléctrica de último recurso e o procedimento de cálculo e estrutura das tarifas de energia eléctrica de último recurso.

¹³ O prémio por risco reflecte o custo extra que representa, para os comercializadores de último recurso, o desfasamento existente entre a data considerada para a realização da contratação e o momento da entrega.

- Até 31 de Dezembro de 2001, eram consideradas elegíveis para efectuarem a livre escolha de fornecedor as instalações consumidoras de energia eléctrica em média tensão¹⁴ (MT), alta tensão¹⁵ (AT) e muito alta tensão¹⁶ (MAT) com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e o final de Fevereiro de 2004, foram consideradas elegíveis todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Em 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em baixa tensão especial (BTE)¹⁷, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Ainda no decorrer de 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, o direito de elegibilidade foi alargado a todos os clientes em Portugal continental. O exercício efectivo de escolha de fornecedor por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN)¹⁸ aguardou a completa implementação do sistema informático necessário para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor, cuja data de entrada em operação ocorreu a 4 de Setembro de 2006.

Figura 2.1-34 Calendário de liberalização em Portugal



Fonte: ERSE

¹⁴ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

¹⁵ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

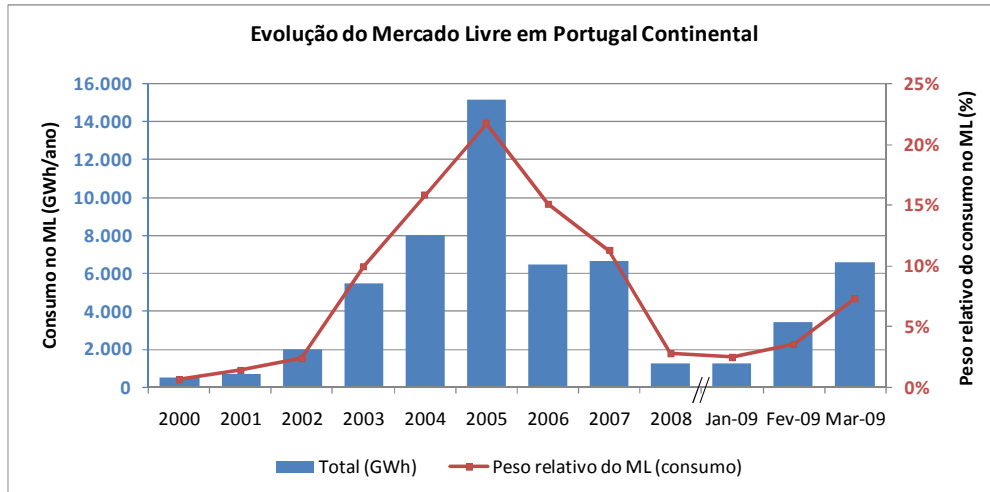
¹⁶ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

¹⁷ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.

¹⁸ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

A evolução do Mercado Livre em Portugal não tem sido linear, destacando-se ao longo deste processo alguns factos relevantes que acabaram por condicionar o seu funcionamento.

Figura 2.1-35 Evolução do Mercado Liberalizado em Portugal Continental (consumo no ML)



Fonte: REN e EDP

Os primeiros anos, após a abertura do mercado e passagem efectiva dos primeiros clientes para o mercado liberalizado (até 2005), foram caracterizados por um crescimento sistemático da sua dimensão, quer em número de clientes, quer em consumo. O facto dos custos afundados do sistema eléctrico, associados com a existência de Contratos de Aquisição de Energia (CAE), estarem totalmente repercutidos nas tarifas a aplicar aos clientes do mercado regulado, criou condições favoráveis para a passagem de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado, aproveitando o diferencial que existia entre as tarifas de último recurso e os preços no mercado liberalizado. Por outro lado, a ausência de constrangimentos ao nível das interligações com Espanha, durante este período, permitiu a entrada de agentes externos em Portugal, que promoveram o desenvolvimento do mercado liberalizado.

Durante o ano 2006 a situação inverteu-se, tendo-se iniciado o regresso de clientes ao mercado regulado, com excepção dos clientes residenciais para os quais se verificou uma abertura do mercado em Setembro de 2006. Esta situação é explicada pela subida dos preços no mercado diário espanhol, e uma consequente perda de competitividade dos preços apresentados pelos comercializadores livres face às tarifas de último recurso.

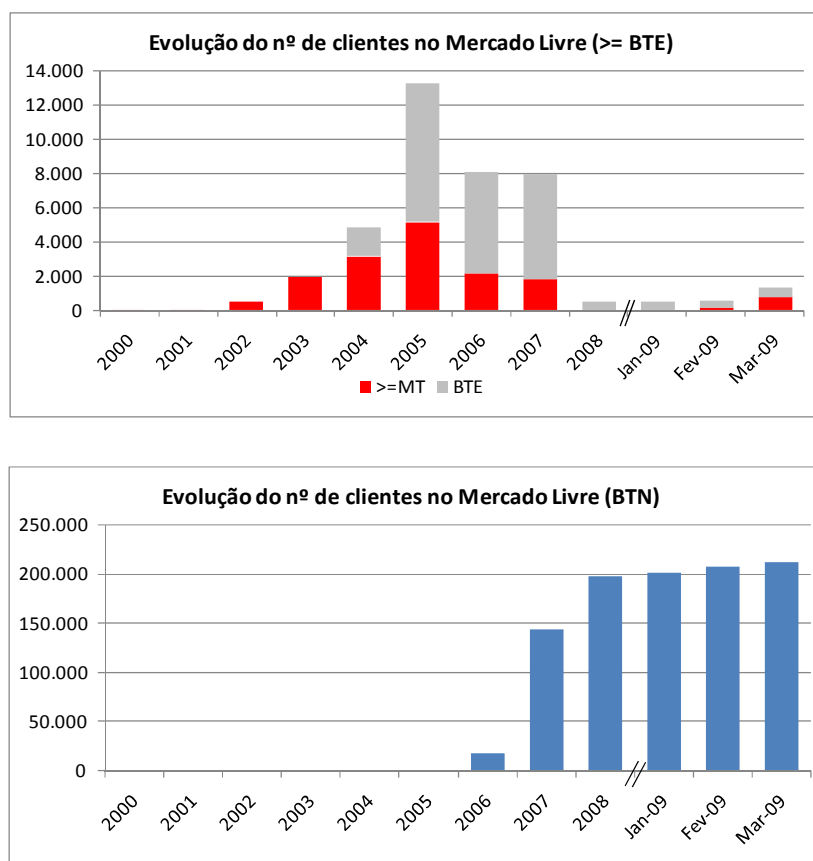
Em 2007 a tendência de regresso de clientes ao mercado regulado manteve-se. Durante este ano a publicação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, permitiu o aparecimento de um mercado organizado e o estabelecimento de regras transparentes na imputação dos custos afundados do sistema

eléctrico a todos os clientes do sector eléctrico (aplicação dos CMEC – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual), corrigindo-se as anteriores distorções nos preços de energia eléctrica.

No ano de 2008 o mercado liberalizado em Portugal passou a ser praticamente residual, sendo esta situação explicada pelas diferenças nos preços de energia no mercado liberalizado e no mercado regulado. As tarifas de último recurso a vigorarem em 2008 foram calculadas no final do ano de 2007, com as melhores previsões da altura, quer das empresas reguladas, quer da ERSE, não antecipando, de acordo com as melhores práticas da regulação, qualquer défice tarifário definido ex-ante.

A subida acentuada dos preços dos combustíveis fósseis a partir de finais de 2007 e, por consequência dos preços da energia eléctrica nos mercados organizados de energia, não ficou reflectida nas tarifas de último recurso, provocando desajustes importantes entre o nível de custos incluído nas tarifas de energia eléctrica de último recurso e os custos efectivamente incorridos pelos comercializadores a actuarem no mercado liberalizado. Esta situação originou um regresso de praticamente todos os clientes ao mercado regulado, com excepção dos clientes residenciais (BTN).

Figura 2.1-36 Evolução do Mercado liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML)



Fonte: EDP

O aumento da dimensão do mercado liberalizado, em termos de número total de clientes, deve-se exclusivamente à entrada de clientes residenciais, para os quais a liberalização teve início em Setembro de 2006. Para os restantes níveis de tensão é visível a saída massiva dos clientes do mercado liberalizado para o mercado regulado, desde o ano de 2006 até 2008. As previsões para o ano de 2009 indicam um retomar progressivo e acentuado do mercado liberalizado, situação que já é visível em Fevereiro e Março de 2009, com uma passagem de clientes industriais (média e alta tensão) do mercado regulado para o mercado liberalizado. Em Portugal o processo de liberalização tem registado uma aceleração nos últimos meses, com o mercado liberalizado a exceder os 27% da procura total em Julho de 2009.

Convirá, ainda, considerar que, em termos de estrutura de mercado, a comercialização regulada de energia eléctrica em Portugal é assegurada, desde o início de 2007, por entidade com independência jurídica do operador de rede de distribuição, sendo estas actividades consideradas separadamente e sujeitas a obrigações de segregação de informação. Em paralelo, existem outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental e que se inserem no âmbito da comercialização de último recurso.

2.1.2.2 PROCURA DE ENERGIA POR TIPO DE CLIENTE FINAL

ESPAÑA

Os consumidores de electricidade diferenciam-se pelas suas preferências, custos, perfil de consumo e, portanto, pela sua elasticidade perante o preço. Com base nestas características, é possível distinguir essencialmente três grandes grupos de consumidores: os grandes clientes industriais, as pequenas e médias empresas (PME) e os consumidores domésticos e os pequenos comerciantes.

Para os grandes consumidores industriais, a electricidade é um factor fundamental do processo produtivo e o custo eléctrico representa uma proporção relevante dos custos totais. Estes consumidores, para além de estarem ligados em alta tensão, conhecem muito bem o funcionamento do sistema eléctrico, fazem a manutenção das suas instalações e muitos deles conseguem gerir a sua curva de carga. Isto justifica, em muitos casos, a instalação de equipamentos de telemedição e a existência de departamentos internos dedicados à optimização da compra de energia, que compilam e comparam entre si as ofertas comerciais. Portanto, trata-se de consumidores sensíveis ao preço e com baixos custos de mudança de fornecedor.

Para os consumidores domésticos e pequenos comerciantes ligados em baixa tensão, o custo da electricidade não tem um peso elevado nos seus custos totais. Em geral, estes consumidores não costumam dedicar recursos à procura de informações e à comparação de ofertas comerciais, e não investem em contadores sofisticados que lhes permitam otimizar a sua curva de carga. Por

consequente, a sua sensibilidade ao preço é geralmente reduzida e a disponibilidade para mudança de fornecedor é escassa.

Finalmente, o grupo das PME apresenta uma grande diversidade, acentuada por diferenças regionais. Em geral, para estas empresas o custo da electricidade é relativamente baixo no cômputo dos seus custos totais. No entanto, o carácter comercial destes consumidores e o tratamento da electricidade como um factor de produção semelhante aos outros, permite-lhes ter uma certa sensibilidade ao preço.

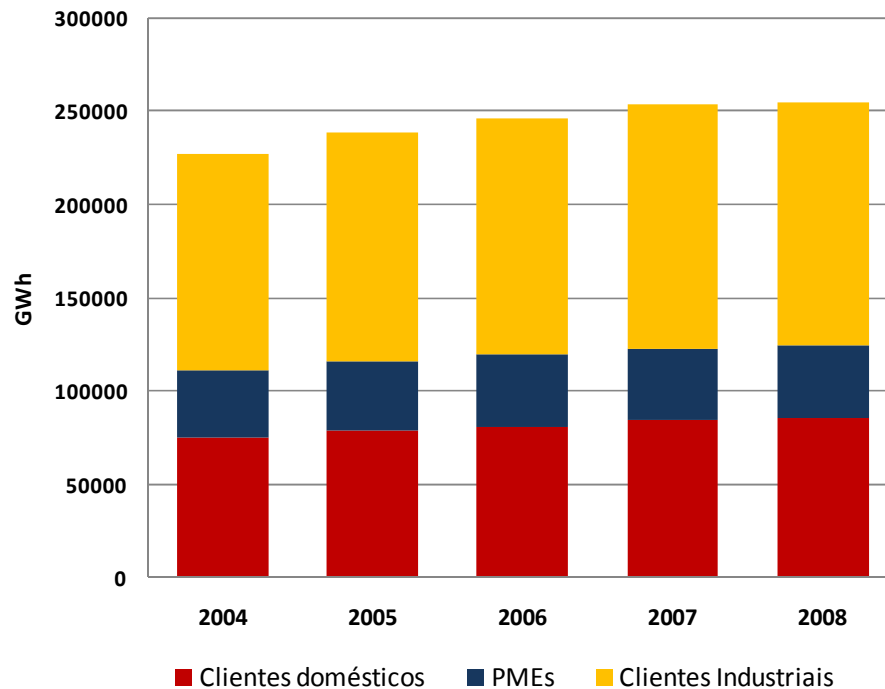
Como classificação indicativa, destinada a aproximar estas três categorias de clientes, optou-se pela seguinte abordagem¹⁹:

- Grandes clientes industriais: todos os consumidores em alta tensão
- PME: consumidores de baixa tensão com potência contratada > 15 kW
- Consumidores domésticos e pequenos comerciantes: consumidores de baixa tensão com potência contratada < 15 kW

Em Espanha, a repartição da procura total nacional por estes grupos de consumidores manteve-se relativamente estável durante os últimos 5 anos: os grandes clientes industriais representam cerca de 51%, os domésticos 33% e as PME 15%.

¹⁹ Trata-se de uma classificação *ad hoc*, uma vez que em Espanha não existem tarifas eléctricas por tipo de utilizador.

Figura 2.1-37 Repartição da energia consumida por categoria de consumidor (2004-2008)



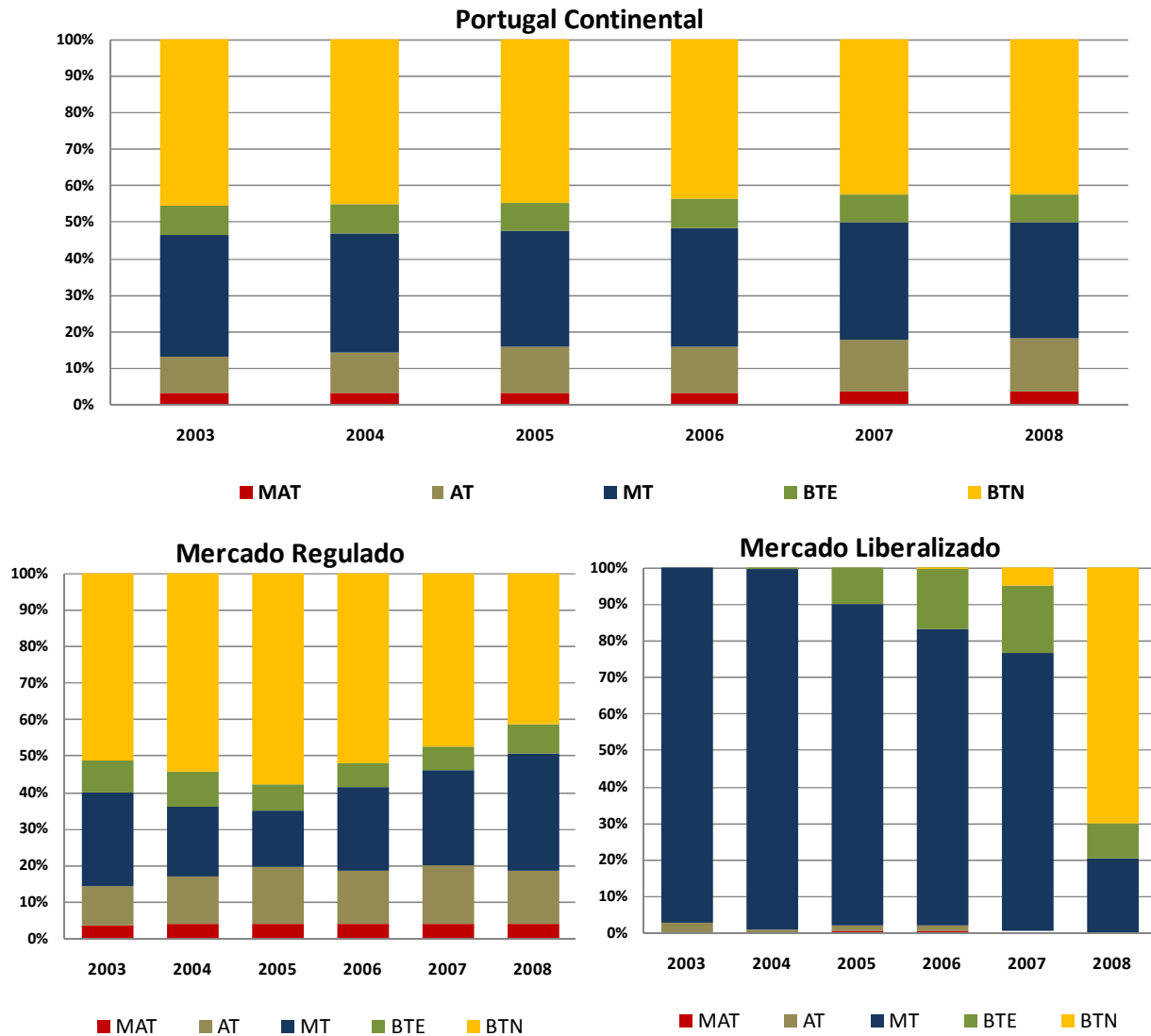
Fonte: CNE, Base de dados de facturação

PORTUGAL

A evolução da procura por tipo de cliente pode caracterizar-se através da repartição do consumo do conjunto dos consumidores do sistema português pelos diferentes níveis de tensão. Essa caracterização pode efectuar-se para o conjunto do sistema português, excluindo os sistemas eléctricos das regiões autónomas da Madeira e dos Açores, e, separadamente, para o mercado regulado (clientes à tarifa) e para o mercado liberalizado. Estes dois mercados funcionam como vasos comunicantes, pelo que a alteração de estrutura da procura por cliente num dos mercados acaba por se reflectir no outro, ponderadas as dimensões relativas de cada um.

A Figura 2.1-38 apresenta a evolução dos consumos (procura) dos diferentes consumidores agregados por nível de tensão, quer para o conjunto do sistema português, quer para cada um dos mercados. Esta figura permite observar o peso significativo dos clientes de média tensão na composição do mercado liberalizado (ML) até 2007, constando-se que, em 2008, a composição do ML é essencialmente assegurada por clientes em baixa tensão normal (BTN).

Figura 2.1-38 Caracterização da procura por tipo de consumidor



Fonte: EDP e ERSE

2.1.2.3 COMPOSIÇÃO DA OFERTA DE ENERGIA

ESPAÑA

Dada a faculdade dos consumidores de escolher entre várias alternativas de fornecimento (no mercado liberalizado e por regime tarifário), e considerando a próxima entrada em vigor do novo sistema baseado

na tarifa de último recurso, afigura-se apropriado analisar a estrutura do mercado fornecedor de clientes finais sem separar o segmento regulado e o segmento liberalizado²⁰. Por outro lado, para uma análise mais pormenorizada, este mercado global deve ser discriminado em três submercados correspondentes aos grupos de consumidores anteriormente identificados.

Considerando, em primeiro lugar, o mercado na sua totalidade, observou-se um elevado grau de concentração, com tendência para diminuir, no período 2006-2008. O HHI foi superior a 3 000 em 2006 e em 2007, e diminuiu até 2 811 em 2008. Esta evolução reflectiu sobretudo a descida da quota da IBERDROLA, que passou de 34% em 2006 para 28% em 2008, e o aumento das quotas de operadores como a UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO e GAS NATURAL. Assinala-se, de igual modo, o aumento da quota de "outros" comercializadores, que inclui não só o aumento das vendas de pequenos operadores como a NEXUS e a CENTRICA, mas também as vendas de novos aderentes, como a FORTIA, EGL, ACCIONA GREEN ENERGY, ATEL ENERGÍA e DETISA no segundo semestre de 2008.

Tabela 2.1 *Evolução das quotas empresariais na totalidade do mercado retalhista da electricidade, a nível de energia fornecida*

Grupo Empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	42,64%	43,02%	41,32%
IBERDROLA	33,71%	31,70%	28,26%
FENOSA	13,62%	14,53%	15,20%
HIDROCANTÁBRICO	5,79%	6,64%	6,58%
GAS NATURAL	1,11%	0,87%	2,41%
EON	1,96%	1,98%	1,58%
OUTROS	1,18%	1,25%	4,65%
Total	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.180	3.118	2.810

Fonte: CNE, Base de dados da facturação
* Inclui a quota da NATURGAS

Relativamente ao submercado de clientes domésticos e pequenos comerciantes, observou-se uma certa estabilidade nas quotas empresariais. A ENDESA e a IBERDROLA mantiveram as suas quotas quase inalteradas, tendo superado os 70% no período considerado. Por outro lado, a GAS NATURAL e o grupo de "outros" fornecedores reduziram as suas quotas abaixo de 1% (este grupo inclui essencialmente pequenos distribuidores, visto que os novos comercializadores tendem a operar quase exclusivamente

²⁰ Neste sentido se expressaram o TDC, Tribunal de Defesa da Concorrência espanhol, no processo C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA, a Comissão Europeia no processo n.º COMP/M.3440 EDP/ENI/GDP e, muito recentemente, a CNC sobre o processo C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA.

no segmento industrial). Em resultado, o HHI superou o valor de 3 500 durante o período considerado, registando uma ligeira tendência para subir.

Tabela 2.2 *Evolução das quotas empresariais no submercado de fornecimento de electricidade a clientes domésticos e a pequenos comerciantes, a nível de energia fornecida*

Grupo Empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	44,50%	45,07%	44,90%
IBERDROLA	36,48%	36,73%	37,18%
FENOSA	13,45%	13,65%	13,60%
HIDROCANTÁBRICO	2,05%	2,09%	2,08%
GAS NATURAL	1,81%	0,66%	0,43%
EON	1,60%	1,66%	1,68%
OUTROS	0,10%	0,13%	0,13%
Total	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.502	3.575	3.590

Fonte: CNE, Base de dados da facturação

* Inclui a quota da NATURGAS

O submercado das PME revelou um grau de concentração ainda superior ao do submercado doméstico, tendo registado um HHI superior a 3 600 no período analisado, o que reflecte principalmente o aumento da quota da ENDESA e da UNIÓN FENOSA, e a queda da IBERDROLA e da GAS NATURAL e de outros comercializadores de menor dimensão.

Tabela 2.3 *Evolução das quotas empresariais no submercado fornecedor de electricidade a PME, a nível de energia fornecida*

Grupo Empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	48,82%	49,61%	50,22%
IBERDROLA	32,72%	32,68%	31,01%
FENOSA	12,23%	12,43%	13,46%
HIDROCANTÁBRICO	2,15%	2,43%	2,76%
GAS NATURAL	1,25%	0,49%	0,29%
EON	1,89%	1,79%	1,63%
OUTROS	0,94%	0,56%	0,63%
Total	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.614	3.693	3.675

Fonte: CNE, Base de dados da facturação

* Inclui a quota da NATURGAS

Por último, importa destacar a evolução positiva do submercado de grandes clientes industriais, que se caracterizou por uma redução do HHI, de 2 902 em 2006 para 2 288 em 2008. De facto, tanto as quotas da ENDESA como a da IBERDROLA desceram de forma drástica neste segmento e, correspondentemente, reforçaram quase todos os outros operadores, em particular a GAS NATURAL, tendo-se observado um aumento importante na quota de “outros” comercializadores (este é o segmento que registou o maior número de novos aderentes).

Tabela 2.4 *Evolução das quotas empresariais no submercado fornecedor de electricidade a grandes clientes industriais, a nível de energia fornecida*

Grupo Empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	39,57%	39,79%	36,36%
IBERDROLA	32,24%	28,16%	21,63%
FENOSA	14,16%	15,71%	16,75%
HIDROCANTÁBRICO	9,27%	10,81%	10,64%
GAS NATURAL	0,63%	1,12%	4,32%
EON	2,20%	2,24%	1,50%
OUTROS	1,93%	2,17%	8,80%
Total	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	2.900	2.751	2.282

Fonte: CNE, Base de dados da facturação

* Inclui a quota da NATURGAS

Quanto à forma em que o escoamento para o mercado se está a traduzir numa transferência de clientes entre os vários grupos empresariais, importa assinalar que o núcleo da actividade dos comercializadores integrados em grupos também presentes na distribuição se desenvolve igualmente nas áreas de distribuição do seu próprio grupo, embora várias comercializadoras (E.ON, UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO) forneçam uma parte muito significativa da energia que comercializam através de redes terceiras.

Tabela 2.5 Quotas de fidelização e perda de energia associada por distribuidor em 31 de Dezembro de 2008

QUOTA %(energia)	DISTRIBUIDOR				
	COMERCIALIZADOR	E.ON	ENDESA	H.CANTABRICO	IBERDROLA
CENTRICA ENE	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
CONS DIR MER	5,28	0,00	0,00	0,00	0,00
E.ON	14,23	0,65	0,00	0,75	0,22
ENDESA E.	22,49	74,75	8,38	14,24	10,05
ENR.GRAN.CON	0,00	7,79	2,82	0,00	0,00
FACTOR E.	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00
GASNAT COMER	2,81	2,85	0,52	4,19	3,66
GASNAT SERVI	0,18	0,47	0,02	0,27	0,34
HCANTAB ENER	6,59	3,90	80,64	9,46	5,55
HISPALEC E.	0,06	0,15	2,16	0,77	0,06
IBERDROLA SA	0,76	1,40	1,37	35,32	3,09
NATURGAS COM	0,00	0,01	0,00	3,94	0,00
NEXUS E.	0,01	1,13	0,00	0,00	0,00
OUTROS	42,00	1,95	0,12	18,00	18,01
U.FENOSA COM	5,49	4,60	3,83	13,07	57,64
U.FENOSA GEN	0,08	0,34	0,00	0,00	1,37
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: CNE, a partir de dados recolhidos da sua Circular 1/2005, de 30 de Junho

Em resumo, a concorrência no mercado retalhista mostra progressos, sobretudo no segmento dos consumidores industriais, por natureza mais abertos e dispostos a mudar de fornecedor, e porque desde 1 de Julho de 2008 não dispõem de tarifas reguladas.

A evolução futura do mercado retalhista dependerá, em grande medida, do êxito da introdução do fornecimento de último recurso. A este respeito, importa assinalar que, em Espanha, só têm direito a fornecimento de último recurso os consumidores de baixa tensão com potência contratada inferior a

10 kW²¹ e que as tarifas de último recurso são construídas somando às tarifas de acesso o custo da energia e o custo da comercialização de último recurso.

O Real Decreto 485/2009 nomeia como fornecedores de último recurso as seguintes empresas comercializadoras: ENDESA ENERGÍA XXI, S.L., IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U., UNIÓN FENOSA METRA, S.L., HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S.A.U e E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.. Trata-se, em todos os casos, de filiais das principais empresas eléctricas estabelecidas em Espanha, e prevê-se que a nomeação seja revista de quatro em quatro anos, no mínimo.

Por fim, outras referências relevantes na regulação do mercado retalhista espanhol são a constituição de um operador logístico de mudanças de fornecedor, o plano de substituição de equipamentos de medição e a iminente criação de um gabinete de defesa do consumidor de produtos energéticos:

- O Operador Logístico de Mudanças de Fornecedor, que adopta a figura jurídica de uma sociedade comercial anónima, tem por objecto social a *supervisão*²² das mudanças de fornecedor, tanto no sector da electricidade como do gás natural. Os comercializadores e distribuidores de electricidade e gás detêm a participação no Operador Logístico (70% e 30%, respectivamente, sendo as quotas repartidas em partes iguais pelos agentes activos nos sectores da electricidade e do gás). Apesar de as bases de dados dos consumidores e pontos de fornecimento estarem em poder dos comercializadores e dos distribuidores, o Operador Logístico detém amplos poderes para recolher e proporcionar (gratuitamente) as informações que considere pertinentes para o desenvolvimento da sua função de supervisão, bem como para promover a agilização do intercâmbio dessas informações e do processo de mudança. O Operador Logístico enviará anualmente um relatório de actividades²³ para o Ministério da Indústria, Turismo e Comércio e para a CNE (<http://www.ocsum.es>).
- As directrizes gerais do plano de substituição de equipamentos de medição foram estabelecidas pela primeira disposição adicional da Portaria ITC/3860/2007, de 28 de Dezembro, que afecta todos os equipamentos até 15 kW e irá permitir a discriminação horária do consumo e a telegestão de todos os pontos de fornecimento, num conjunto de prazos sucessivos, até ao fim de 2008.

²¹ Isto implica adiantar o calendário previsto na vigésima quarta disposição adicional da Lei 54/1997, com a redacção que lhe foi dada pela Lei 17/2007, onde se estabelece que, a partir de 2011, poderão beneficiar da TUR os consumidores com potência contratada inferior a 50 kW.

²² Real Decreto 1011/2009, de 19 de Junho, que regulamenta o Operador Logístico de Mudanças de Fornecedor

²³ Parte do conteúdo desse relatório é definido pela sétima disposição adicional da Portaria ITC/1857/2008, de 26 de Junho, que procede à revisão das tarifas eléctricas a partir de 1 de Julho de 2008.

PORTUGAL

A caracterização da procura por segmento de mercado pode efectuar-se através de uma aproximação entre a agregação dos consumidores por nível de tensão e os segmentos de tipo de consumidor. Na prática considera-se que o conjunto de clientes em BTN corresponde ao segmento de clientes residenciais, embora agregue alguns clientes empresariais de pequena dimensão; o conjunto de clientes em BTE corresponderá, no essencial, ao conjunto de consumidores que detém e opera pequenos comerciantes; e que os consumidores em média, alta e muito alta tensão correspondem ao conjunto de consumidores industriais, de dimensão e utilização da energia diversificadas.

Esta agregação permite observar que são os clientes industriais que, ao mudarem do mercado regulado para o mercado liberalizado e vice-versa, conseguem afectar a estrutura de cada um destes mercados, fruto da maior dimensão relativa dos seus consumos unitários. A redução da expressão do mercado liberalizado, ocorrida desde 2006, é consequência da migração para fornecimentos à tarifa de clientes que se encontravam a consumir no mercado liberalizado.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das quotas de mercado ao longo dos últimos 3 anos, sendo visível a saída dos comercializadores que não detêm capacidade de produção em Portugal para abastecer as respectivas carteiras sem a exposição a risco de preço de mercado.

Figura 2.1-39 Quotas de mercado na comercialização livre

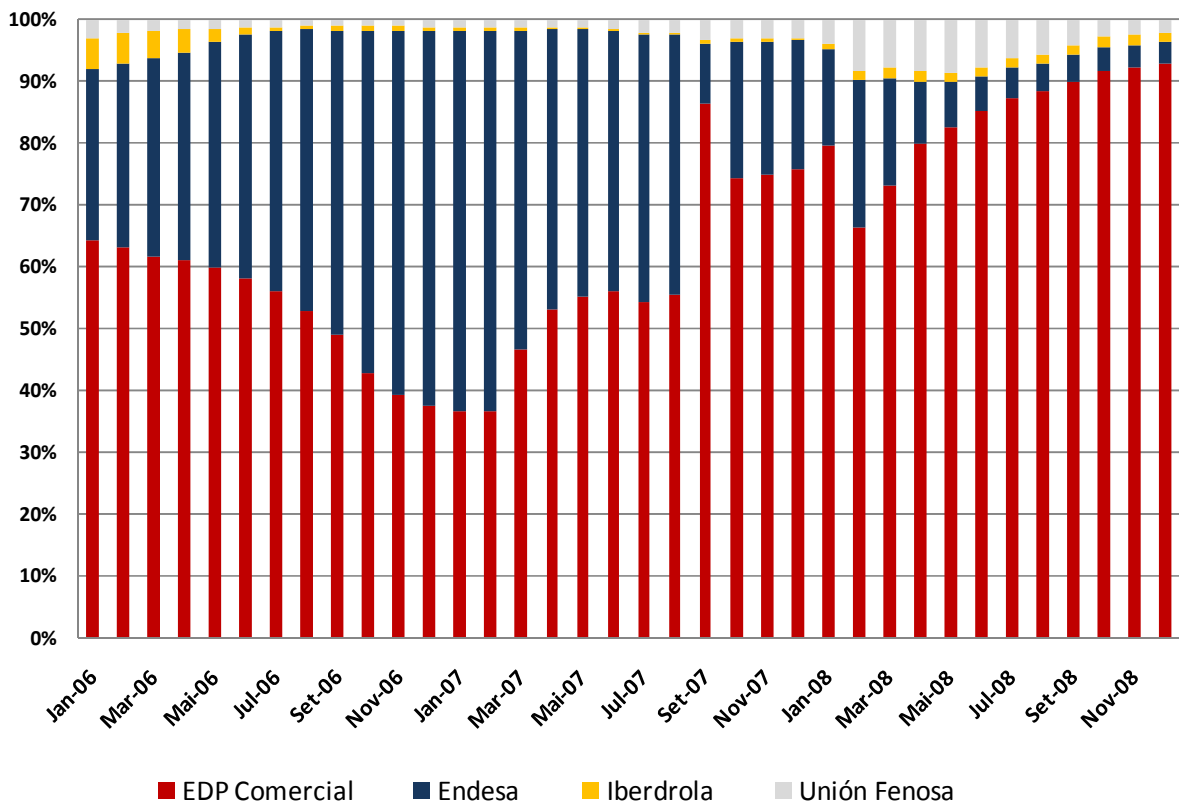
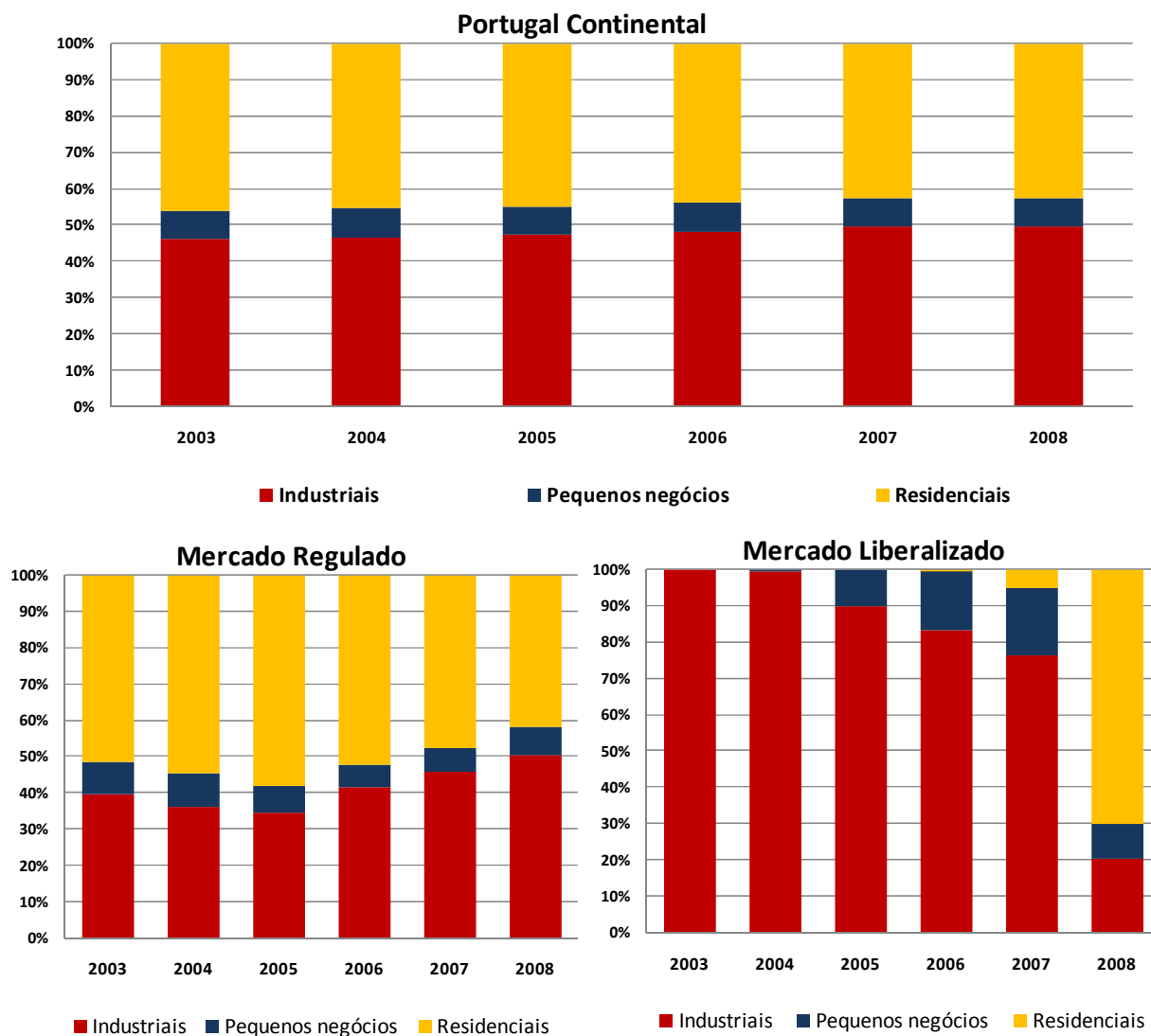


Figura 2.1-40 Caracterização da procura por segmento de mercado



Neste contexto, importa considerar que mecanismos de estabilização da estrutura do mercado retalhista se podem adoptar, no sentido de impedir variações significativas de volume global e de estrutura no mercado regulado e no mercado liberalizado. Uma parte dos instrumentos poderá ser definida no âmbito das regras e procedimentos de mudança de comercializador, criando limitações ao regresso de clientes ao mercado regulado ou, como se implementou legalmente em Espanha, determinar o fim de tarifas reguladas de fornecimento para determinados segmentos de clientes. Estas opções devem ser equacionadas, procurando assegurar a minimização das distorções de mercado, a inexistência de subsidiações cruzadas entre agrupamentos de consumidores e a estabilidade regulatória.

2.2 INTEGRAÇÃO DAS ACTIVIDADES DE PRODUÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO

2.2.1 ESTRUTURA VERTICAL E PODER DO MERCADO

Os mercados eléctricos em Portugal e em Espanha têm sido tradicionalmente dominados pela presença de empresas verticalmente integradas. A evolução da estrutura dos mercados grossistas e retalhistas, no período 2006-2008, revela que o grau de integração vertical entre a comercialização e a produção continua a ser muito elevado. Esta situação será reforçada no futuro em consequência da recente aquisição do controlo exclusivo da UNIÓN FENOSA por parte da GAS NATURAL e da próxima fusão das duas empresas.

A produção e a comercialização são actividades abertas à concorrência, que os agentes podem desenvolver livremente no âmbito do quadro normativo geral do sector. Ao contrário das actividades reguladas de transporte e distribuição, a integração vertical destas actividades no âmbito do mesmo grupo empresarial não está sujeita a limitações normativas, nem em Portugal, nem em Espanha. Por outro lado, esta integração deve sempre desenvolver-se no respeito da legislação em matéria de defesa da concorrência, que consagra, em ambos os países, a proibição de comportamentos colusivos e a proibição de abusos de posição dominante estabelecidas pelos artigos 81.º e 82.º do Tratado da UE. Neste contexto, é proibida qualquer prática que tenha como objecto comportamentos discriminatórios, tendentes a dificultar o acesso ao mercado ou a aumentar os custos para os concorrentes, por parte de empresas estabelecidas com uma posição de domínio.

Embora a avaliação do comportamento dos grupos verticalmente integrados no MIBEL, relativamente aos consumidores ou outras comercializadoras independentes, não seja objecto do presente relatório, importa mencionar que, até à data, não se registaram denúncias ou casos de abusos provados neste âmbito.

A análise deste número centra-se principalmente na estrutura vertical existente para avaliar o seu impacto, por um lado, na evolução da concorrência no mercado retalhista e, por outro lado, no mecanismo de formação de preços no mercado grossista.

2.2.1.1 INTEGRAÇÃO VERTICAL E EVOLUÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO RETALHISTA

Numa perspectiva de concorrência, a existência de operadores verticalmente integrados não se configura necessariamente como problemática para a evolução da concorrência no sector retalhista, sempre que exista um mercado grossista com liquidez e profundidade suficientes, onde todos os comercializadores possam abastecer-se de energia nas mesmas condições económicas. Neste sentido, importa sublinhar a importância da existência não só de mercados à vista desenvolvidos, mas também de mercados a prazo com liquidez suficiente, para permitir que todos os comercializadores possam comprar energia nos mesmos prazos exigidos pelos clientes e/ou realizar as necessárias coberturas

financeiras. Não existindo estes mercados, os agentes verticalmente integrados teriam uma vantagem potencial muito importante face aos demais agentes, relacionada com o seu acesso preferencial a determinadas fontes de produção e com a cobertura de risco proporcionada pela sua carteira de clientes.

Contudo, nem todas estas condições parecem estar reunidas na situação actual dos mercados em Portugal e em Espanha.

Apesar dos progressos significativos registados nos últimos anos na evolução dos mercados a prazo, que adicionam liquidez e possibilidades de cobertura para os novos aderentes que não contam com estruturas verticalmente integradas (ver, a esse respeito, o capítulo 4 do presente relatório), os incumbentes continuam a desfrutar de vantagens importantes.

As informações compiladas para o mercado espanhol indicam que a percentagem de energia permutada por grupos verticalmente integrados é muito elevada. No mercado grossista, os grupos verticalmente integrados detinham conjuntamente, em 2008, uma quota de vendas de 73% e uma quota de compras de 79%. No que diz respeito ao mercado retalhista, em 2008 esta percentagem supera 90% no segmento dos clientes domésticos e nas PME e 80% no segmento dos clientes industriais.

No período 2006-2008, registou-se a adesão de novos produtores, especialmente no regime especial e, em 2008, de novos comercializadores não pertencentes a grupos verticalmente integrados. Não obstante, especialmente no caso da comercialização, as novas adesões não representam uma pressão competitiva muito relevante (os novos comercializadores centraram-se no segmento do mercado liberalizado de clientes industriais, que registava, em 2008, uma quota agregada de 11%, aproximadamente).

No que respeita ao mercado português, ao longo do último ano e meio (desde que os agentes portugueses se encontram integrados no regime de ofertas em mercado diário), registou-se a inclusão da central de Alqueva no portfólio da EDP Produção²⁴, passando esta central a ser ofertada por este agente, no que se consubstancia num aumento da concentração na produção hídrica. Da mesma forma, a implementação dos leilões VPP não contribuiu para minimizar a concentração vertical entre as actividades de produção e comercialização de energia, tendo o volume de energia correspondente sido utilizado para trading em mercado diário mais do que para abastecer carteiras de clientes no segmento retalhista.

Adicionalmente, a tipologia de abastecimento de energia varia de forma significativa entre os agentes. Como se apresenta na Tabela 2.6, em 2008 a grande maioria da procura de energia foi repartida entre

²⁴ A Autoridade da Concorrência portuguesa aprovou esta operação sujeita à existência de um contrato de cedência de capacidade por um período de 5 anos de uma central hídrica do grupo EDP (Aguieira). A atribuição desta capacidade foi efectuada de acordo com um procedimento de oferta competitivo, para o qual foram convidados a apresentar proposta diversos agentes do sector.

60% para o mercado diário e os restantes 40% para os contratos bilaterais. Para alguns grupos, entre os quais se destacam a UNIÓN FENOSA e a ENDESA, a percentagem de energia adquirida através de contratos bilaterais físicos é muito superior à média, ao passo que outros, como a IBERDROLA, EDP-HIDROCANTÁBRICO, GAS NATURAL e E.ON, adquirem uma percentagem superior à média no mercado diário. Por outro lado, os novos aderentes, agrupados em “outros”, tendem a abastecer-se em grande medida (72%) através do mercado diário e só numa percentagem reduzida (28%) através de contratos bilaterais.

Tabela 2.6 *Composição das compras por agente e segmento de mercado*

2008	Segmento de mercado		
	Contratos bilaterais *	Mercado Diário	Total geral
ENDESA	55,9%	44,1%	100,0%
IBERDROLA	43,9%	56,1%	100,0%
UNIÓN FENOSA	60,9%	39,1%	100,0%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	29,0%	71,0%	100,0%
GAS NATURAL	33,4%	66,6%	100,0%
E.ON	35,8%	64,2%	100,0%
OUTROS	28,3%	71,7%	100,0%
Total general	40,1%	59,9%	100,0%

Fonte: CNE e OMEL

* Inclui os contratos bilaterais físicos e os contratos bilaterais associados aos leilões VPP

Investigando de forma mais aprofundada os contratos bilaterais físicos voluntários (sem considerar os associados aos leilões CESUR e VPP), constata-se que o maior vendedor em 2008 foi a ENDESA, com uma quota de 53,3% do total de contratos vendidos. Trata-se, na sua grande maioria (77,5%), de contratos bilaterais intragrupo. A Tabela 2.7 revela que, para a UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL e E.ON, a percentagem de contratos intragrupo representa 100% dos contratos bilaterais realizados, para a ENDESA cerca de 90%, e para a IBERDROLA e EDP-HIDROCANTÁBRICO, mais de 60%. Assinala-se ainda que nenhum dos grupos verticalmente integrados, com a exceção da EDP-HIDROCANTÁBRICO, tinha em 2008 contratos bilaterais voluntariamente assinados com o grupo de “outros” comercializadores. Neste sentido, se for considerado um conjunto mais amplo de contratos bilaterais, que incluía também as quantidades vendidas através dos leilões VPP, poderá comprovar-se que os “outros” comercializadores cobrem mais de 70% da sua contratação bilateral através desses leilões.

Tabela 2.7 Contratos bilaterais físicos* no mercado espanhol dos principais grupos empresariais

Grupo Comprador	Grupo vendedor							Total
	END	IB	UF	HC	GN	EON	Outros	
ENDESA	88,0%	10,7%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
IBERDROLA	24,0%	64,6%	9,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,3%	100,0%
UNIÓN FENOSA	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	0,0%	6,0%	4,3%	67,2%	0,0%	0,0%	22,5%	100,0%
GAS NATURAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	100,0%
EON	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	100,0%
OUTROS	0,0%	0,0%	0,0%	29,7%	0,0%	0,0%	70,3%	100,0%
Total	53,3%	19,6%	3,0%	9,3%	7,7%	0,9%	6,1%	100,0%

Fonte: CNE e OMEL

*Não se incluem os contratos bilaterais associados aos leilões CESUR nem aos leilões VPP

Outro elemento de diferenciação entre agentes diz respeito ao tipo de produção subjacente às aquisições de energia. Como se viu anteriormente, os contratos bilaterais de tipo “voluntário”, designadamente os que não estão relacionados com leilões VPP ou CESUR, tendem a ser fornecidos, quase exclusivamente, através da produção nuclear e de carvão. Dado que mais de 77% destes contratos correspondem a contratos intragrupo, pode inferir-se que as comercializadoras dos grupos verticalmente integrados se abastecem em grande medida através deste tipo de produção. Em contrapartida, os outros comercializadores tendem a abastecer-se principalmente através do mix de produção determinado pelo processo de cassação no mercado diário, dado que as suas aquisições de energia realizam-se essencialmente através de emissões primárias de energia físicas e do mercado diário.

Até à data, não foi possível avaliar se a integração vertical dos operadores incumbentes, e a importante assimetria de abastecimento que configuram, pode dar lugar a um problema estrutural de concorrência, porque a evolução da comercialização foi limitada sobretudo pela existência do défice tarifário, como se explica de forma mais pormenorizada no número 2.4. As estratégias comerciais e as quotas empresariais observadas foram inevitavelmente afectadas pelo défice tarifário, sendo portanto complexo isolar o possível efeito da integração vertical entre produção e comercialização sobre a adesão e consolidação de comercializadores independentes. Em qualquer caso, o modelo de concorrência parece orientar-se mais no sentido do estabelecimento de novos grupos verticalmente integrados, em concorrência com os incumbentes, do que para o fortalecimento de agentes independentes. A recente aquisição da UNIÓN FENOSA por parte da GAS NATURAL foi motivada em parte pela necessidade de integração a jusante, que permitirá resolver a dificuldade que a GAS NATURAL, como novo produtor aderente, encontrava quando tinha de concorrer de forma eficaz com os operadores incumbentes.

A questão que importa analisar em profundidade é se, uma vez resolvido o problema do défice, a estrutura de mercado existente permitirá atrair novos aderentes (independentes ou verticalmente integrados) de forma estável e sustentável, apesar das vantagens de integração vertical dos principais operadores estabelecidos.

2.2.1.2 O IMPACTO DOS CONTRATOS BILATERAIS INTRAGRUPO SOBRE O PREÇO NO MERCADO SPOT ORGANIZADO

Este número irá analisar o problema do eventual impacto negativo dos contratos bilaterais intragrupos na formação dos preços nos mercados organizados. Aparentemente, este problema deriva do facto de os bilaterais intragrupos estarem a retirar destes mercados a potência inframarginal, de menor custo variável, o que provoca um aumento dos seus preços e agrava o custo de aquisição da energia para os comercializadores independentes.

Esta conclusão não tem validade geral e deve ser relativizada em função do funcionamento dos mercados e da configuração do mix tecnológico instalado. Em particular, se considerarmos o mercado diário OMEL, que funciona como um leilão uniforme, não há a certeza de que resultariam preços mais elevados do encontro de ofertas em mercado diário se uma parte da produção inframarginal fosse retirada para satisfação da correspondente procura sob a forma de contratos bilaterais físicos intragrupo. De facto, ao retirar-se potência que não fixa o preço do mercado em nenhuma circunstância, porque é sempre necessária energia gerada por outro tipo de tecnologia para cobrir a procura, o preço continuará a ser fixado pela tecnologia marginal, com ou sem retirada da potência inframarginal.

É o caso, por exemplo, da produção nuclear. Uma parte importante dos contratos bilaterais é fornecida com este tipo de produção, como se viu anteriormente. Dada a configuração actual do mix tecnológico e a potência instalada presentemente em Espanha, esta energia, mesmo nas horas de procura mais baixa, nunca marca o preço do mercado, que é sempre fixado com base na oferta de outras tecnologias. Portanto, não será previsível um aumento do preço no mercado diário, mesmo que desapareça uma parte da procura do mercado e, a par desta, uma quantidade de potência nuclear para a abastecer: continuará a ser, com e sem bilaterais intragrupo, igual ao preço da tecnologia mais cara após a nuclear na ordem de mérito.

Em contrapartida, no caso de, para satisfazer a procura dos contratos bilaterais, se retirar do mercado a potência de centrais de ordem de mérito intermédia, que marcam o preço num número significativo de horas, como o carvão ou o gás natural, é possível que a determinação do preço do mercado diário seja afectada e resulte diferente da que teria sido obtida sem os contratos bilaterais. *A priori*, pode ser difícil estabelecer se o preço resultante será mais elevado ou mais baixo, dependendo em particular da relação que se estabelecer entre a procura remanescente e a configuração da ordem de mérito das centrais despachadas no mercado diário, e de como as empresas irão alterar as suas estratégias de oferta para ter em conta esta nova configuração. Neste contexto, não se pode excluir que possam gerar-se

situações de maior ou menor pressão competitiva em determinadas zonas da curva de oferta, nas quais os agentes podem exercer mais ou menos poder de mercado.

A título meramente ilustrativo e para comprovar estas suposições, foram realizadas simulações com o modelo ENERGEIA²⁵. A Tabela 2.8 revela que, num cenário hipotético, em que toda a energia nuclear tivesse sido destinada ao fornecimento de contratos bilaterais intragrupo, o preço do mercado diário apenas sofreria uma alteração de -0,4%. Por outro lado, considerando outro cenário hipotético, onde os contratos bilaterais se alimentam da totalidade da produção de carvão, obter-se-ia como resultado que o preço do mercado diário aumentaria 20%, enquanto na hipótese de fornecimento dos contratos com a totalidade da produção de gás se obteria uma redução de 19% no preço.

Tabela 2.8 Simulação ilustrativa do preço do mercado diário mediante o modelo ENERGEIA segundo diferentes hipóteses de fornecimento dos contratos bilaterais

Cenário de simulação mercado diário. Ano 2008	Preço médio anual resultante da simulação (€ / MWh)	Variação % do preço
Cenário base: ausência de contratos bilaterais	48,60	—
Cenário 1: Total prod. nuclear contratada mediante bilaterais intragrupo	48,40	-0,4%
Cenário 2: Total prod. carvão contratada mediante bilaterais intragrupo	58,70	20,8%
Cenário 2: Total prod. ciclo combinado de gás contratada mediante bilaterais intragrupo	39,20	-19,3%

Fonte: CNE e ENERGEIA

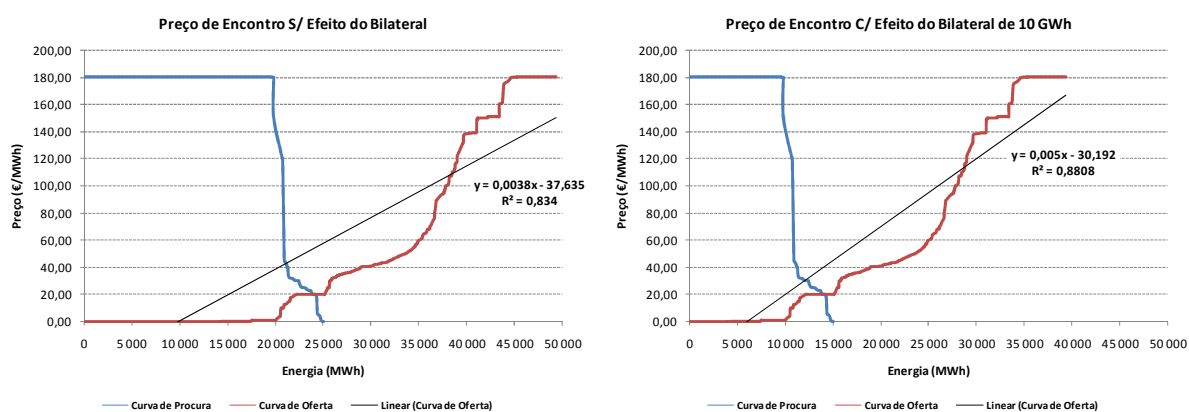
Nota: Na simulação foram empregues dados relativos à procura e à estrutura de produção em Espanha no ano 2008. Foram utilizados preços mensais dos combustíveis, que resultaram nos seguintes preços médios anuais. 2,919 c€/te para o gás (Fonte: preço da plataforma logística de Zeebrugge, *in Platt's*), 1,238 c€/te para o carvão (Fonte: McCloskey's Coal Report), 3,545 c€/te para o fuelóleo e 21,988 €/Tn para o CO₂. Nos cenários 1 e 2, retirou-se a totalidade da produção da tecnologia respectiva para satisfazer contratos bilaterais e assumiu-se uma diminuição da procura equivalente à cobertura da procura horária (MWh) satisfeita com a mesma tecnologia no cenário base.

²⁵ ENERGEIA é um modelo de simulação do comportamento estratégico das empresas no mercado diário de produção espanhol, que permite realizar previsões dos equilíbrios do mercado (níveis de preço, produção, quotas das empresas, benefícios, etc.) correspondentes a determinados cenários tecnológicos/estruturais (capacidades, custos, procura, etc.) e institucionais (regras de mercado, obrigações contratuais, etc.). ENERGEIA emprega uma representação “física” próxima do parque de produção eléctrica espanhol, utilizando, entre outros elementos, curvas de custos discretas ou por zonas. De igual modo, o tipo de concorrência entre os agentes não corresponde a uma hipótese exógena do modelo, apenas reflecte as regras do jogo existentes no mercado diário gerido pelo OMEL (mecanismo de leilão uniforme, com cassação horária).

O impacto dos contratos bilaterais intragrupo sobre a formação de preços no mercado diário pode ainda ser afectado por variações na elasticidade da procura, ou seja, pelo facto de a procura no mercado diário poder ter menor elasticidade que a procura abastecida por contratos bilaterais.

É importante considerar os efeitos que a existência de contratação bilateral intragrupo terá na elasticidade da curva de oferta, sendo importante considerar o facto de, por norma, mercados menos líquidos apresentam maior volatilidade do preço que aí se forma. Resulta graficamente evidente que o declive médio da curva de oferta à qual se retira oferta de base é maior que o declive de uma curva de oferta em que tal não suceda. Como se pode ver na Figura 2.2-1, o declive da recta de ajustamento da oferta em mercado do lado da venda aumenta com a retirada de energia (tanto na procura como na oferta e em 10 000 MWh, neste exemplo). O aumento do declive da recta de ajustamento é de cerca de 32%, o que significa maior sensibilidade em preço a variações de quantidade ofertada.

Figura 2.2-1 Simulação do efeito de existência de bilaterais sobre o declive da curva de oferta em mercado



Fonte: OMEL; elaboração ERSE

Por outro lado, o preço marginal forma-se na vizinhança de blocos de oferta de dimensão mais reduzida (zona de declive maior da curva de oferta), pelo que a exposição da formação do preço a alterações estratégicas de oferta por parte dos agentes é maior quando o mercado apresenta menos energia de base ou a preço instrumental (zona de menor declive da curva de oferta).

A redução da liquidez do mercado diário, sobretudo se efectuada a partir de bilateralização de energia intragrupo, poderá, como atrás se mencionou, acarretar maior volatilidade do preço de mercado. Esta volatilidade é um risco acrescido para os agentes e potencialmente mais danosa para aqueles que não puderem efectuar uma cobertura natural de risco através de contratos bilaterais – quer os produtores independentes que não asseguram a venda da energia eléctrica, quer os comercializadores livres que não tenham acesso a meios de produção para cobrir a sua exposição em fornecimentos a clientes.

Desta forma, as condições assimétricas²⁶ de cobertura de risco entre agentes verticalizados e não verticalizados poderá influir na própria estrutura de mercado, quer no mercado grossista, quer no próprio mercado retalhista. Pode ainda considerar-se que os efeitos atrás mencionados não se esgotam na bilateralização intragrupo, podendo atribuir-se efeitos semelhantes à bilateralização de energia entre entidades empresarialmente distintas, situação na qual o incentivo económico específico de cada agente poderá conduzir a uma neutralidade em termos de desvios a um mercado competitivo.

2.2.1.3 INTEGRAÇÃO VERTICAL E COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO NO MERCADO SPOT

Segundo alguns autores, a integração vertical poderia, inclusive, ser positiva, porque, de forma semelhante a um contrato a prazo, reduziria o incentivo para exercer poder de mercado nos mercados grossistas à vista. Trabalhos recentes²⁷ na literatura económica enfatizam que a integração vertical pode ter um impacto mitigador no poder de mercado, análogo ao da contratação de longo prazo. Na medida em que o produtor se compromete a fornecer à filial comercializadora uma quantidade à margem do pool eléctrico a um preço de transferência determinado, os seus incentivos para actuar estrategicamente no mercado reduzem-se.

“A integração vertical produção-comercialização diminui os incentivos para actuar estrategicamente no mercado de produção. Os contratos de fornecimento eléctrico costumam ter duração anual, de forma que, durante o período do contrato, o preço do fornecimento já está fixado. Neste contexto, quanto maior for a presença do grupo produtor na actividade comercial, menor será o seu incentivo para subir o preço no mercado de produção. No caso extremo em que o grupo tenha uma presença na actividade comercial maior que na produção, será comprador líquido de energia no mercado grossista e o seu interesse não será subir, mas descer os preços.”²⁸

No mercado grossista eléctrico espanhol, os principais grupos empresariais detêm uma posição líquida compradora, de sinal negativo, como se indica na Figura 2.2-2, que reflecte o maior grau de concentração existente no mercado retalhista.

²⁶ A este respeito, alguns trabalhos recentes sobre o funcionamento do mercado inglês, após a introdução dos NETA, têm demonstrado preocupação quanto à forma como a energia verticalizada possa influir na estrutura de mercado existente, havendo receios de transposição de poder de mercado entre o mercado grossista e o mercado retalhista e eventual diferenciação abusiva de preços de fornecimento. A este respeito, a OFGEM está a preparar novas regras para mitigar abusos de preço.

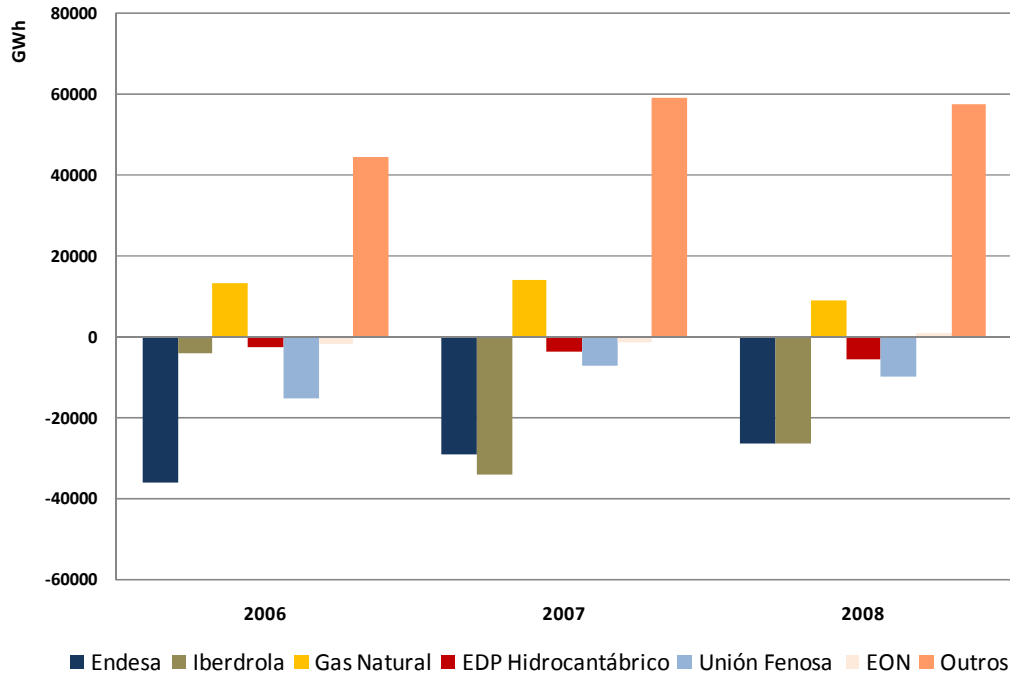
(<http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=231&refer=Media/PressRel&sid=frontpage>).

²⁷ Ver, por exemplo, Bushnell, J., E.T. Mansur, C. Saravia, (2004), “Market Structure and Competition: A cross-Market Analysis of U.S. Electricity Deregulation”, CSEM Working Paper, e Roques, F., A. Newbery, D.M. Nuttal, W.J. (2005) “Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience”, Review of Network Economics”, vol. 4.

²⁸ F.Jiménez Latorre, “Estructura y competencia en la industria eléctrica española” in *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico, Tomo II, Aspectos Económicos*, Thomson Aranzadi, 2009.

As únicas empresas que apresentam uma posição líquida vendedora são: a GAS NATURAL, cuja presença na comercialização é muito limitada, e a E.ON, em 2008, em consequência da aquisição de activos de produção da ENDESA.

Figura 2.2-2 Posição líquida dos principais grupos empresariais



Fonte: CNE e OMEL

Neste contexto, a teoria anteriormente exposta levaria a concluir que os principais grupos empresariais têm um incentivo para reduzir os preços no mercado grossista. Relativamente a esta conclusão, importa sublinhar que a sua validade depende crucialmente do grau de concorrência enfrentado pelas empresas verticalmente integradas no mercado retalhista. O previsto efeito mitigador sobre o incentivo para licitar um preço elevado só ocorrerá se existir concorrência efectiva na comercialização e se nenhum agente puder alterar o preço final de venda. Por outro lado, este efeito tenderá a não existir se o produtor perceber que, com a sua actuação estratégica, pode aumentar o preço para todos aqueles que procuram o mercado, de modo a que a competitividade da comercializadora filiada não seja afectada em relação a outros comercializadores. O escasso nível de desenvolvimento do mercado retalhista, até à data, não permite garantir que o nível de concorrência possa representar uma pressão suficiente no sentido de limitar o possível incentivo dos produtores incumbentes para aumentar os preços grossistas.

2.2.2 A FIGURA DE OPERADOR DOMINANTE

O reconhecimento da relevância da integração vertical nos mercados eléctricos de Portugal e de Espanha foi exarado no documento de 2008 do Conselho de Reguladores do MIBEL que inclui uma

“Proposta de definição do Conceito de Operador Dominante. Metodologia e Apuramento”, documento que responde a um dos mandatos contidos no Plano de Compatibilização Regulatória para o sector energético, assinado entre os governos de Portugal e de Espanha em 8 de Março de 2007²⁹, relativo à necessidade de compatibilizar a figura do operador dominante no âmbito da MIBEL.

No Plano de Compatibilização Regulatória de 2007, esta figura limita-se ao mercado grossista de produção de energia eléctrica. Nele se menciona que será considerado operador dominante qualquer empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10 por cento da energia eléctrica produzida no âmbito do MIBEL, e que para efeitos do cálculo da quota de mercado na produção de energia eléctrica serão excluídos os valores de produção em regime especial, considerando-se unicamente a produção em regime ordinário.

Por seu turno, o citado documento do Conselho de Reguladores do MIBEL propõe ampliar o âmbito de aplicação da figura de operador dominante, tendo em conta, para além da produção, a actividade de fornecimento no mercado retalhista. Isto justifica-se porque o principal interesse em definir o conceito de operador dominante e em estabelecer obrigações e limitações especiais para este tipo de agente deriva da necessidade de reduzir os riscos de que estes exerçam poder de mercado e influenciem a formação dos preços do consumidor final, o que inclui tanto o mercado grossista como o mercado retalhista. Por outro lado, as grandes empresas eléctricas continuam a estar verticalmente integradas, sendo a integração vertical entre a produção e a comercialização para clientes finais uma vantagem competitiva que reforça o poder de mercado dos operadores, e que lhes proporciona um importante incentivo para adoptarem comportamentos estratégicos em função do seu posicionamento nos mercados grossista e retalhista.

O citado documento menciona expressamente que “a integração vertical e a transversalidade dos grupos empresariais que actuam no sector eléctrico, assim como a natureza integrada do risco de exercício de poder de mercado, *recomenda que se possa definir uma lista de operadores dominantes que considere, de forma conjunta, os agentes com posição de domínio de mercado quer por via da actividade de produção, quer por via da actividade de comercialização. De todo o modo, dado que existem riscos mais específicos a cada actividade – e, por conseguinte, as medidas atenuantes previstas –, parece igualmente adequado definir listas específicas para as actividades de produção e de comercialização, que identifiquem em segmento cada agente que actua na condição de operador dominante*”.

²⁹ O Plano de Compatibilização Regulatória para o sector energético, assinado entre os governos de Espanha e de Portugal em 8 de Março de 2007, estabelece um conjunto de matérias sobre as quais as entidades reguladoras de cada país devem apresentar uma proposta compatibilizada de regulação, no âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL, ficando ao critério dos respectivos governos a sua formalização legislativa.

Esta proposta inspira-se em grande medida no conceito de operador dominante utilizado em Espanha, que foi introduzido no quadro legislativo no ano 2005³⁰, segundo a qual tem a condição de dominante no sector eléctrico qualquer empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10 por cento na produção e fornecimento de energia eléctrica no âmbito do MIBEL. Nesta definição, tem-se em conta a representação de cada entidade, tanto a nível do mercado grossista (produção de energia eléctrica) como a nível do mercado retalhista (fornecimento de energia eléctrica), assumindo que a classificação de operador dominante tem por base a maior quota de mercado de entre as correspondentes ao mercado grossista e ao mercado retalhista.³¹

De igual modo, dada a falta de integração real que existe actualmente entre Portugal e Espanha, o documento do Conselho de Reguladores do MIBEL propõe a adopção de um período transitório, que se manteria até à realização efectiva de um mercado geográfico único³². Durante este período transitório, seriam publicadas listas separadas de operador dominante para cada mercado separado pelo mecanismo de *Market Splitting*. No mesmo período transitório, os reguladores, de forma conjunta, poderiam decidir que certas limitações ou condições associadas ao conceito de operador dominante deixem de ser aplicáveis a operadores dominantes nalgum dos mercados nacionais onde a sua posição seja de não domínio (para este feito, a percentagem para o estabelecimento de posições de não domínio local de um operador dominante global poderá oscilar entre 10% e 20 % do mercado nacional, em função da realidade competitiva de cada mercado local³³).

Quanto às obrigações e limitações inerentes ao conceito de operador dominante, a Proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL prevê explicitamente as seguintes:

³⁰ A figura do operador dominante está consagrada na legislação espanhola na terceira disposição adicional do Real Decreto-Lei 8/2000, de 23 de Junho, de Medidas Urgentes de Intensificação da Concorrência nos Mercados de Bens e Serviços, e foi introduzida, concretamente, através do Real Decreto-Lei 5/2005, que define reformas para o incentivo da produtividade e para a melhoria da contratação pública.

³¹ No ordenamento jurídico português, não obstante a legislação do sector eléctrico ter incorporado as preocupações com a concorrência, ainda não existe um instrumento que identifique a existência de operadores dominantes, ou conceito equivalente, nem medidas directas para impedir o risco de exercício do poder de mercado por parte de operadores que disponham de quotas de mercado significativas.

³² Com vista a evitar o risco normativo derivado de uma possível incerteza em relação à duração do período transitório, estabelece-se que aquele finalizará no momento em que ocorrer uma das seguintes condições:

A materialização dos investimentos previstos numa nova capacidade de interligação que permitam a integração global de ambos os mercados, ou seja, quando a capacidade de interligação for suficiente para que o Mercado Ibérico funcione como um mercado eléctrico único (o reforço das interligações tem por objectivo chegar aos 3 000 MW de capacidade instalada de interligação em 2009).

Redução do número de horas em que o mecanismo de *Market Splitting* separa o Mercado Ibérico em dois mercados independentes, unidos pela interligação, até que o mesmo seja igual ou inferior a 1 500 horas e que as horas de ponta não representem mais de 2/3 do total de horas de separação dos mercados.

³³ Cada regulador nacional, de forma devidamente justificada em função de critérios de estrutura competitiva do seu mercado, estabelecerá a percentagem de aplicação para a sua zona. Esta percentagem será referida à actividade de fornecimento ou produção, de acordo com a natureza da limitação.

- Obrigações de realizar leilões da capacidade de produção³⁴ ou mecanismos análogos que fomentem a desintegração vertical. Para este efeito, propõe-se considerar a quota relativa no mercado de produção, que será de âmbito nacional no período transitório.
- Restrições de acesso para os operadores dominantes à compra de capacidade nos leilões de capacidade³⁵. Também neste caso, dada a organização dos mercados retalhistas e a existência de um importante grau de separação prática entre os mercados nacionais de Portugal e Espanha, deixa-se em aberto a possibilidade de incluir essas limitações a nível nacional.
- Limitações de participação nos leilões de aquisição de capacidade de interligação com sistemas exteriores ao MIBEL³⁶ e no âmbito do MIBEL. No que diz respeito ao primeiro tipo de limitação, propõe-se estabelecer um impedimento formal de aceder à capacidade de interligação com o resto da Europa a todos os operadores dominantes no âmbito do MIBEL. Quanto à segunda limitação, que diz respeito à capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, propõe-se ter em conta, no período transitório, as diferentes realidades nacionais, sendo possível estabelecer limitações no sentido da importação para os operadores dominantes com uma posição de maior domínio em cada mercado local. Todas estas restrições estariam activas enquanto existir co-gestão nas capacidades das interligações.
- Limitações do acesso às licenças de novas instalações de produção e à gestão local de congestionamentos. Propõe-se que a decisão sobre este tipo de medidas, que podem estar relacionadas com a política energética específica de cada país, seja deixada ao critério de cada regulador no seu âmbito nacional.
- Restrição à representação de instalações de produção no regime especial. A este respeito, consagra-se a limitação incluída no Plano de Compatibilização Regulatória de 2007, segundo a qual os operadores definidos como dominantes no MIBEL não podem representar produtores no regime especial, sempre que a sua participação directa ou indirecta seja inferior a 50% do capital. Propõe-se ainda que esta limitação se aplique também aos contratos de aquisição de energia assinados entre os comercializadores de operadores dominantes e as suas instalações do

³⁴ Esta obrigação existe na legislação espanhola vigente. A décima sexta disposição adicional da Lei 54/1997 obriga os produtores que tenham a condição de operadores dominantes à emissão primária de energia.

³⁵ Esta obrigação existe na legislação espanhola vigente. O Real Decreto 324/2008 estabelece que não podem participar como compradores nos leilões de emissões primárias de energia os grupos empresariais considerados operadores dominantes.

³⁶ Em Espanha, o artigo 13.º da Lei 54/1997, com a alteração que lhe foi dada pelo Real Decreto-Lei 5/2005, estabelece que os operadores dominantes não podem realizar aquisições de energia noutros países comunitários fora do âmbito do MIBEL ou em países terceiros.

regime especial³⁷. Em geral, considerando que a actividade de representação pode ser desenvolvida por sociedades dedicadas tanto à produção como à comercialização, propõe-se aplicar esta limitação aos grupos considerados dominantes para a actividade global, desde que não ostentem essa condição para ambas as actividades, a produção e a comercialização.

- Limitações sobre a aquisição ou transferência de carteiras de clientes na comercialização. Considera-se que este tipo de medida está intimamente associado às quotas concretas de mercado de cada comercializador, ao número de comercializadores ou a factores que condicionam o processo de mudança de fornecedor. Portanto, propõe-se deixar a aplicação deste tipo de medidas ao critério de cada país, dependendo da estrutura do seu mercado e da evolução do fornecimento liberalizado.

Por último, importa mencionar que a proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL de harmonização do conceito de operador dominante foi parcialmente aceite pelos governos de Portugal e de Espanha, fazendo actualmente parte da anunciada revisão do Acordo de Santiago.

2.3 APLICAÇÃO DO MECANISMO DOS CMEC EM PORTUGAL

A produção de energia eléctrica em Portugal esteve, desde meados dos anos 90, assente na existência de contratos de aquisição de longo prazo (CAE), 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, 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. Esta aproximação a um referencial de mercado passa pela introdução das centrais eléctricas portuguesas, incluindo as que detinham CAE, nos mecanismos de oferta em mercados organizados.

Neste sentido, na sequência de alteração legislativa específica (Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro), foi criado um mecanismo que, tendo presente o respeito por condições contratualmente estabelecidas e que não poderiam ser ignoradas, permite efectuar a cessação dos CAE mantendo o equilíbrio contratual subjacente a estes contratos. Em 2007, com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2007, veio confirmar-se a introdução do mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que permitiu a cessação voluntária de parte dos CAE existentes.

A mecânica de actuação dos CMEC permite a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE no mercado a prazo, mercado spot e mercado bilateral, bem como no mercado de serviços de

³⁷ Estas limitações já estão consagradas na legislação espanhola, em concreto no artigo 31.º do Real Decreto 661/2007.

sistema. Dessa participação em mercado é gerada uma receita correspondente, que pode estar acima ou abaixo da receita que seria obtida pela aplicação dos CAE. Os CMEC ajustam os diferenciais de receita que se venham a apurar, central a central, nos seguintes termos simplificados:

- Receita de mercado inferior à do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for inferior à que obteria pela aplicação do CAE respectivo, a revisibilidade actua no sentido de cobrir a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato de longo prazo. Este valor é um encargo do sistema, sendo perequado por todos os consumidores de energia, através da tarifa de uso global do sistema.
- Receita de mercado superior à do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for superior à que obteria pela aplicação do CAE respectivo, a revisibilidade actua no sentido de retirar a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato de longo prazo, aplicando-o como um valor a deduzir aos encargos do sistema eléctrico, através da tarifa de uso global do sistema.

No caso da participação em mercado spot, uma vez que a regra de formação de preço é de um preço marginal único para o conjunto do sistema, a revisibilidade no mecanismo dos CMEC actua sempre que o preço implícito em cada CAE cessado seja inferior ou superior ao preço marginal de mercado.

Convirá referir que as centrais que optaram por não cessar o CAE respectivo continuam a ser remuneradas através das regras do contrato, ainda que a sua participação em mercado tenha sido assegurada através da criação de uma entidade independente dos seus detentores para a respectiva gestão (REN Trading). O racional de participação destas centrais no mercado é similar ao que se aplica às centrais com CMEC.

Os mecanismos de preço implícitos nos CAE, cessados ou não, reflectem um racional de remuneração que integra os custos da energia primária, para as centrais térmicas, ou a valorização da água num contexto de optimização do sistema electroprodutor, para as centrais hídricas. Tendo presente esta regra, as centrais com custos variáveis mais baixos tendem a ser aquelas que são inframarginais em regime de mercado, numa ordem de preço que reflecte a ordem de mérito de um sistema optimizado centralmente (minimização dos variáveis com combustíveis).

Deste ponto de vista, a regra de despacho centralizado segundo o referido critério de minimização dos custos com os encargos variáveis dos combustíveis conduzirá à mesma ordem de mérito em mercado, desde que as centrais se orientem por ofertar a sua produção a custos marginais. A existência de uma mesma ordem de mérito num e outros modelos implica que a existência de CMEC (ou de CAE) para a estrutura de mercado é neutra, salvaguardada a regra de oferta em mercado aderente a uma estrutura de custos marginais.

De notar que os custos resultantes da aplicação dos CMEC são distribuídos por todos os consumidores de energia, pelo que a sua existência corresponde a uma afectação paramétrica de valores que, assim, não altera a estrutura de mercado.

De todo o modo, convirá reter que a existência de CMEC ou CAE corresponde à existência de um modelo de maior previsibilidade (e, por isso, menor risco) para os agentes, pelo que se pode colocar a questão da actuação estratégica em portfólio com centrais detentoras de CMEC e centrais em regime livre. Essa circunstância está apenas ao dispor do incumbente na produção de energia eléctrica em Portugal (EDP), já que a entidade designada para gerir em mercado as centrais com CAE (REN Trading) tem no seu portfólio apenas os centros electroprodutores com aquele tipo de contrato.

A existência da possibilidade de gestão estratégica de portfólio (de centrais com e sem CMEC) coloca-se em dois planos principais:

1. A produção sem CMEC é tendencialmente marginal, ou seja, é a produção que define o preço marginal do sistema;
2. A produção sem CMEC é tendencialmente inframarginal (apresenta custo marginal tendencialmente inferior ao preço marginal do sistema).

No caso da produção sem CMEC ser tendencialmente marginal (situação referida no ponto 1), todos os agentes são remunerados ao preço marginal, sendo que aquelas centrais com CMEC despachadas em mercado deverão devolver à tarifa o diferencial entre o preço marginal de mercado e o preço implícito no respectivo CAE. As centrais sem CMEC são remuneradas pelo mesmo preço de mercado e a sua renda unitária corresponde ao diferencial entre o custo marginal e o preço marginal de mercado.

Na situação descrita no ponto 1, não existe incentivo para que o agente adopte uma estratégia de manipulação de preço que favoreça o despacho de centrais com CMEC, já que a aplicação do mecanismo de CMEC assegura que sejam devolvidas todas as rendas de mercado que excedem a remuneração dos CAE. No caso da produção sem CMEC se estar a apropriar de rendas de mercado (o preço é superior ao custo marginal), a maximização da receita é condicionada pelo despacho de quantidades que podem não esgotar a disponibilidade para produzir, pela eventual existência de concorrência de outros agentes e pela aplicação de mecanismos de supervisão para garantia das condições de concorrência em mercado (aderência das ofertas à estrutura de custos marginais).

Actualmente, em Portugal, a central mais importante a operar em mercado e sem CMEC é uma CCGT que, dadas as condições estruturais da produção de electricidade em Portugal, tenderá a ser inframarginal em condições de preço relativo das energias primárias dentro dos parâmetros médios dos últimos 5 anos.

No caso da produção sem CMEC ser tendencialmente inframarginal (situação referida no ponto 2), as centrais sem CMEC beneficiam de um preço que é determinado pela estrutura de oferta de centrais com

CMEC, havendo uma forte probabilidade de despachar em mercado toda a produção disponível. A renda de mercado das centrais sem CMEC será tanto maior quanto maior o diferencial entre o preço marginal de mercado e a estrutura de custos marginais das centrais, sendo possível a adopção de uma estratégia de condicionamento da oferta que permita a entrada das tecnologias mais caras.

A adopção de uma estratégia de condicionamento do preço e, por conseguinte, da própria estrutura de mercado parte do pressuposto que o agente consegue maximizar a receita de mercado do seu portfólio de centrais restringindo a oferta com centrais inseridas no mecanismo de CMEC e maximizando a oferta com centrais sem CMEC com preço ofertado que é inframarginal. Neste caso, a perda de receita das centrais com CMEC que seriam operadas para, restringindo a sua oferta, contribuirão para formar um preço marginal do sistema superior ao que se apuraria se ofertassem a sua real capacidade disponível, seria mais do que compensada pelo acréscimo de receita das centrais sem CMEC.

Nestas circunstâncias, a existência de efeitos sobre a estrutura de mercado decorrentes da existência de um mecanismo como os CMEC, estaria dependente da conjugação dos seguintes factores:

- Coexistência no portfólio de centros electroprodutores dos agentes de centrais inseridas no mecanismo de CMEC e centrais a ofertar livremente em mercado (sem CMEC);
- Garantia que as centrais sem CMEC são tendencialmente inframarginais, ou seja, que lhes é permitido pelo mercado colocar toda a produção que tenham disponível;
- Adopção de uma estratégia de condicionamento da oferta através de centrais com CMEC, que pode passar por, sendo centrais marginais, ofertar energia a preço mais elevado que o que decorreria de um equilíbrio competitivo, ou restringirem a capacidade disponível para forçar a entrada de centrais com preço mais elevado.

No caso do sistema electroprodutor português, somente no caso do operador dominante estas três condições estão reunidas, pelo que se pode defender que a entidade que opera os centros electroprodutores com CAE não cessado (REN Trading) não possui incentivo económico para provocar distorções na formação dos preços em mercado, uma vez que a receita destes centros é independente do preço de mercado e está determinada pelas condições do próprio CAE.

No caso do incumbente português (EDP), a adopção de estratégias de condicionamento do preço e/ou da oferta em mercado é mais provável com os centros hídricos, para os quais a valorização da energia se submete a critérios de minimização global dos custos de energia primária. Na actual situação do sector eléctrico português, em condições ditas “normais” de funcionamento, a energia hídrica será ofertada a preço que reflecte o custo da energia de substituição (tendencialmente o fuel, caso não haja alterações da ordem de mérito das tecnologias).

A situação anteriormente referida tem merecido a especial atenção por parte da ERSE, através da monitorização que vem sendo feita pela sua Unidade de Supervisão de Mercados.

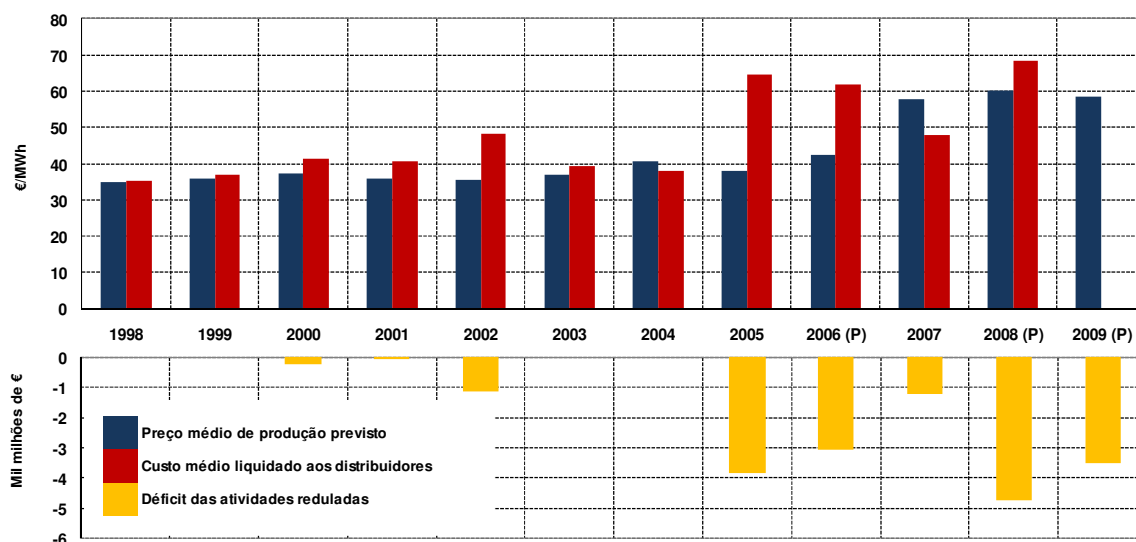
2.4 EFEITOS DA EXISTÊNCIA DE DÉFICE TARIFÁRIO NA ESTRUTURA DE MERCADO

ESPAÑA

O enquadramento normativo vigente em Espanha prevê, como na maioria dos países europeus, que as tarifas eléctricas sejam definidas *ex ante*, o que requer necessariamente a utilização de estimativas dos custos, da procura e de outros factores. Por conseguinte, não é estranho que se verifiquem desvios entre as receitas tarifárias previstas e as cobradas, em consequência de diferenças/erros entre as previsões e os valores reais dos parâmetros. De facto, em Espanha, o Real Decreto 1436/2003 indica explicitamente que a recuperação terá lugar em 1 ou 2 exercícios, visto que os custos que realmente se materializaram só são conhecidos com exactidão após 2 anos. Em condições normais, os desvios são absorvidos pelos consumidores em posteriores revisões tarifárias.

Nos anos 2000-2002, os défices registados foram reduzidos. No entanto, em 2005 e 2006, registaram-se défices muito significativos, principalmente relacionados com o facto de o preço médio de compra da electricidade pelos distribuidores no mercado ter sido muito superior à previsão incluída nas tarifas. Como se depreende da Figura 2.4-1, a dimensão do défice foi especialmente elevada em 2005, quando o preço de compra dos distribuidores no mercado de produção foi 68% superior ao previsto no Real Decreto 2392/2004.

Figura 2.4-1 Preço médio de compra dos distribuidores no mercado de produção: preço previsto versus preço real



Fonte: CNE

Nota: Os exercícios assinalados como (P) estão pendentes de resolução de determinados recursos legais e, por conseguinte, os valores dos défices não podem ser considerados definitivos.

Como foi referido, o défice tarifário afectou a evolução do mercado retalhista. Este impacto foi limitado, a partir de 2007, pela introdução de um conjunto de medidas entre as quais importa destacar o reconhecimento do défice *ex ante*, ou seja, reconhecer a existência do défice antes que ele se verifique.

Em qualquer caso, a manutenção, por um período de tempo prolongado, de tarifas inferiores às necessárias para garantir a cobertura dos custos tem múltiplos efeitos adversos, tanto sobre as próprias empresas fornecedoras de um serviço pendente de cobrança como sobre os consumidores finais, que não recebem os sinais de preço adequados para proceder a uma utilização eficiente da energia.

Relacionado com o anteriormente referido, importa indicar que foi estabelecida uma via³⁸ para a supressão do défice tarifário. Em particular, no Real Decreto-Lei 6/2009, limita-se o valor máximo anual de défice permitido até à sua anulação em 2013. A partir dessa data, os direitos de acesso cobrados deverão ser suficientes para suportar o custo de todas as actividades reguladas e não poderá recorrer-se à figura do défice *ex ante*. Os possíveis desvios conjunturais num ano serão incorporados na tarifa de acesso aplicável no exercício seguinte.

Este número centra-se na análise do impacto do défice tarifário na estrutura do mercado. Em Espanha, os elevados défices tarifários registados em 2005 e 2006 tiveram um claro impacto na evolução da actividade de comercialização. Sendo o preço da energia implícito na tarifa integral muito inferior ao preço real do mercado, o preço regulado da electricidade competiu de forma “desleal” com o preço que os comercializadores podiam oferecer no mercado livre. Neste contexto, as empresas comercializadoras não puderam competir com a tarifa regulada sem incorrer em perdas, o que levou, em muitos casos, a uma redução da sua actividade e ao regresso de muitos consumidores ao fornecimento regulado entre Outubro de 2005 e Janeiro de 2007 (como se mostrava na Figura 2.1-32, a participação da procura no mercado livre, que havia atingido 38% do total da energia consumida em 2005, baixou para 25% em 2006). De igual modo, a adesão de novos comercializadores foi muito reduzida ou quase nula durante este período.

Uma análise pormenorizada da evolução das quotas empresariais no mercado de fornecimento liberalizado, por segmento de consumidor, revela diferenças importantes no comportamento das principais comercializadoras face ao problema do défice tarifário.

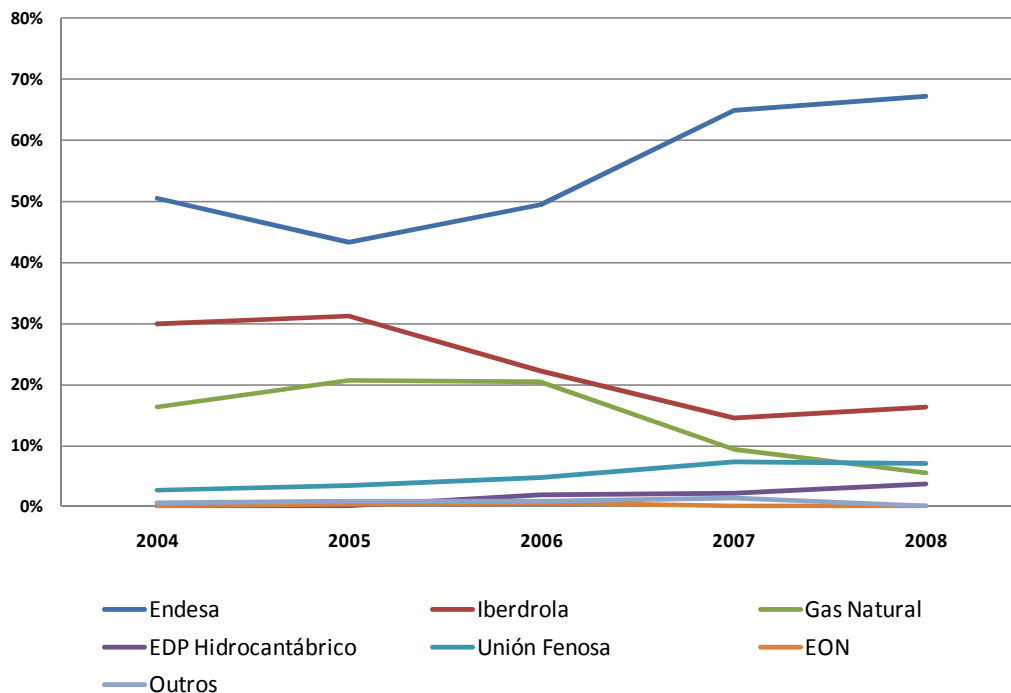
No caso da IBERDROLA e da GAS NATURAL, observa-se em todos os segmentos de mercado uma queda muito importante das suas quotas no período 2005-2006, que reflecte a sua decisão de se retirarem parcialmente do negócio da comercialização. Por outro lado, no mesmo período, a ENDESA aumentou de forma significativa a sua quota, e de forma mais moderada o mesmo sucedeu com a UNIÓN FENOSA e a HIDROCANTÁBRICO.

³⁸ Real Decreto-Lei 6/2009, de 30 de Abril, que adopta determinadas medidas no sector energético e aprova o vale social.

A partir de 2007, em consequência da introdução do défice *ex ante*, regista-se uma recuperação do consumo no mercado livre e também uma retoma das quotas da IBERDROLA e da GAS NATURAL, em particular no segmento do consumo industrial. Neste submercado, importa ainda referir o aumento significativo das quotas de outros comercializadores, de menor dimensão, em 2008 (a este respeito há que assinalar a adesão de novos comercializadores, como a FORTIA, a EGL e a DETISA, bem como o aumento da quota da CENTRICA). Esta evolução parece estar particularmente relacionada com o desaparecimento, estabelecido pelo Real Decreto 871/2007, a partir de 1 de Julho de 2008, das tarifas gerais de alta tensão, da tarifa horária de potência e das tarifas específicas de riscos³⁹.

A estrutura do mercado de comercialização resultante em 2008 indica uma clara prevalência da ENDESA em todos os submercados liberalizados, com uma quota de 67% no segmento doméstico, de 54% no segmento das PME e de 39% no segmento industrial. Este último é o sector onde existe uma maior pressão competitiva e onde se observa uma maior adesão de novos comercializadores.

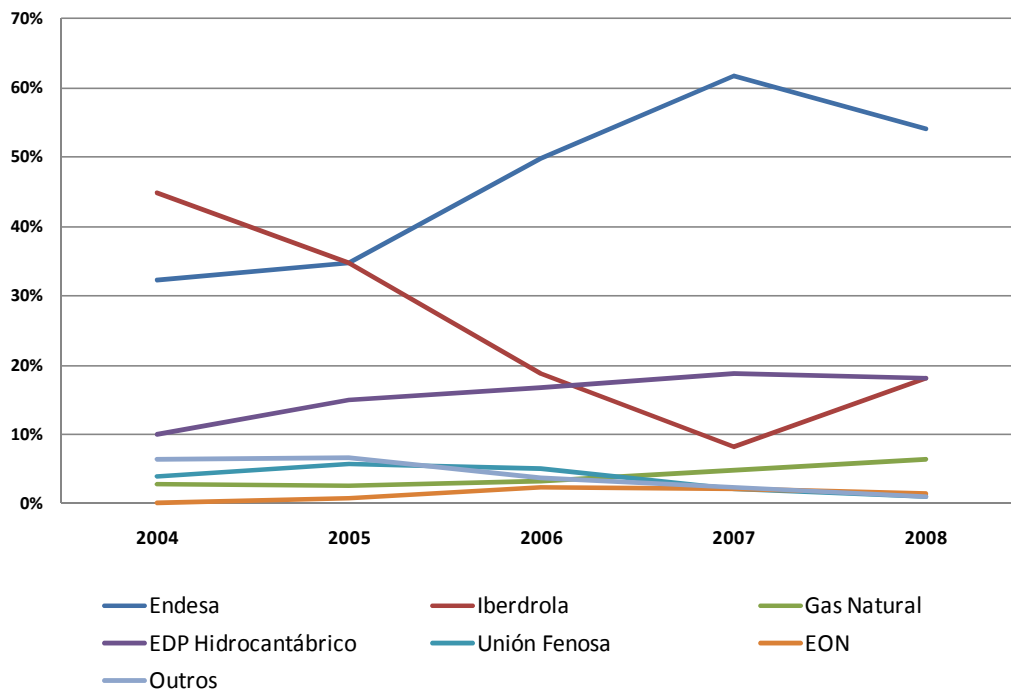
Figura 2.4-2 Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento dos consumidores domésticos



Fonte: CNE, Base de dados de facturação

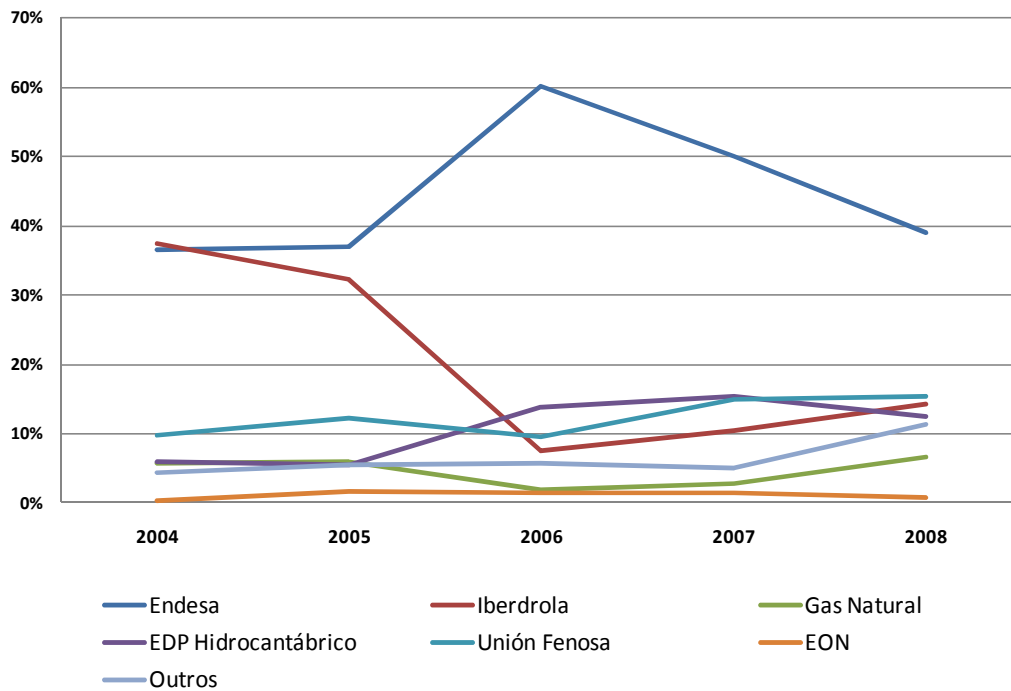
³⁹ A partir dessa data, existe um único regime de tarifa integral para os consumidores ligados a redes de baixa tensão e para os consumidores inseridos na tarifa D e na tarifa G.4. Desde 1 de Janeiro de 2009 e até à entrada em vigor das tarifas de último recurso, essas tarifas aumentam mensalmente 3% e 5%, respectivamente.

Figura 2.4-3 Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento das PME



Fonte: CNE, Base de dados de facturação

Figura 2.4-4 *Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento dos consumidores industriais*



Fonte: CNE, Base de dados de facturação

PORTUGAL

O enquadramento legal do sector eléctrico que vigorou até 2006 estabeleceu um limite máximo ao aumento das tarifas de energia eléctrica para os consumidores que corresponderia à taxa de inflação prevista. A existência desta limitação implicou a não correspondência entre os custos associados ao funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os proveitos gerados pela aplicação das tarifas, originando-se um défice tarifário, que seria recuperado em período futuro.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que aprovou as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade, fez cessar aquela limitação.

Importa considerar que a definição das tarifas pela ERSE, por se tratar de exercício que é efectuado previamente ao início do período a que reportam, incorpora parâmetros de natureza previsional, que, quando não se vêm a concretizar, acarretam a necessidade de efectuar ajustamentos à posteriori que, de resto, estão consagrados na mecânica tarifária aprovada e explicitada no Regulamento Tarifário. Com efeito as tarifas são calculadas de forma a recuperar a totalidade dos proveitos permitidos reconhecidos às empresas reguladas. Por sua vez, os proveitos permitidos, são estabelecidos tendo em conta a

manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas em condições de gestão eficiente. Neste contexto, por exemplo, as tarifas de último recurso a vigorarem em 2008 foram calculadas no final do ano de 2007 com as melhores previsões da altura, quer das empresas reguladas, quer da ERSE, não antecipando, de acordo com as melhores práticas da regulação, qualquer défice tarifário definido ex-ante.

Os últimos anos têm sido marcados por crescimentos sustentados nos custos dos combustíveis fósseis e, por consequência da energia eléctrica, muito superiores à taxa de inflação. Em especial desde o final de 2007, assistiu-se a uma subida muito acentuada destes custos, provocando desajustes importantes entre o nível de custos incluído nas tarifas de energia eléctrica de último recurso e os custos efectivamente incorridos pelo comercializador de último recurso na aquisição de energia no mercado grossista.

Em Agosto de 2008, foi publicado o Decreto-Lei n.º 165/2008 que prevê mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de significativas e excepcionais circunstâncias de custos, com impactes tarifários elevados. A aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 decorre da verificação de desvios excepcionais de custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso e de elevados impactos tarifários.

A transposição deste quadro legal para os regulamentos resulta na incorporação total de eventuais diferimentos de custos (ou de receitas) na tarifa de Uso Global do Sistema, que é parte integrante da tarifa de acesso, a pagar de forma igual por todos os comercializadores. Ou seja, no novo quadro legal, qualquer diferimento (antecipação) de custos afecta de igual forma os comercializadores de mercado e o CUR. Garante-se assim no futuro a não discriminação entre clientes de comercializadores de mercado e do CUR no âmbito de medidas de estabilização de preços que beneficiam todos os consumidores.

3 MERCADO DIÁRIO E INTRADIÁRIO

ENQUADRAMENTO LEGAL

A Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, introduziu uma profunda reforma no funcionamento do sistema eléctrico espanhol, declarando a liberdade de contratação e estabelecendo o mercado organizado de electricidade, atribuindo responsabilidades da gestão económica ao operador de mercado e da gestão técnica ao operador de sistema.

O Real Decreto 2019/1997, de 26 de Dezembro, que organiza e regulamenta o mercado de produção de energia eléctrica, desenvolve o conteúdo da Lei 54/1997 no que se refere ao mercado de produção, constituindo o núcleo da regulamentação, que será posteriormente complementada com disposições menos relevantes. Em primeiro lugar, define a estrutura básica do mercado de produção, distinguindo cinco elementos estruturantes: mercados a prazo, mercado diário, mercado intradiário, mercados não organizados e serviços de ajuste do sistema. O Real Decreto 2019/1997 define também a tipologia e os requisitos que os sujeitos e os agentes do mercado devem reunir para poderem participar em cada um dos mercados que integram o mercado da produção. Adicionalmente, refere ainda a contratação bilateral como parte não organizada do mercado, definindo as suas modalidades de contratação e impõe a obrigação regulamentar de comunicar a realização dos referidos contratos ao operador do sistema.

Para gerir o mercado, a Lei 54/1997 e o Real Decreto 2019/1997 consagram a aprovação pelo Ministério da Indústria, Turismo e Comércio, segundo informação da Comissão Nacional de Energia, das regras e condições de funcionamento e liquidação do mercado de produção, a que os compradores e os vendedores presentes no mercado devem expressamente adoptar mediante subscrição do respectivo contrato de adesão.

Em conformidade com o disposto no Real Decreto 2019/1997, as Regras de Funcionamento do Mercado contêm os procedimentos e as condições de carácter geral necessários para o eficaz desenvolvimento e funcionamento dos mercados diário e intradiário de produção de energia eléctrica, sendo específica à gestão económica do Mercado determinado as regras de participação dos sujeitos que realizam actividades destinadas ao fornecimento de energia eléctrica e dos consumidores directos. As Regras de Funcionamento actualmente vigentes foram aprovadas pela Resolução de 26 de Junho de 2007 da Secretaria-Geral da Energia, que altera e aprova as Regras de Funcionamento do Mercado de produção de energia eléctrica em vigor desde 1 de Julho de 2007.

O Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril, que regula o arranque do fornecimento de último recurso no sector da energia eléctrica, altera o Real Decreto 2019/1997, de 26 de Dezembro, que organiza e regula o mercado de produção de energia eléctrica (primeira disposição final), obrigando os titulares de instalações de produção, que tenham subscrito contratos bilaterais com entrega física de energia, a apresentar ofertas de aquisição no mercado diário pelo volume total de energia igual à comprometida

nesses contratos, a um preço que reflecta o custo de oportunidade dessas instalações. Define ainda que o preço marginal para cada período de programação será o preço resultante do equilíbrio entre a oferta e a procura de energia eléctrica oferecida nesse mesmo período, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei 17/2007. Adicionalmente, estabelece que o processo de encontro (formação do preço através do cruzamento da curva de oferta com a curva da procura) incorporará os mecanismos de separação ou de integração de mercados mediante deliberação do Ministério da Indústria, Turismo e Comércio.

SUJEITOS, AGENTES E AGENTES DO MERCADO IBÉRICO

Os *sujeitos* do mercado são as entidades habilitadas a actuar directamente no mercado eléctrico como vendedores e/ou compradores de electricidade. Podem actuar como sujeitos do mercado os produtores em regime ordinário ou os produtores em regime especial, os distribuidores (entretanto substituídos pelos comercializadores de último recurso) e os comercializadores, bem como os consumidores directos presentes no mercado e os representantes de qualquer dos sujeitos referidos.

A denominação de *agentes* do mercado reserva-se para os sujeitos que participem nos mercados diário e intradiário de produção. Por conseguinte, os sujeitos do mercado podem actuar no mercado como agentes do mercado diário ou celebrar contratos bilaterais, cuja execução, uma vez declarados, passa a ser firme, com os mesmos direitos e obrigações que as transacções do mercado organizado.

A figura dos *agentes externos* criada pela Lei 54/1997 e desenvolvida pela Portaria de 14 de Julho de 1998, cessa com a Lei 17/2007, segundo a qual os agentes externos passam a ser comercializadores de energia eléctrica como os outros.

O artigo 14.º da Convénio do MIBEL estabelece que o reconhecimento por qualquer um dos dois Estados acreditará automaticamente um agente (*agente ibérico*) para poder actuar no outro país, e prevê ainda a harmonização dos procedimentos administrativos de autorização e registo numa base de reciprocidade. Neste sentido, a décima nona disposição adicional da Lei 54/1997 (“Capacidade legal dos sujeitos do Mercado Ibérico de electricidade”), com a redacção que lhe foi dada pelo Real Decreto-Lei 5/2005, reconhece aos sujeitos do sector eléctrico português a capacidade para actuar nos mercados de energia eléctrica previstos no citado Convénio, de acordo com a legislação vigente em Espanha. De igual modo e para estes efeitos, os agentes que actuem por conta de outros sujeitos do MIBEL serão considerados representantes.

SEQUÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

A hora de fecho do mercado diário será às 10 horas do dia anterior à data do fornecimento; os resultados do processo de encontro serão publicados às 11 horas. O processo de encontro incorpora: as posições abertas transferidas do mercado a prazo, para as quais foi solicitada uma entrega física; a informação

relativa à execução, quando ela ocorra por entrega física, dos leilões regulados (os leilões de capacidade virtual e os leilões CESUR passaram a ser liquidados apenas de forma financeira) e os resultados dos leilões de capacidade nas interligações.

Entre as 11 e as 14 horas, uma vez incorporados os contratos bilaterais, obtém-se o programa diário base de funcionamento (PDBF) para cada um dos sistemas; os operadores de sistema analisam e resolvem as possíveis restrições técnicas derivadas do processo de encontro do mercado diário e a declaração de contratos bilaterais, gerando desse modo os respectivos programas diários viáveis provisórios (PDVP); o PDV definitivo é publicado antes das 16 horas e incorpora o resultado do mercado de regulação secundária (descrito em pormenor no capítulo dedicado aos serviços do sistema).

Apresentam-se a seguir as sucessivas sessões do intradiário (seis, actualmente); o resultado de cada sessão, uma vez livre de potenciais restrições ocorridas, gera o programa horário final (PHF).

O esquema temporal de funcionamento é apresentado na seguinte tabela:

HORARIO DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD							
	MERCADO DIARIO	MERCADO INTRADIARIO					
		1ª SESIÓN	2ª SESIÓN	3ª SESIÓN	4ª SESIÓN	5ª SESIÓN	6ª SESIÓN
Apertura de sesión		16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Recepción contratos bilaterales	10:00						
Integración de las posiciones abiertas del mercado a plazo	10:00						
Cierre de sesión	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	11:00	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación del programa base de funcionamiento (PBF)	12:00						
Recepción de desagregaciones	12:00	Durante 30 minutos posteriores a la publicación de los resultados de la casación					
Análisis de restricciones	14:00	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación del programa diario viable (PVD)	16:00						
Publicación del programa horario final (PHF)		19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Anotaciones en cuenta para seguimiento de garantías	11:00	19:15	23:15	3:15	6:00	9:40	15:30
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Períodos horarios		21 - 24	1 - 24	5 - 24	8 - 24	12 - 24	16 - 24

Fonte: OMEL

3.1 PREÇO DE ENCONTRO

ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS – MERCADO DIÁRIO

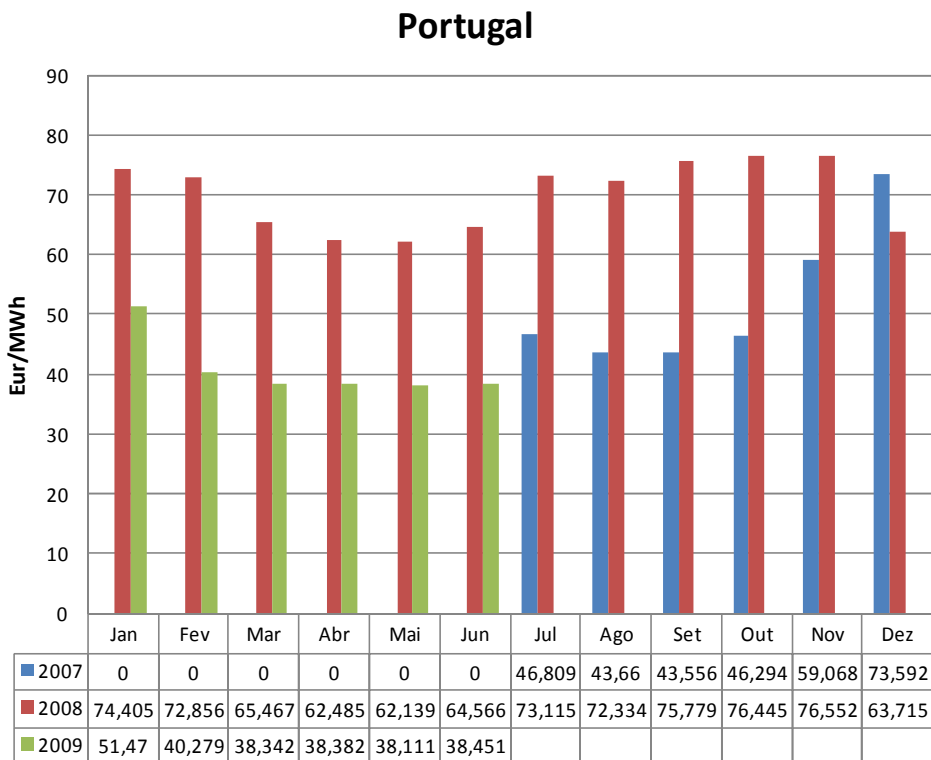
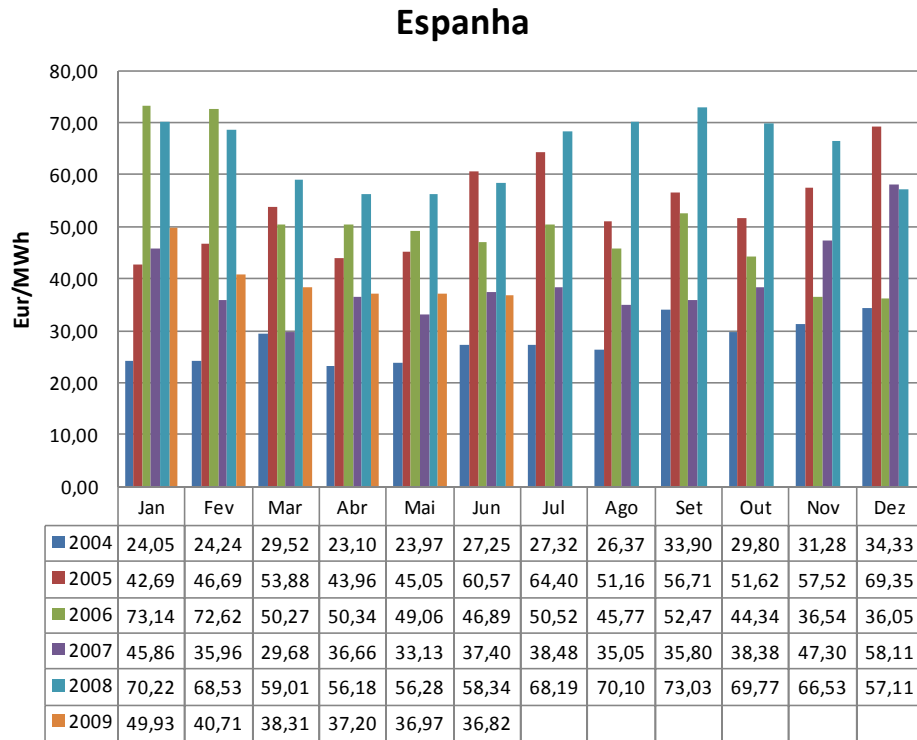
O mercado diário constitui o ponto de encontro da oferta e da procura de forma fiável e representativa desde 1 de Janeiro de 1998, para o sistema espanhol, e desde 1 de Julho de 2007 para o sistema português. As ofertas de venda realizadas pelos produtores, que podem integrar condições complexas, são 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 a preço instrumental (180 €/MWh) desde 1 de Janeiro de 2007. São

também incluídas a preço zero, tanto as entregas físicas procedentes da contratação a prazo realizadas no OMIP, como as compras dos vendedores nos oito primeiros leilões CESUR (a partir do nono leilão, as posições são liquidadas financeiramente e por diferenças). As centrais hídricas com bombagem, os comercializadores e os consumidores apresentam ofertas com preço diferente do instrumental.

Nos primeiros 18 meses de funcionamento do mecanismo de separação de mercados, a média aritmética mensal dos preços do mercado diário do sistema espanhol oscilou entre os 35,05 Eur/MWh de Agosto de 2007 e os 73,03 Eur/MWh de Setembro de 2008. No sistema português, a variação foi análoga, embora com preços médios superiores, com um mínimo de 43,56 Eur/MWh em Setembro de 2007 e um máximo de 76,55 Eur/MWh em Novembro de 2008. Nesse mesmo período, o volume de energia contratada excedeu os 374,4 TWh para o conjunto do sistema ibérico, apresentando uma valia superior a 22 059 milhões de euros (incluindo as receitas de congestão).

Para o sistema eléctrico espanhol, o preço médio aritmético do ano 2008 é de 64,44 Eur/MWh, representando um aumento de 22,1% relativamente ao ano anterior. O preço médio aritmético em 2008, para o sistema eléctrico português, foi de 69,99 Eur/MWh, representando um aumento de 39,9% relativamente ao segundo semestre do ano anterior, situando-se a um nível de preço mais elevado, na maioria das horas, que o preço diário do sistema eléctrico espanhol.

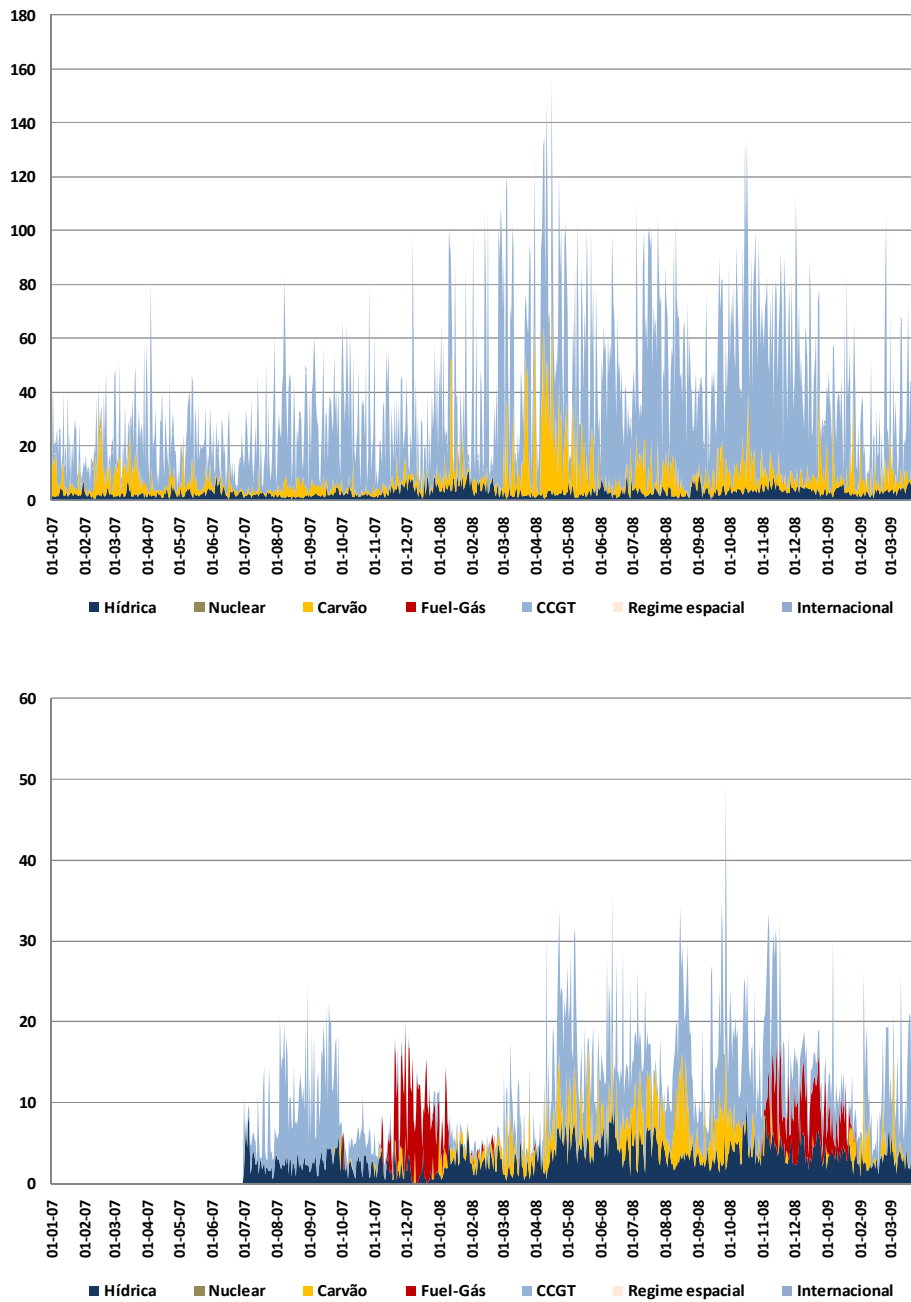
Figura 3.1-1 Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha e em Portugal



Fonte: OMEL

Nos primeiros anos de funcionamento do mercado espanhol, a tecnologia marginal foi frequentemente o fuel ou o gás em ciclo simples; já na etapa de constituição do MIBEL, a progressiva obsolescência dessas centrais e a extraordinária expansão das centrais a gás natural de ciclo combinado levaram a que fosse esta tecnologia a marcar o preço (por si próprias ou como preço-sombra da valia da água turbinada em sua substituição) na maior parte das horas do ano. Particularmente em meados de 2008, o efeito combinado do aumento do preço do carvão e do custo dos direitos de emissão de CO₂ provocou uma alteração da ordem de mérito em muitas horas, de tal modo que o conjunto dos custos variáveis das centrais a gás natural de ciclo combinado foi inferior ao das centrais térmicas a carvão. Em Portugal, as tecnologias marginais foram principalmente o ciclo combinado e a hídrica, com uma participação desta última superior à verificada em Espanha. Importa referir ainda a presença significativa das centrais a fuelóleo em Portugal como tecnologia marginal no final de 2007 e de 2008, coincidindo com períodos de temperaturas baixas e, por conseguinte, de procura elevada.

Figura 3.1-2 Evolução da tecnologia marginal no mercado diário em Espanha e em Portugal



Janeiro de 2007 a Março de 2009 [GWh/dia] - Fonte: OMEL

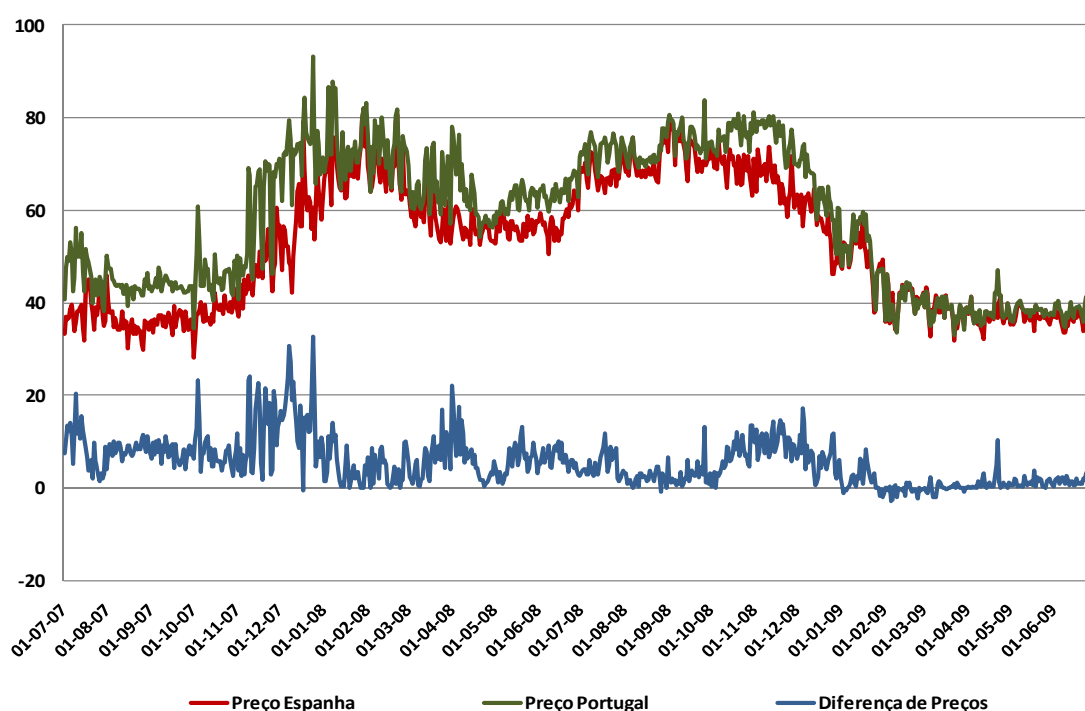
Nota: A tecnologia marginal foi calculada como sendo aquela que tem um preço de oferta simples superior a 95% do preço marginal da hora ou em que o preço requerido na condição complexa de receitas mínimas para a energia cassada é superior a 95% do preço médio ponderado do dia.

O spread diário de preços entre Portugal e Espanha situou-se desde Julho de 2007 entre -2,8 e 32 Eur/MWh, sendo em geral o preço português superior ao preço espanhol. Estas diferenças de preços são consequência da separação de mercados motivada pela existência de congestionamentos na interligação. Os períodos mensais em que se registaram um spread mais elevado foram Novembro e

Dezembro de 2007 e 2008. Estes períodos coincidiram, tal como se pode observar na Figura 3.1-3, com momentos em que o fuelóleo se posicionou como tecnologia marginal em Portugal. Este facto, aliado ao elevado custo registado para o custo de produção a fuelóleo, muito superior ao custo de uma central a gás natural de ciclo combinado, contribuiu para o spread verificado nesses períodos.

Durante o ano de 2008, o spread situou-se em torno dos 6 Eur/MWh. No entanto, entre Janeiro e Maio de 2009, o spread diário médio reduziu-se significativamente, situando-se num valor médio de 0,7 Eur/MWh.

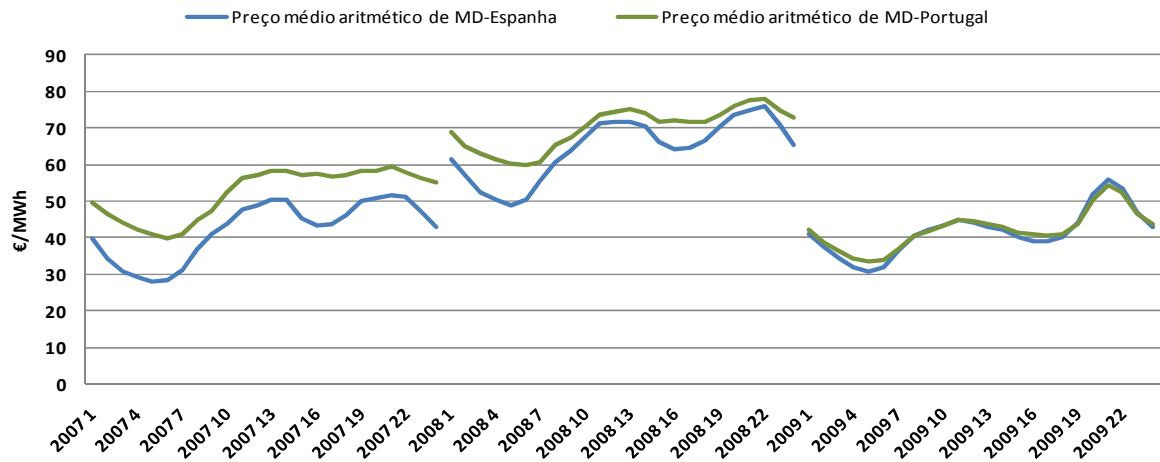
Figura 3.1-3 Evolução do preço médio aritmético do mercado diário na zona espanhola e portuguesa e do spread Portugal-Espanha



Julho de 2007 a Maio de 2009, [Eur/MWh, spread definido como PT-ES] - Fonte: CNE

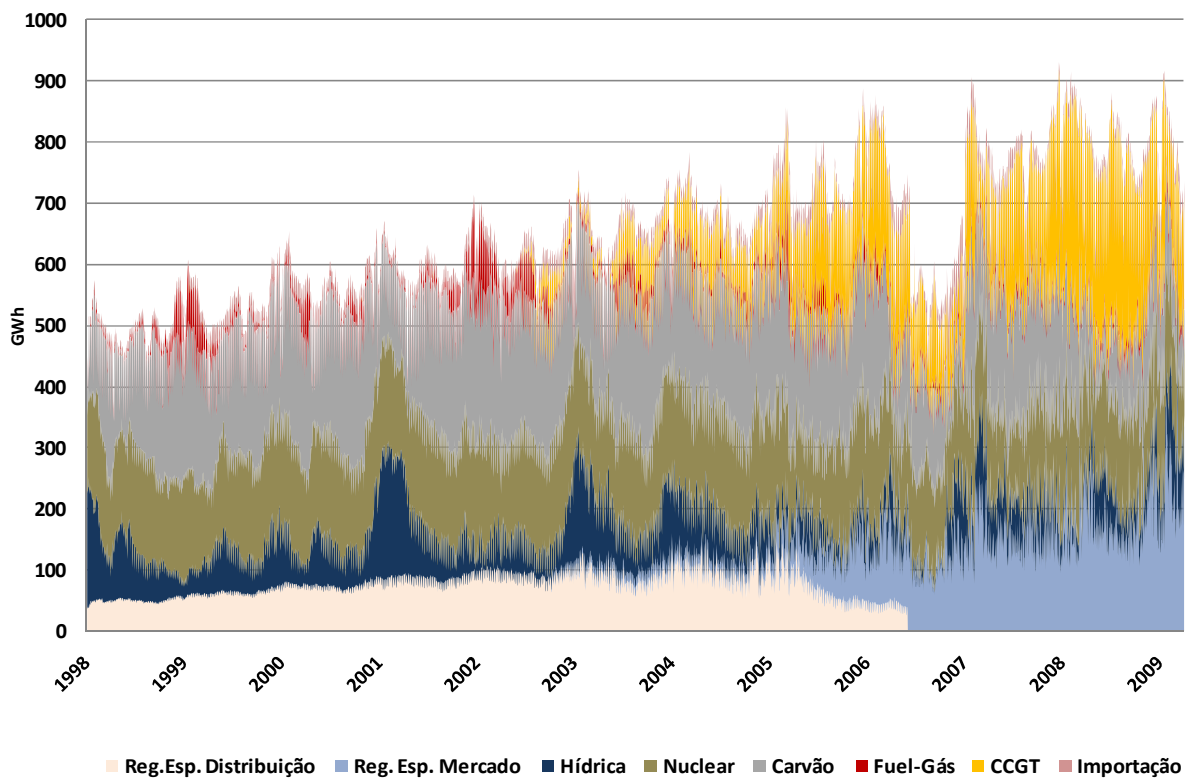
O spread dos preços horários Espanha-Portugal também sofreu uma redução desde a entrada em funcionamento do MIBEL. Em 2007, o spread médio superou os 10 Eur/MWh durante todas as horas do dia. No entanto, a partir de 2008, o spread acentua-se nas horas de vazio e nas horas cheias, mantendo-se o mesmo comportamento em 2009, embora com spreads mais reduzidos.

Figura 3.1-4 Perfil horário médio do preço do mercado diário Portugal-Espanha



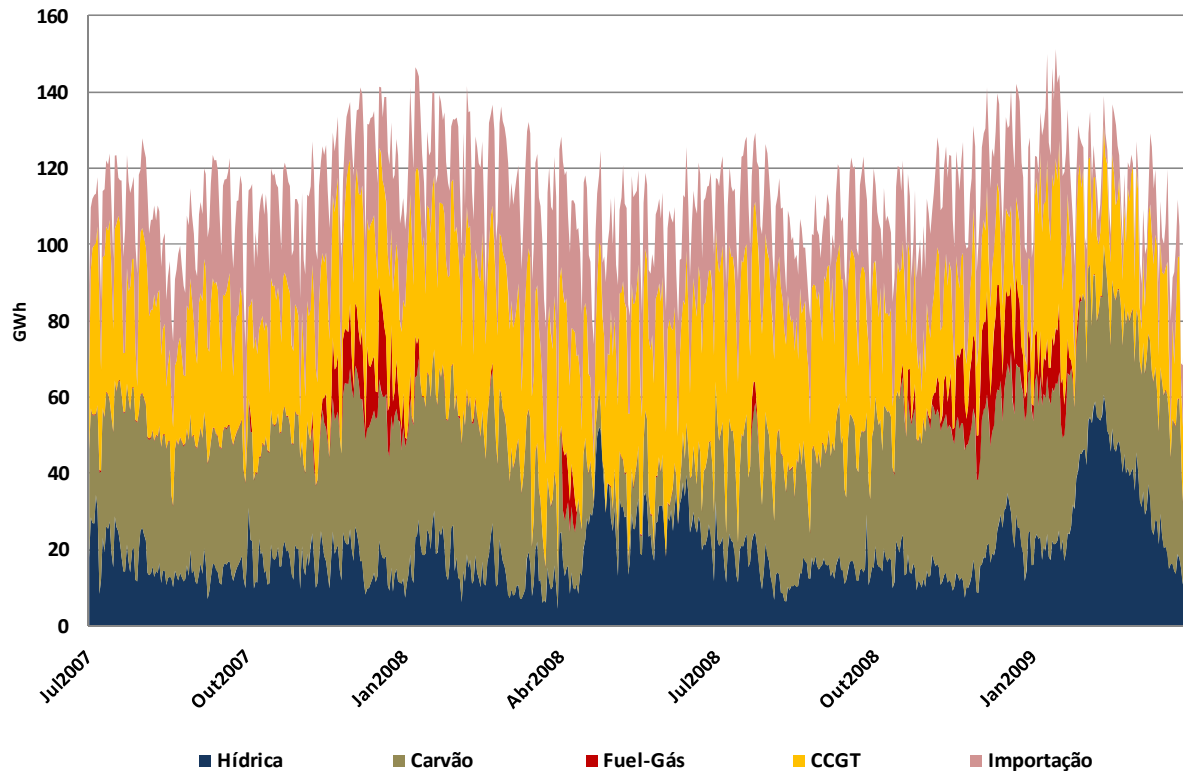
Fonte: CNE

Figura 3.1-5 Sistema espanhol: evolução da produção das tecnologias no Programa Base de Funcionamento



Janeiro de 1998 a Março de 2009 [GWh/dia] - Fonte: OMEL

Figura 3.1-6 Sistema português: evolução da produção das tecnologias no Programa Base de Funcionamento



Julho de 2007 a Março de 2009 [GWh/dia] - Fonte: OMEL

CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE 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 Espanha, em Portugal os produtores em regime especial não participam no mercado de produção. Contudo, a sua produção é vendida ao comercializador de último recurso, que tem a responsabilidade de integrar a respectiva produção nas suas ofertas de aquisição, reduzindo assim a necessidade de procura.

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 noutra momento no mercado ou em função da tecnologia substituída. 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, que, no caso português, contribuíram para a cobertura da procura em épocas extremas do ano, quando parte da potência hidráulica apresentava reservas escassas.

A maioria das ofertas de centrais térmicas incluiu condições complexas, mas o número de ofertas de unidades de produção que integram a condição de receitas mínimas sofreu uma redução notável em 2008. As ofertas de centrais hídricas não integram condições complexas.

CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE 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 Eur/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. As ofertas de aquisição no mercado diário não podem integrar condições complexas.

Importa destacar ainda o crescente volume de energia adquirido pelos comercializadores para os seus fornecimentos em Espanha desde 1 de Julho de 2008, em consequência do desaparecimento da tarifa integral de alta tensão⁴⁰. Note-se ainda o aumento das compras dos comercializadores para o seu fornecimento em Portugal a partir de 2009, motivado pelo estabelecimento de um défice *ex ante*, e pela integração, nas tarifas reguladas, de um custo superior ao real para a energia prevista.

As nomeações de entrega física de energia eléctrica derivadas da contratação de energia no OMIP são consideradas, para todos os efeitos, ofertas simples de aquisição a preço instrumental.

Os vendedores nos oito primeiros leilões CESUR (liquidação com entrega física) têm de formular uma oferta de compra a preço instrumental no mercado diário, equivalente aos seus compromissos nos

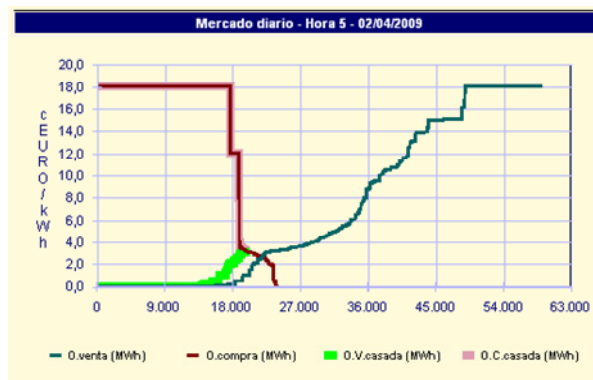
⁴⁰ A disposição derogatória única da Portaria ITC/2794/2007, de 27 de Setembro, que revê as tarifas eléctricas a partir de 1 de Outubro de 2007, integra todos os consumidores de alta tensão no mercado a partir de 1 de Julho de 2008, na medida em que suprime a aplicação da tarifa integral a este grupo (à excepção dos consumidores da denominada tarifa G-4).

leilões CESUR. No caso dos cinco primeiros leilões de capacidade virtual, os participantes do mercado também podem utilizar o mercado diário para satisfazer os seus compromissos de participação nesses leilões.

PREÇO DE EQUILÍBRIO DO MERCADO

O cruzamento entre a curva de oferta (linha verde escura) e a curva de procura (linha vermelha) em cada hora fornece o preço de equilíbrio do mercado (denominado preço de encontro), como se pode ver na figura seguinte. 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 o cruzamento entre a linha verde-clara e a linha vermelha.

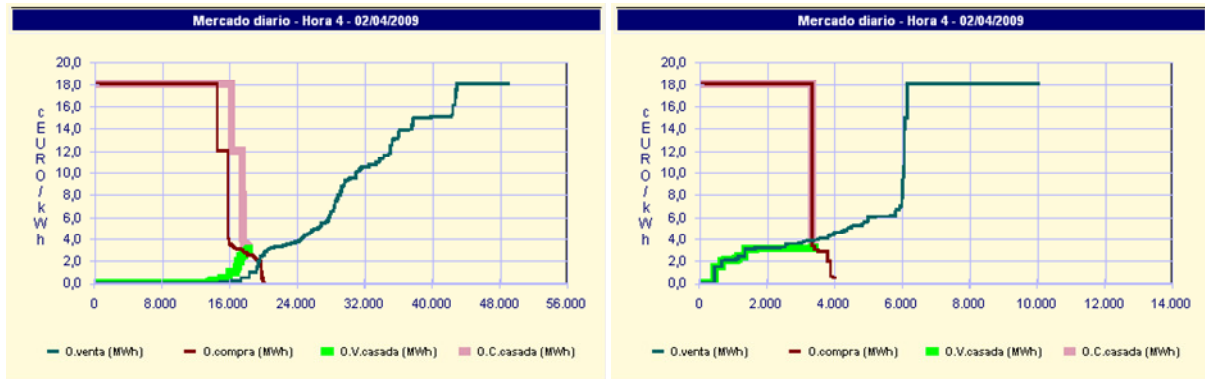
Figura 3.1-7 Preço do mercado diário hora 5 – 2/4/2009 do MIBEL



Fonte: OMEL

A solução anterior corresponde a uma hora em que existiu um único preço para todo o MIBEL. Em contrapartida, se o ponto de equilíbrio encontrado corresponder a uma utilização da interligação superior à sua capacidade, ocorrerá uma separação dos mercados. Isto significa, como indica a figura seguinte, que a curva de procura de Espanha e a curva de oferta de Portugal aumentarão pelo valor da capacidade da interligação, dando origem a um preço de equilíbrio diferente para cada zona (cruzamento da linha cor-de-rosa com a linha verde-clara em Espanha e cruzamento da linha vermelha com a linha verde-clara em Portugal).

Figura 3.1-8 Preço do mercado diário hora 4 – 2/4/2009 em Espanha (esq.) e em Portugal (dir.)



Fonte: OMEL

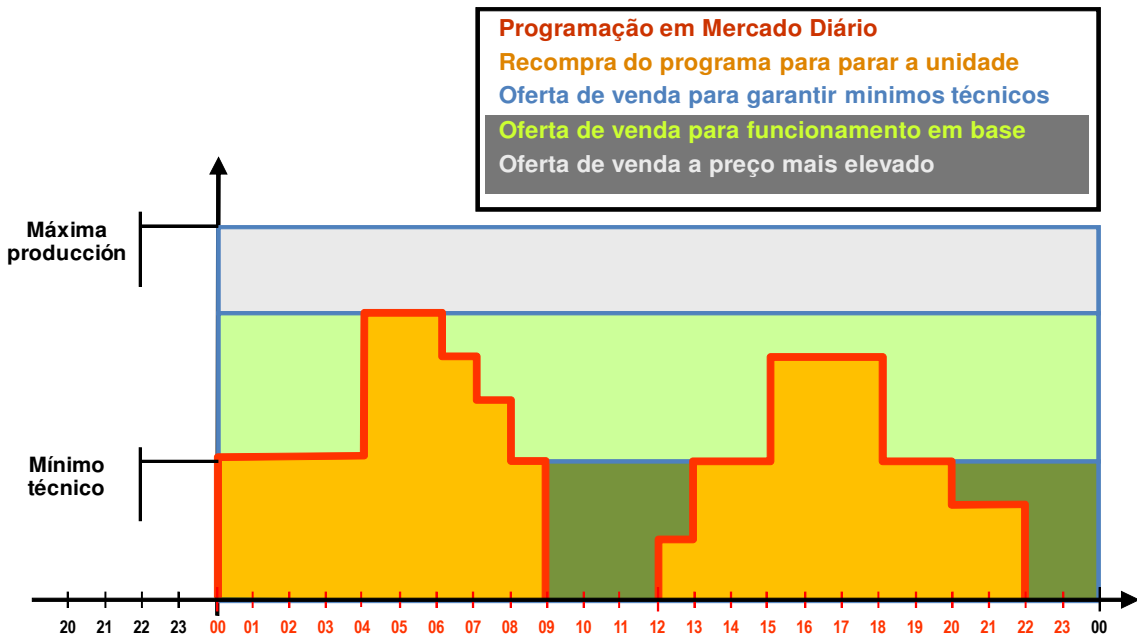
As figuras anteriores permitem observar a diferente composição, já referida, da zona baixa da curva, motivada pela existência de 16 000 a 20 000 MW de potência correspondente às centrais nucleares e à produção em regime especial em Espanha, não presentes na curva da zona portuguesa. Esta situação leva 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, situação essa que se verifica desde a entrada em funcionamento do MIBEL.

NATUREZA E ESTRUTURA DO MERCADO INTRADIÁRIO

O mercado ibérico intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, enunciado pelo Real Decreto 2019/2007, de 26 de Dezembro, com o objectivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. No mercado intradiário, e com o objectivo de rectificar as suas posições anteriores, os agentes com uma posição natural vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma posição natural compradora (comercializadores) também podem vender energia.

O mercado intradiário do MIBEL confere uma grande flexibilidade à operação dos agentes, propiciando um grau de optimização notável do portfólio, em função das necessidades de cada agente, numa variedade de horizontes temporais e com as mesmas garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que caracterizam o mercado diário.

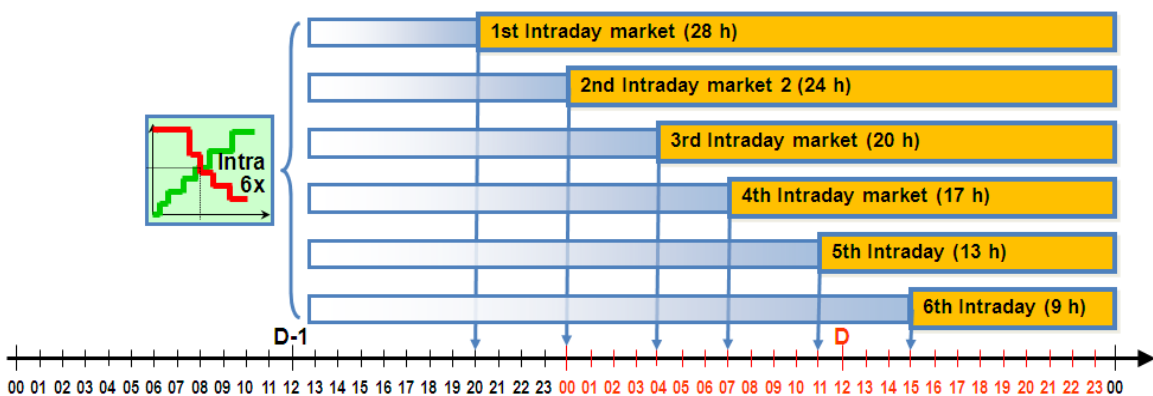
Figura 3.1-9 Alguns exemplos de actuação no Mercado Intradiário (agente produtor)



Fonte: OMEL

O mercado intradiário estrutura-se em várias sessões, seis no total, realizando-se em cada uma delas um cruzamento de cariz marginal entre a oferta e a procura. A primeira sessão abrange 28 horas (as últimas 4 no dia D-1 e as 24 do dia D); a sexta abrange as últimas 9 horas do dia D⁴¹.

Figura 3.1-10 Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL



Fonte: OMEL

⁴¹ O mercado intradiário iniciou o seu funcionamento a 1 de Abril de 1998 com apenas duas sessões; posteriormente, no segundo semestre de 1998 e nos primeiros meses de 1999, adicionou as terceira, quarta e quinta sessões e, desde 8 de Março de 1999, conta com as actuais seis sessões.

O mercado intradiário, que conta desde a sua constituição com uma participação muito activa dos agentes, especialmente dos agentes produtores, tem alcançado volumes de negociação significativos, que, em 2008, ascenderam a 24,7 TWh.

3.2 SEPARAÇÃO DOS MERCADOS

O método aplicado desde 1 de Julho de 2007 na gestão conjunta da interligação Espanha-Portugal segue a proposta formulada pelo Conselho de Reguladores em 2006⁴²: 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.

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 agragadas 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 agragadas 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*.

⁴² Proposta de mecanismo de gestão conjunta da interligação Espanha-Portugal, de Março de 2006, http://www.cne.es/cne/Mercados?accion=1&id_inf_mercado=14&id_nodo=46

Na situação específica de separação de mercados, convirá reter que a oferta do mercado exportador que assegura o trânsito máximo na interligação é remunerada ao preço de equilíbrio do mercado exportador, enquanto a procura correspondente paga o preço de equilíbrio do mercado importador, gerando-se um diferencial de preços que, multiplicado pelo trânsito na interligação, corresponde às rendas de congestionamento.

Neste âmbito, são tratados os congestionamentos estruturais e cuja existência é conhecida antes da programação; os congestionamentos ocorridos *após* a programação, quando as atribuições já são firmes, são resolvidos por Acções Coordenadas de Balanço (ver, também, 8.3) em concordância com os princípios gerais previstos pelo Regulamento comunitário de interligações⁴³.

No MIBEL, os direitos de capacidade tornam-se firmes uma vez obtida a autorização para a programação; no entanto se ocorrer um congestionamento na interligação após esse momento, os Operadores de Rede de Transporte (ORT) devem garantir a execução do programa por meio de Acções Coordenadas de Balanço (ACB). Essas ACB são medidas de *countertrading*, ou seja, transacções de energia provocadas pelos ORT em tempo real que se sobrepõem ao programa firme preexistente, tornando-o possível mesmo que se verifique o congestionamento.

Quando um determinado evento produzir um congestionamento, os ORT têm de fazer face a um novo valor de capacidade de interligação disponível inferior à troca de energia inicialmente prevista, incluída no programa diário de funcionamento gerado pelo Operador do Mercado Ibérico. As medidas de *countertrading* resultantes conduzem a acções especulares (com a mesma ordem de grandeza e em sentido oposto) em cada sistema, à medida que são mobilizadas reservas simétricas em sentido ascendente ou descendente, reservas essas proporcionadas pelos respectivos mercados de serviços do sistema.

Este mecanismo é gerido conjuntamente pelos ORT, permitindo levar a cabo o programa original de comércio transfronteiriço, e funda-se em princípios de mercado e procedimentos transparentes. As ACB suscitam alguns custos adicionais em ambos os sistemas de cada lado da interligação: o congestionamento implica um desvio relativamente à solução economicamente óptima, produzida pela atribuição implícita derivada da aplicação do *market splitting*.

⁴³ In "Princípios que regem os métodos de gestão do congestionamento":

(...) "3. "Os possíveis méritos de uma combinação de separação do mercado (*market splitting*), ou de outros mecanismos baseados no mercado, para resolver os congestionamentos 'permanentes', e de trocas compensatórias (*counter trading*) para resolver os congestionamentos temporários devem ser imediatamente explorados como abordagem mais permanente para a gestão dos congestionamentos."

4 MERCADO A PRAZO

4.1 ENQUADRAMENTO DA ORIGEM DO MIBEL - ACORDOS IBÉRICOS

A constituição do mercado a prazo de energia em Portugal (pólo a prazo) resultou de um compromisso político entre os Governos de Portugal e de Espanha, inserido no âmbito da criação de um mercado comum de energia eléctrica: MIBEL - Mercado Ibérico da Electricidade.

Tendo por objectivo a criação e desenvolvimento de um mercado de electricidade comum, no âmbito do processo de integração dos sistemas eléctricos de ambos os países, os Governos institucionalizaram mecanismos de cooperação que se concretizam na celebração de Acordos Ibéricos.

Neste âmbito foi celebrado o designado Acordo de Lisboa⁴⁴, em 20 de Janeiro de 2004, que estabeleceu as bases da criação do MIBEL, fazendo avançar os memorandos de entendimento e protocolos de colaboração que, desde 1998, vinham a ser celebrados entre as administrações dos dois países.

Este Acordo definia, na generalidade, as modalidades de contratação autorizadas no âmbito do MIBEL, dispondo no sentido de que a contratação de energia no mercado ibérico possa ser realizada nas modalidades de mercado *spot* (diário e intradiário)⁴⁵, mercado a prazo ou contratação bilateral.

Estabelecia ainda que o modelo de funcionamento do mercado *spot* basear-se-ia no modelo de funcionamento do OMEL⁴⁶, entidade gestora do mercado à vista (pólo espanhol), e o mercado a prazo no modelo de funcionamento a desenvolver pelo OMIP⁴⁷, entidade responsável pela gestão do mercado a prazo (pólo português).

A prática resultante da aplicação deste Acordo, a título provisório desde 22 de Abril de 2004, revelou a necessidade de rever o seu regime jurídico de forma adequá-lo às necessidades de ambos os países, permitindo a concretização efectiva do mercado único. Para o efeito, foi celebrado um novo acordo designado por Acordo de Santiago de Compostela, em 1 de Outubro de 2004⁴⁸.

⁴⁴ Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em Lisboa em 20 de Janeiro de 2004. Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004.

⁴⁵ Mercado à vista (contado) – mercado organizado diário e intradiário de compra e venda de energia eléctrica e de outros serviços relacionados com o fornecimento de energia eléctrica, com entrega física até ao dia seguinte.

⁴⁶ OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia – Polo Español, S.A.

⁴⁷ OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., actual OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.

⁴⁸ Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em Santiago de Compostela em 1 de Outubro de 2004. Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006.

Este novo Acordo Ibérico determinou o quadro jurídico caracterizador do actual modelo de funcionamento do MIBEL, permitindo a sua efectiva realização.

A criação de um mercado ibérico de energia eléctrica implica o reconhecimento de um mercado único de electricidade, entre Portugal e Espanha, no qual todos os agentes terão acesso indistinto ao mesmo e igualdade de direitos e de obrigações. Pelo que, resulta igualmente do Acordo a necessidade de ambos os países desenvolverem e modificarem, de forma coordenada, a legislação e regulamentação interna necessária para permitir o funcionamento do MIBEL.

Após sucessivos adiamentos, o arranque em 3 de Julho de 2006 do mercado a prazo de energia eléctrica, com funcionamento em Portugal, marcou um importante avanço na concretização de um mercado interno da energia no espaço ibérico.

4.1.1 ENQUADRAMENTO DO MERCADO A PRAZO DO MIBEL – PÓLO PORTUGUÊS

O Acordo de Santiago de Compostela, de 1 de Outubro de 2004, acordo ibérico que determinou o quadro jurídico caracterizador do actual modelo de funcionamento do MIBEL, prevê que o “*MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transacções ou contratos de energia eléctrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia*”.

Do Acordo resulta a possibilidade de criação dos seguintes mercados, no âmbito do MIBEL:

- Mercados Organizados, dos quais poderão fazer parte os seguintes:
 - Mercados a prazo (transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física quer financeira);
 - Mercados diários (transacções referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física [mercado *spot*]); e
 - Mercado intradiário (transacções de liquidação necessariamente por entrega física [mercado *spot*]).
- Não organizados, os quais são compostos por contratos bilaterais entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como financeira.

Neste âmbito, a estrutura do MIBEL assenta na existência de um mercado a prazo (pólo português), gerido pelo OMIP, e um mercado à vista (pólo espanhol), gerido pelo OMEL.

O pólo português do MIBEL é responsável pela negociação a prazo de energia (contratos sobre electricidade), permitindo a aquisição de energia a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou em Espanha.

Desempenha, assim, um papel fundamental na tão desejada integração dos sistemas eléctricos, fundamental para a criação do mercado ibérico, a par do pólo espanhol, responsável pela negociação diária da energia eléctrica.

4.1.2 DA CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO A PRAZO – SITUAÇÃO ACTUAL

Aquando da sua constituição, o mercado a prazo do MIBEL correspondia a um mercado de derivados, organizado e não regulamentado. Tal situação resultava apenas do facto da legislação em vigor, na altura do seu estabelecimento, prever que o capital social das sociedades gestoras de mercado regulamentado não podia ser detido em percentagem superior a 30% por entidades não referidas no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 394/99, de 13 de Outubro (conforme n.º 2 do mesmo artigo). A REN – Rede Eléctrica Nacional, um dos accionistas do OMIP detinha uma participação de 90% no capital social desta sociedade, não fazendo parte do elenco de entidades previsto na referida norma.

Na sequência da adaptação ao disposto no Decreto-Lei n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro, e ao previsto no artigo 198.º do Código dos Valores Mobiliários, o OMIP decidiu evoluir para mercado regulamentado, estatuto que assume actualmente. O seu registo, enquanto tal, foi concluído no dia 30 de Outubro de 2008, tendo sido necessário para tal adaptar a denominação da entidade gestora de mercado para OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, SA. No âmbito da adaptação da OMIClear ao disposto no Decreto-Lei n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro, a denominação desta entidade também foi alterada para OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., SA. As regras do Mercado de Derivados do MIBEL como mercado regulamentado foram igualmente registadas na CMVM.

O mercado de derivados do MIBEL já funcionava, em substância, como um mercado regulamentado, pelo que o registo enquanto mercado regulamentado traduziu-se apenas em alterações de natureza formal das respectivas regras. Com efeito as alterações restringiram-se (i) à actualização da denominação das entidades gestoras OMIP e OMIClear e (ii) à actualização da denominação do mercado de derivados do MIBEL de mercado não regulamentado para mercado regulamentado.

Nos termos do disposto no n.º 2 do artigo 258.º do Código dos Valores Mobiliários, em vigor à data⁴⁹, o mercado esteve sujeito a autorização mediante portaria conjunta do Ministro das Finanças e do Ministro da Economia, o que foi feito através da Portaria n.º 945/2004, de 28 de Julho.

Nos termos desta Portaria, consideram-se operações a prazo sobre energia eléctrica: os futuros, as opções e outras operações a prazo que tenham por activo subjacente electricidade, produtos de base energética e outros activos equivalentes, de natureza real ou nocional, índices de electricidade, de produtos de base energética ou de outros activos equivalentes, quer tenham uma liquidação por entrega (física) quer meramente financeira.

A Portaria estabelece, ainda, quais as entidades que podem ser admitidas como membros do mercado. Idêntica disposição encontra-se prevista no n.º 4 do artigo 56.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

É então pela conjugação destes dispositivos legais com o estabelecido no artigo 206.º do Código dos Valores Mobiliários⁵⁰, tal como republicado pelo Decreto-Lei n.º 357-A/2007, de 31 de Outubro, que resulta o regime de admissão de membros ao mercado a prazo do MIBEL.

Neste contexto, importa destacar que das referidas disposições podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades:

- a) Intermediários financeiros e pessoas que sejam idóneas e profissionalmente aptas, tenham um nível suficiente de capacidade e competência de negociação, disponham, quando aplicável, de mecanismos organizativos adequados e possuam recursos suficientes para as funções a exercer;
- b) Produtores em regime ordinário;
- c) Comercializadores; e
- d) Outros agentes do sector eléctrico.

Nos termos definidos na Portaria n.º 945/2004, de 28 de Julho, as entidades referidas na alínea a) acima apenas podem actuar por conta alheia (introdução de ordens exclusivamente por conta de terceiros) nas operações que prevejam entrega do activo subjacente (contratos de liquidação física (*vide* ponto 4.3 sobre o tipo de produtos negociados e tipo de liquidação associada).

⁴⁹ Actualmente, em virtude das alterações introduzidas ao Código dos Valores Mobiliários pelo Decreto-Lei n.º 357-A/2007, de 31 de Outubro, decorrentes da transposição da DMIF, esta obrigação resulta do disposto no n.º 3 do artigo 207.º do Código dos Valores Mobiliários.

⁵⁰ Refira-se que a remissão constante do n.º 4 do mencionado artigo 56.º, em virtude de referir o artigo 203.º do Código dos Valores Mobiliários, tem de ser alvo de interpretação actualista em termos tais que a remissão que ali se faz terá de ser entendida como referente ao artigo 206.º do mesmo diploma, visto que, após a revisão e republicação deste código, por via do Decreto-Lei n.º 357-A/2007, de 31 de Outubro, é o artigo 206.º e não o artigo 203.º do dito Código que trata das entidades que podem ser qualificadas como membros do mercado.

As entidades referidas nas alíneas seguintes apenas podem actuar por conta própria (sendo que se equipara à realização de operações por conta própria a realização de operações por conta de entidades que com os membros do mercado se encontrem em relação de domínio ou de grupo).

De acordo com o disposto no n.º 4 do artigo 4.º da mesma Portaria, os membros do mercado devem ser participantes na OMIClear (na qualidade de entidade que assegura a compensação e a liquidação das operações e assume a posição de contraparte central) ou, então, devem celebrar um acordo com um participante nesta entidade.

A responsabilidade pela admissão dos membros compete à entidade gestora do mercado, nos termos do previsto no n.º 3 do artigo 206.º do Código dos Valores Mobiliários.

As regras, estabelecidas pela entidade gestora, definem o funcionamento do mercado e tratam, designadamente, nos termos do n.º 1 do artigo 209.º do Código dos Valores Mobiliários, sobre os requisitos de admissão à negociação ou de selecção para negociação, acesso à qualidade de membros, operações e ofertas, negociação e execução de ordens e obrigações aplicáveis aos respectivos membros.

4.1.3 FUNCIONAMENTO DO MERCADO

O mercado a prazo funciona diariamente, de acordo com calendário definido e publicado pelo OMIP.

Actualmente, de acordo com o previsto no referido aviso, cada sessão de negociação decorre no período compreendido entre as 8h00m e as 18h30m, hora espanhola, repartido da seguinte forma:

- Tratando-se de uma sessão de negociação correspondente às primeiras quatro quartas-feiras de cada mês, o horário é repartido pelas seguintes fases: fase de pré-negociação: das 8h00m às 9h00m; negociação por leilão: das 9h00m às 10h00m; negociação em contínuo: das 10h00m às 16h30m; fase de pré-fecho: das 16h30 às 18h30m; e
- Para as restantes sessões de negociação, o horário é repartido pelas seguintes fases: fase de pré-negociação: das 8h00m às 9h00m; negociação por leilão: das 9h00m às 9h10m; negociação em contínuo: das 9h10m às 16h30m; fase de pré-fecho: das 16h30 às 18h30m.

Para actuação directa no mercado é necessária a obtenção da qualidade de Membro Negociador, atribuída pelo OMIP, após a qual os membros podem actuar exclusivamente por conta própria, por conta de terceiros ou por conta própria e de terceiros⁵¹.

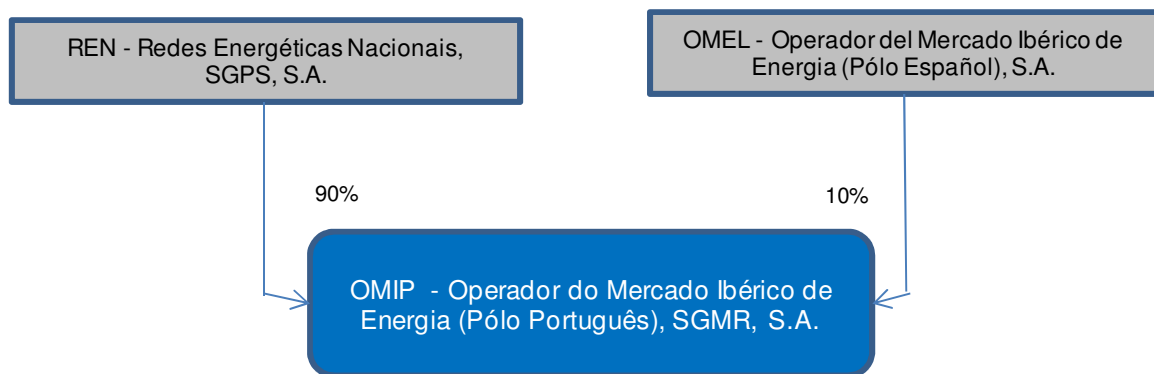
⁵¹ Vide ponto 4.1.4 relativo aos Membros Negociadores.

4.1.4 DA CARACTERIZAÇÃO DA OMIP ENQUANTO ENTIDADE GESTORA DO MERCADO A PRAZO - SITUAÇÃO ACTUAL

A entidade responsável pela gestão do mercado a prazo do MIBEL é a OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.⁵².

Constituída em 16 de Junho de 2003, é detida em 90% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e em 10% pelo OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Español), S.A., conforme indicado na figura seguinte:

Figura 4.1-1 Esquema de participações do OMIP



Fonte: OMIP-OMIClear

Enquanto entidade gestora do mercado a prazo compete-lhe a organização e gestão do mercado de forma a garantir o normal funcionamento do mesmo.

Assim, entre outras, é responsável pela definição das regras de mercado, pela admissão, suspensão ou exclusão de membros negociadores, pela fiscalização do cumprimento, pelos respectivos membros, das regras do mercado, pelo controlo das operações efectuadas no mercado, pela definição dos contratos admitidos e elegíveis para negociação e por assegurar o normal funcionamento da plataforma de negociação.

Em coordenação com a OMIClear é responsável pelo registo das operações realizadas em mercado e fora deste (mas que são registadas no mercado a prazo).

Membros negociadores

De acordo com o previsto no Regulamento de Negociação, os membros negociadores podem intervir no mercado numa das seguintes categorias:

⁵² Autorizada pela Portaria n.º 945/2004, de 28 de Julho.

- a) Por conta própria: os quais introduzem ofertas exclusivamente para si ou para entidades que com eles estejam em relação de domínio ou de grupo⁵³;
- b) Por conta de terceiros: os quais introduzem ofertas exclusivamente por conta de clientes;
- c) Por conta própria e de terceiros: os quais introduzem ofertas quer por conta própria quer por conta de clientes.

Os requisitos de admissão dos membros negociadores, igualmente definidos no Regulamento de Negociação, dependem da categoria de membro a que pretendem aderir.

4.1.5 DA CARACTERIZAÇÃO DA OMICLEAR ENQUANTO CÂMARA DE COMPENSAÇÃO, CONTRAPARTE CENTRAL E ENTIDADE GESTORA DO SISTEMA DE LIQUIDAÇÃO DO MERCADO A PRAZO – SITUAÇÃO ACTUAL

A OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C., S.A.⁵⁴ actua como câmara de compensação de operações a prazo que tenham por activo subjacente electricidade, produtos de base energética ou outros activos equivalentes, quer tenham liquidação física quer financeira, e actua como contraparte central de operações a prazo sobre energia⁵⁵. É, ainda, a entidade gestora do sistema de liquidação.

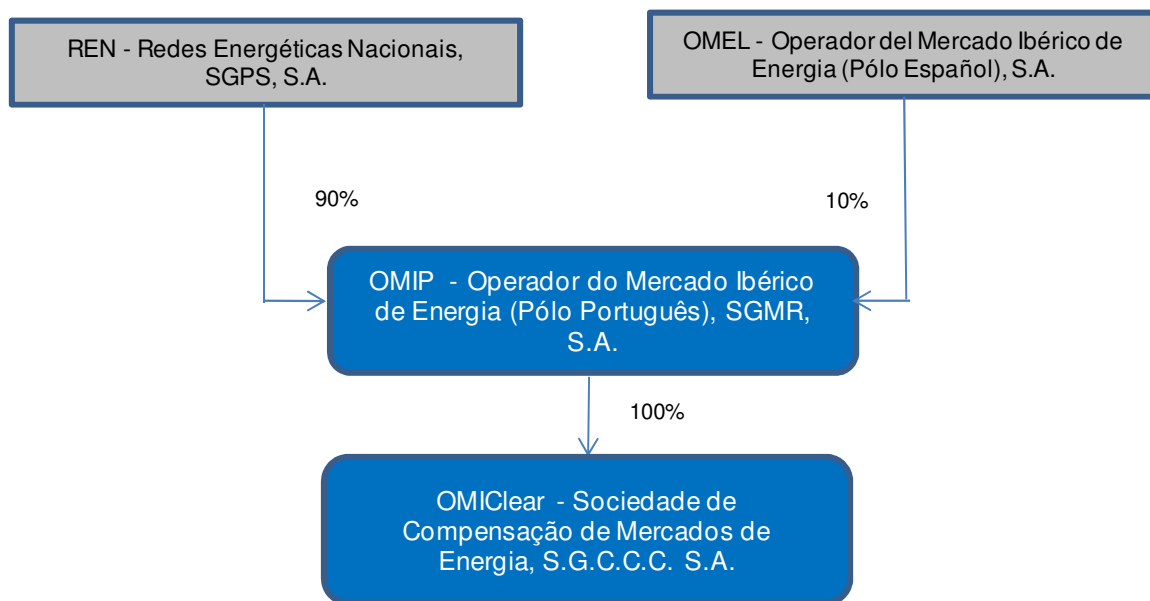
Constituída em 6 de Abril de 2004, é detida a 100% pelo OMIP, conforme indicado na figura seguinte:

⁵³ A existência de relação de domínio ou de grupo é determinada nos termos do artigo 21º do Código de Valores Mobiliários.

⁵⁴ Autorizada pela Portaria n.º 927/2004, de 27 de Julho.

⁵⁵ Nos termos da Portaria n.º 927/2004, de 27 de Julho, é ainda autorizada a prestar outros serviços necessários a permitir a intervenção dos respectivos participantes em sistemas de liquidação, de compensação ou em mercados de energia e de outros produtos de base energética ou de outros activos equivalentes, quer a prazo quer a contado, nacionais ou não.

Figura 4.1-2 Esquema de participações da OMIClear



Fonte: OMIP-OMIClear

No exercício das suas funções, a OMIClear é responsável, entre outras, pela definição das regras que regem a sua actividade, pela admissão, suspensão e exclusão dos membros compensadores, assegura o registo de posições, assume a responsabilidade pela compensação, gestão de risco e de garantias, determinação das margens exigíveis e liquidação financeira das operações, assume a posição de contraparte central⁵⁶ de operações, realizadas em mercado ou fora de mercado (mas registadas no mercado), e assegura o regular funcionamento da plataforma de compensação.

A realização de negócios em mercado⁵⁷ implica o registo das operações para a plataforma de compensação, sendo a liquidação e a compensação destas asseguradas pela OMIClear, de acordo com as regras estabelecidas, por esta entidade, para o efeito.

MEMBROS COMPENSADORES

A compensação das operações realizadas é assegurada pelos designados Membros Compensadores.

Os membros compensadores são membros da OMIClear, admitidos de acordo com as regras definidas para o efeito, que têm por funções o registo das posições⁵⁸, a constituição de garantias e a liquidação de posições.

⁵⁶ Ou seja, assume-se como compradora comum face a todos os vendedores e como vendedora comum face a todos os compradores, garantindo aos membros compensadores o bom cumprimento de todas as obrigações inerentes às posições assumidas, desde o momento em que as mesmas são registadas até à sua liquidação.

⁵⁷ E dos negócios realizados fora de mercado, vulgo OTC, uma vez que está prevista a possibilidade de registo destes para efeitos de compensação.

De acordo com o que está previsto no Regulamento de Compensação, podem ser constituídos dois tipos de membros:

- a) Membros Compensadores Gerais: que actuam quer por conta própria quer por conta de terceiros, com quem tenham celebrado um Acordo de Compensação; e
- b) Membros Compensadores Directos: que podem actuar exclusivamente por conta própria⁵⁹.

Os requisitos de admissão dos membros compensadores, também previstos no Regulamento de Compensação, dependem da categoria a que pretendem aderir.

Os membros compensadores devem, a todo o momento, ter constituídas as garantias exigidas pela OMIClear a título de Garantia Adicional⁶⁰, contribuição para o Fundo de Compensação⁶¹ e Margens⁶².

Estas garantias serão utilizadas aquando da existência de incumprimentos por parte dos membros negociadores, com quem um membro compensador tenha celebrado um Acordo de Compensação, ou por parte do próprio membro compensador.

Para cada membro compensador é ainda calculado, a cada momento, o Limite Operacional Diário, o qual determina o aumento admissível de exposição ao risco de mercado durante a sessão de negociação e depende das garantias depositadas e das responsabilidades já assumidas pelo membro compensador.

Durante o período de negociação dos contratos é calculado, apenas para os contratos de futuros, o ajuste diário de ganhos e de perdas (*mark-to-market*), de acordo com a diferença entre o preço de referência de negociação do contrato na sessão de negociação em causa e o preço de referência de negociação do contrato na sessão de negociação anterior.

⁵⁸ Posição deve ser entendida como o conjunto de direitos e obrigações inerentes às posições abertas na OMIClear.

⁵⁹ Considera-se ainda por conta própria a actuação por conta de entidades que com eles estejam em relação de domínio ou de grupo, aferida nos termos do artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários.

⁶⁰ Consiste na garantia constituída pelo Membro Compensador, por forma a preencher os requisitos de capitais próprios e/ou de notação de rating

⁶¹ Corresponde ao conjunto de valores ou de garantias destinado a responder pelo incumprimento de um Membro Compensador que não possa ser suprido através das respectivas margens. É constituído pelo conjunto das contribuições prestadas pelos membros compensadores para esse fim, bem como por uma parcela das penalidades e das sanções pecuniárias aplicadas pela OMIP e OMIClear.

⁶² As margens são devidas pela detenção de posições abertas e visam cobrir o risco da OMIClear face à possibilidade de incumprimento das responsabilidades que advém dessas posições. Existem três tipos de margens: Margem Inicial (exigida desde o momento de abertura de uma posição, para cobertura de risco a ela associado, até à respectiva liquidação), Margem de Variação (margem exigida durante o período de entrega dos contratos, para cobertura do risco associado aos ganhos e perdas diários nas posições abertas, em virtude das flutuações dos preços de referência de compensação) e Margem extraordinária (margem exigida sempre que razões de prudência o aconselhem, designadamente flutuação excessiva de preços, de incumprimento de disposições de regras aplicáveis ou de excessiva concentração de posições abertas).

Findo o período de negociação, na data de vencimento, os contratos entram no designado período de entrega da energia subjacente.

Nesta data ocorre a liquidação dos contratos, sendo liquidadas as componentes física e financeira, no caso da liquidação ser física, ou apenas a última, no caso da liquidação ser meramente financeira (*vide* ponto 4.3. Produtos).

AGENTES DE LIQUIDAÇÃO

As entidades responsáveis pela liquidação das operações são os designados agentes de liquidação.

De acordo com o definido no Regulamento de Compensação, existem duas categorias de agentes de liquidação:

- a) Agentes de Liquidação Financeira: os quais asseguram a liquidação financeira das posições e a constituição de garantias pelos quais o membro compensador é responsável; e
- b) Agentes de Liquidação Física: os quais assumem a obrigação de liquidar operações com entrega física por conta do membro negociador titular das contas onde estão inscritas as referidas operações.

De acordo com o previsto no Regulamento de Compensação, a OMIClear assegura apenas a liquidação financeira, na data de vencimento.

Havendo lugar a liquidação física, esta é assegurada pelos agentes de liquidação física, sendo a OMIClear apenas responsável pelo envio desta informação para o mercado à vista.

Assim, a OMIClear determina diariamente o saldo líquido em cada conta de liquidação física, comprador ou vendedor de electricidade, e comunica-o ao OMEL para que o mesmo seja integrado no respectivo mercado à vista como uma oferta a preço instrumental.

4.2 LIQUIDEZ

LIQUIDEZ DO MERCADO A PRAZO

A liquidez é uma importante temática em qualquer mercado, tendo especial relevância no mercado a prazo do MIBEL, dadas as características do próprio mercado e as características do activo subjacente aqui negociado.

Tratando-se de um mercado de derivados é importante que ofereça aos agentes nele intervenientes a possibilidade de assumir posições nos diferentes horizontes de contratação, incluindo os de mais curto prazo, sem que se coloquem restrições de saída, as quais podem inibir a participação no mercado.

Tendo como principal função a cobertura de riscos, o mercado a prazo desempenhará tanto melhor essa função quanto tanto maior for a liquidez que o caracteriza. A existência de liquidez sustentada, contribui para que os preços de mercado sejam preços mais representativos e sejam resultado de mais informação trazida pelo mercado pela actuação dos agentes.

No entanto, volvidos dois anos desde o seu arranque, o mercado a prazo do MIBEL lida com alguns problemas de liquidez ainda não ultrapassados, não obstante as diversas medidas levadas a cabo pelo OMIP.

De facto, considerando o período de Julho de 2006 a Março de 2009, do total de energia negociada no mercado a prazo do MIBEL, cerca de 74% corresponde a negociação nos designados leilões obrigatórios, onde os comercializadores regulados são obrigados a adquirir as quantidades mínimas definidas legalmente. A negociação em contínuo representa apenas 26% do total da energia negociada em mercado. A negociação realizada fora de mercado e registada no mercado representa 26% do total de energia negociada (em mercado e fora de mercado).

A representatividade da negociação em leilão tem vindo a diminuir, com evidente inversão no primeiro trimestre de 2009, conforme tabela seguinte:

Tabela 4.1 Desagregação da negociação para o período de Jul.06 a Mar.09

	Jul.06 - Dez.06		Jan.07 - Dez.07		Jan.08 - Dez.08		Jan.09 - Mar.09	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Leilão	4 516 221	91%	19 543 261	88%	15 554 456	69%	3 956 315	42%
Contínuo	470 026	9%	2 618 373	12%	6 888 569	31%	5 353 889	58%
Total Mercado	4 986 247		22 161 634		22 443 025		9 310 204	
OTC registado	460 752	8%	3 054 989	12%	9 152 353	29%	7 745 111	45%
Total Global	5 446 999		25 216 623		31 595 378		17 055 315	

Fonte: OMIP/OMIClear

Nota: A negociação em leilão inclui toda a negociação feita em leilão (aquisições mínimas obrigatórias e não obrigatórias).

4.3 PRODUTOS E MEMBROS

CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO A PRAZO DO MIBEL

De acordo com o previsto no Regulamento de Negociação, o OMIP disponibiliza, actualmente, três tipos de contratos: Futuros, Forwards e Swaps.

Os contratos de Futuros, quer Base Físicos quer Base Financeiros, encontram-se admitidos à negociação em mercado, sendo igualmente passíveis de registo na plataforma, para efeitos de compensação, os negócios bilaterais (negócios OTC) feitos sobre os contratos de Futuros admitidos à negociação em mercado.

No caso dos contratos Forward e Swaps, introduzidos em 2 de Março de 2009⁶³, o que está previsto é a possibilidade de registos na plataforma de compensação de contratos Forward SPEL Base, com entrega meramente física, e contratos Swap SPEL Base, com entrega meramente financeira.

As especificações de todos os contratos acima referidos são definidas pelo OMIP, nas respectivas Cláusulas Contratuais Gerais, as quais incluem os seguintes elementos:

- Activo subjacente;
- Valor nominal do contrato;
- Forma de cotação, *Tick* e valor do *Tick*;
- Modo de negociação, em contínuo ou por leilão, ou de registo;
- Modo de cálculo do Preço de Referência de Negociação;
- Período de negociação;
- Modo de compensação e liquidação diárias;
- Forma de determinação das margens; e
- Modo de liquidação no vencimento.

⁶³ Refira-se que os Contratos Forward já se encontravam previstos no Regulamento de Negociação, no entanto, só em Mar.09 é que foram criadas as condições que permitiram a sua implementação.

A forma de cotação é €/MWh, sendo que cada contrato envolve o fornecimento/recepção nacional de energia eléctrica a uma potência constante de 1 MW, durante as horas do período de entrega (correspondentes ao número de dias subjacente a cada contrato).

Assim, os contratos admitidos à negociação podem ser:

- (i) Semanais: encontram-se em negociação as 3 semanas seguintes, sendo que no primeiro dia de cada semana é listado um novo contrato;
- (ii) Mensais: a todo o momento encontram-se em negociação 3 a 5 contratos mensais, desde o mês mais próximo em negociação, até ao último mês do trimestre mais próximo de negociação;
- (iii) Trimestrais: no primeiro dia de negociação de cada ano de calendário são abertos à negociação os 4 contratos trimestrais que cobrem o ano de calendário seguinte, encontrando-se em negociação entre 4 a 7 contratos trimestrais; e
- (iv) Anuais: encontram-se em negociação o contrato anual do próximo ano e o ano seguinte de calendário⁶⁴.

Cada contrato tem associado um valor nominal = 1 MW x 24 horas x número de dias relacionado com cada contrato (semanal = 7 dias; mensal = 28, 29, 30 ou 31 dias; trimestral = 90, 91 ou 92; anual = 365 ou 366 dias).

Todos os contratos actualmente existentes são contratos *Base*⁶⁵, ou seja pressupõem o fornecimento de energia durante o período de entrega para as 24 horas do dia. Em contrapartida, não se negociam produtos em carga de ponta, ao contrário do que ocorre nos leilões VPP e nos leilões de contratação de energia para o fornecimento de último recurso (leilões CESUR). O subjacente dos contratos em carga base negociados no OMIP é o preço spot do mercado espanhol. Não obstante, desde 1 de Julho de 2009 também é possível a negociação de futuros em carga base tendo como subjacente o preço spot do mercado português e unicamente com liquidação financeira, ainda que até 30 de Julho de 2009 não se tenha registado qualquer negociação desse tipo de contratos.

Quanto ao tipo de liquidação, os contratos Futuros admitem liquidação financeira ou física, enquanto que os contratos Forward têm apenas natureza física e os contratos Swap são de natureza financeira.

A liquidação financeira corresponde, no caso dos contratos de Futuros, à diferença entre o preço de referência spot e o preço de referência de negociação do contrato de futuros do último dia de negociação, aplicável a cada uma das horas do período de entrega do contrato (valor de liquidação na

⁶⁴ Caso os dias 30 e/ou 31 de Dezembro sejam dias de negociação, bem como nos dois dias de negociação anteriores ao dia 30 de Dezembro, apenas estará aberto à negociação um contrato anual.

⁶⁵ Os contratos Peak pressupõem o fornecimento para o período entre as 8h00m e as 20h00m (hora espanhola).

entrega). O preço de referência é grosso modo correspondente ao preço do último negócio, podendo ser definido um outro no caso de este não preencher determinados requisitos (nomeadamente, em relação ao spread bid-offer de fecho) ou não existir. A liquidação financeira ocorre, para estes contratos, numa base diária.

No caso dos contratos Forward e contratos Swap, a liquidação financeira corresponde à diferença entre o preço de referência spot e o preço de cada operação. Estas diferenças são liquidadas numa base mensal. No caso dos contratos Swap os valores correspondentes à liquidação financeira assumem um valor positivo caso se trate de uma compra e um valor negativo, caso se trate de uma venda. Os valores positivos são devidos pelo vendedor ao comprador, ocorrendo o simétrico aos valores de liquidação negativos.

O preço de referência spot, utilizado para efeitos de liquidação financeira dos contratos negociados no mercado a prazo do MIBEL (contratos de Futuros, Forwards e Swaps) corresponde ao valor monetário do índice SPEL (1€/ponto de índice), o qual é equivalente à média aritmética dos preços horários formados no mercado diário gerido em Espanha.

É da responsabilidade do OMIP o cálculo do índice SPEL Base e índice SPEL Peak, com base na média aritmética dos preços marginais horários da zona espanhola formados no mercado diário (para as 24 horas do dia, no caso do SPEL Base, ou para o período entre as 8h00m e as 20h00m (hora espanhola) para o SPEL Peak). Actualmente apenas existem contratos que liquidam financeiramente tendo por referência os preços formados no mercado diário gerido em Espanha (SPEL) e, *desde 1 de Julho de 2009, o preço spot do mercado português (PTEL)*.

Os contratos que prevejam igualmente a liquidação física (contratos de Base Físicos) implicam o fornecimento/recepção de energia eléctrica a uma potência constante de 1 MW durante todas as horas do período de entrega, associado ao contrato em causa. A entrega física é realizada através do mercado diário gerido pelo OMEL.

CARACTERIZAÇÃO DA NEGOCIAÇÃO EM MERCADO (MWH, DE JULHO DE 2006 A MARÇO DE 2009)

Forwards e Swaps

No que respeita à negociação de contratos Forwards e Swaps, iniciada em Março de 2009, apenas se verificou o registo de dois negócios, em duas sessões de negociação, sobre o contrato Swap SWB Yr-10 e sobre o contrato Swap SWB Q3-09. Foram registados apenas 15 contratos do SWB Yr-10 e 10 contratos SWB Q3-09.

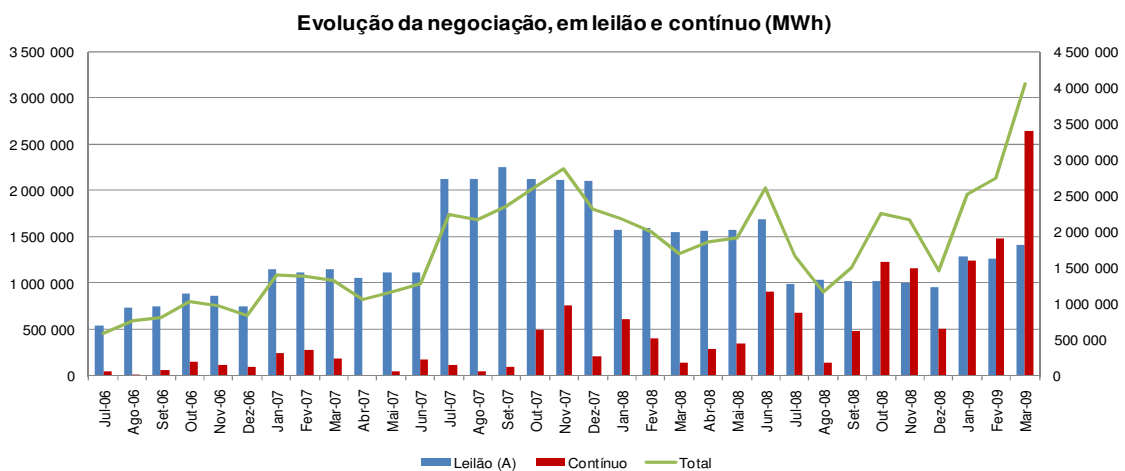
Futuros

Em termos de contratos de Futuros, foram negociados, no período compreendido entre Julho de 2006 e Março de 2009, cerca de 58 901 GWh, dos quais três quartos correspondem a leilões⁶⁶ e o restante à negociação em regime contínuo.

Tendo registado apenas 4.986 GWh no primeiro semestre de actividade (segundo semestre de 2006), ou seja 831 GWh mensais em termos médios, a negociação verificada no mercado a prazo passou para cerca de 1.847 GWh em termos médios mensais, durante o ano de 2007, e 1.870 GWh durante o ano de 2008. Este aumento de negociação continuou a verificar-se durante o primeiro trimestre de 2009, tendo-se negociado cerca de 3.103 GWh em termos médios mensais, quase o dobro da média verificada durante o ano de 2008.

O acréscimo de negociação verificado foi, sobretudo a partir do final do último trimestre de 2008, fruto do aumento da negociação em contínuo. Apesar de, para todo o período considerado, a negociação em leilão ter sido a mais significativa, esta tem perdido paulatinamente representatividade, sendo menos de metade da negociação total em mercado, no primeiro trimestre de 2009 (42% do total negociado).

Figura 4.3-1 Evolução da negociação, em leilão e contínuo [MWh]



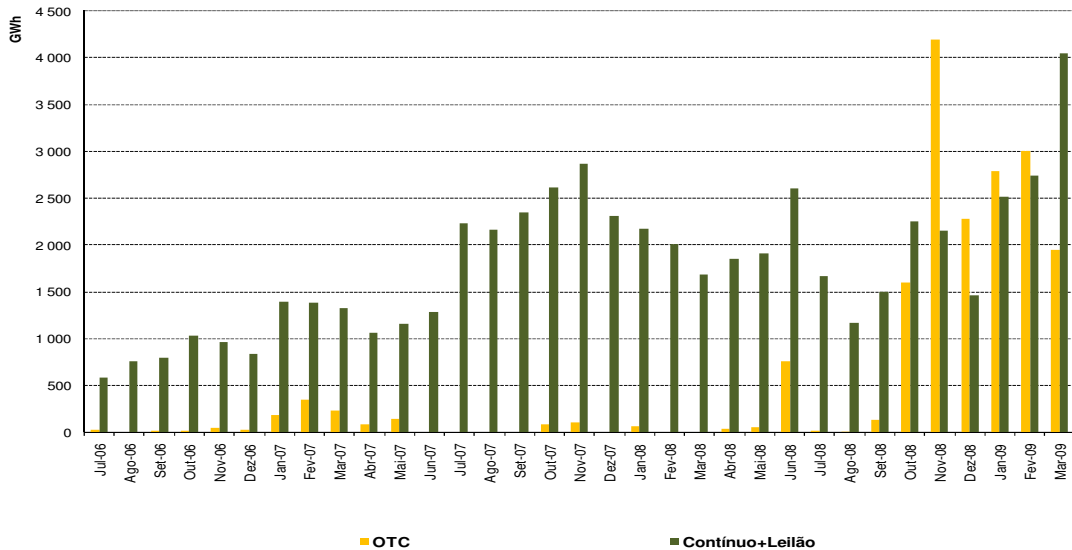
Fonte: OMIP/OMIClear

A Figura 4.3-2 apresenta a evolução da negociação no mercado de futuros do MIBEL (negociação em leilão e em contínuo, bem como as operações OTC registadas pela OMIClear). É patente um aumento considerável no registo de operações OTC na OMIClear desde o último trimestre de 2008, motivado pela

⁶⁶ O número 5.1 analisa em pormenor a evolução dos leilões obrigatórios realizados no mercado de futuros do OMIP.

turbulência dos mercados financeiros e ao início da actividade por parte de um agente corretor como intermediário de operações bilaterais desde o dia 13 de Outubro de 2008, que teve como impacto o registo de um volume significativo de negócios realizados no âmbito do mercado não organizado OTC na câmara de compensação OMICLEAR.

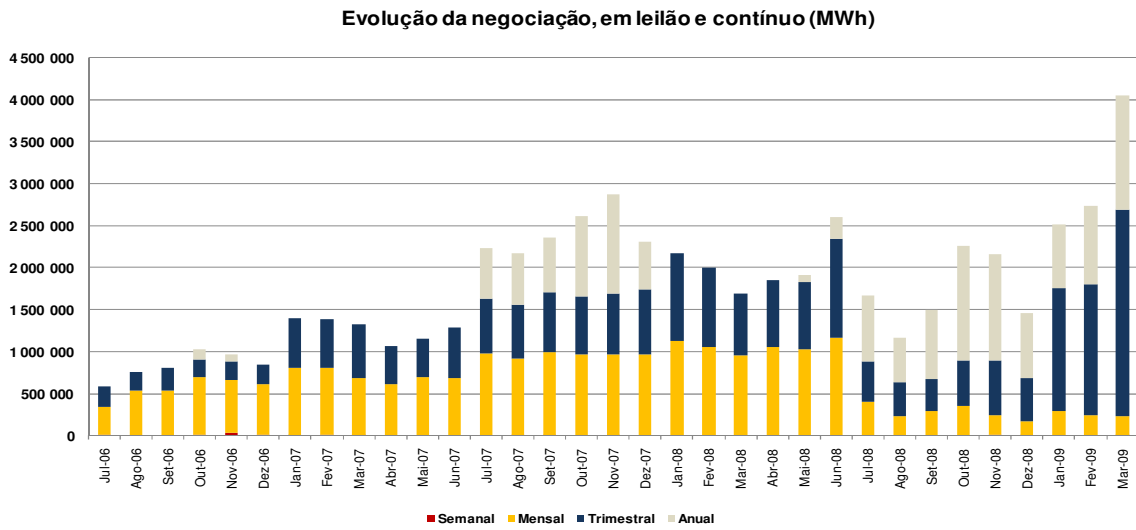
Figura 4.3-2 Evolução da negociação em leilão, contínuo e OTC registada no OMIP



Fonte: OMIP

Quanto ao tipo de contratação negociada, registou-se uma maior negociação em contratos mensais, sobretudo até ao final do primeiro semestre de 2008, tendo-se destacado durante o segundo semestre deste ano uma maior contratação anual. No primeiro trimestre de 2009 ganhou maior representatividade a contratação trimestral.

Figura 4.3-3 Evolução da negociação em leilão, por prazo de contratação [MWh]

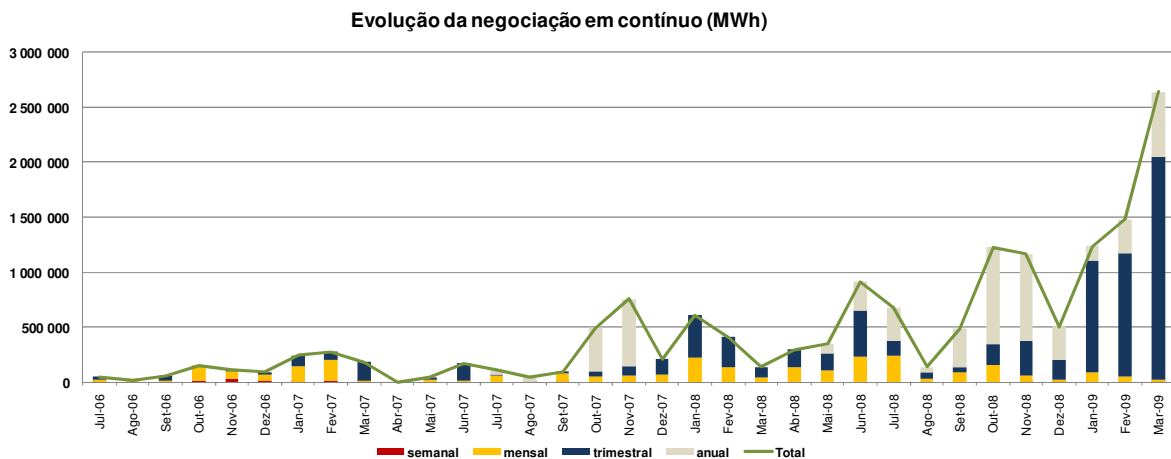


Fonte: OMIP

Analisada a negociação em contínuo de forma mais detalhada, verifica-se um aumento de negociação, com alguma expressão a partir do segundo semestre de 2008, e que atingiu a sua expressão máxima, em todo o período da análise, no primeiro trimestre de 2009.

Para o período considerado, o mês de Março de 2009 foi o que registou a negociação mais elevada, cerca de 2 639 GWh. Em termos de contratação, tem-se verificado uma maior preferência, por contratos anuais e trimestrais.

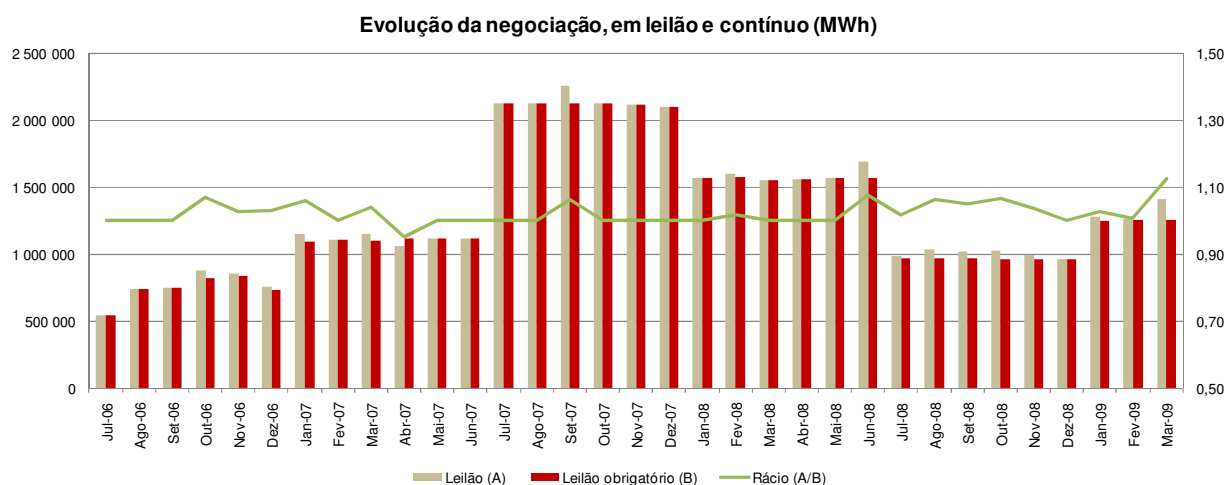
Figura 4.3-4 Evolução da negociação em contínuo, por prazo de contratação [MWh]



Fonte: OMIP

Quanto à negociação em leilão, após um aumento desta modalidade de negociação, com expoente máximo no segundo semestre de 2007, tem-se verificado uma diminuição, fruto da redução das quantidades mínimas obrigatórias. De facto, a negociação em leilão corresponde, na generalidade dos casos, à aquisição das quantidades mínimas obrigatórias (embora se tenha verificado em 17 meses, para todo o período considerado (33 meses), uma aquisição em leilão superior à quantidade mínima obrigatória). Apenas num dos meses (Abril 2007), as quantidades mínimas obrigatórias não foram adquiridas na totalidade (tendo tal situação sido verificada na sessão do dia 18 de Abril de 2007).

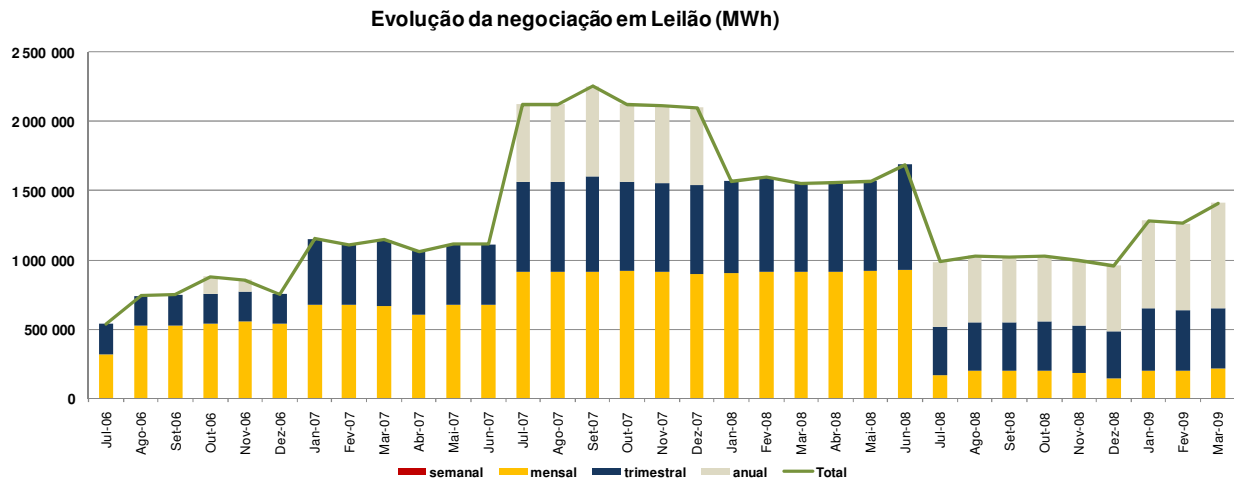
Figura 4.3-5 Leilões obrigatórios vs Leilões em mercado [MWh]



Fonte: OMIP

Quanto à contratação mais leiloada, destacam-se os contratos mensais, tendo sido estes os mais negociados em termos de MWh, até ao final do primeiro semestre de 2008. A contratação anual é a mais expressiva após esta data. Refira-se que o tipo de contratos a adquirir também são definidos na legislação que estabelece as aquisições obrigatórias no mercado a prazo do MIBEL.

Figura 4.3-6 Evolução da negociação em leilão [MWh]

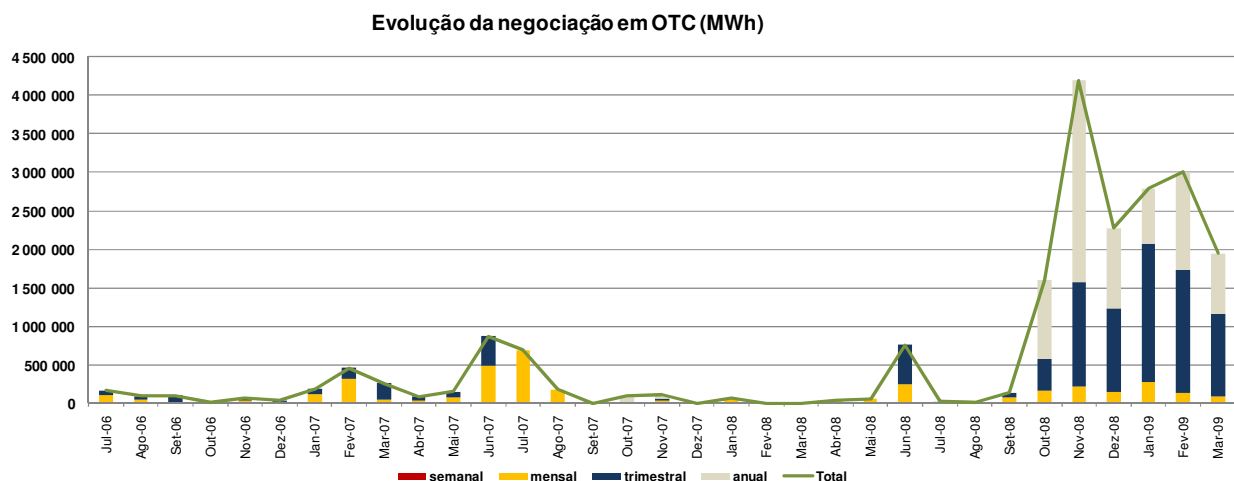


Fonte: OMIP

No que respeita à negociação fora de mercado (OTC) mas registada no mercado a prazo, verifica-se que ganhou particular relevância a partir do último trimestre de 2008, tendo sido atingido um máximo mensal em Novembro de 2008, com cerca de 4.194 GWh registados no mercado a prazo. Nos meses de Setembro e Dezembro de 2007, Fevereiro e Março de 2008 não se registou no mercado a prazo do MIBEL qualquer negociação realizada fora de mercado.

Quanto ao tipo de contratação negociada OTC, bastante irregular, destacam-se a contratação mensal e trimestral.

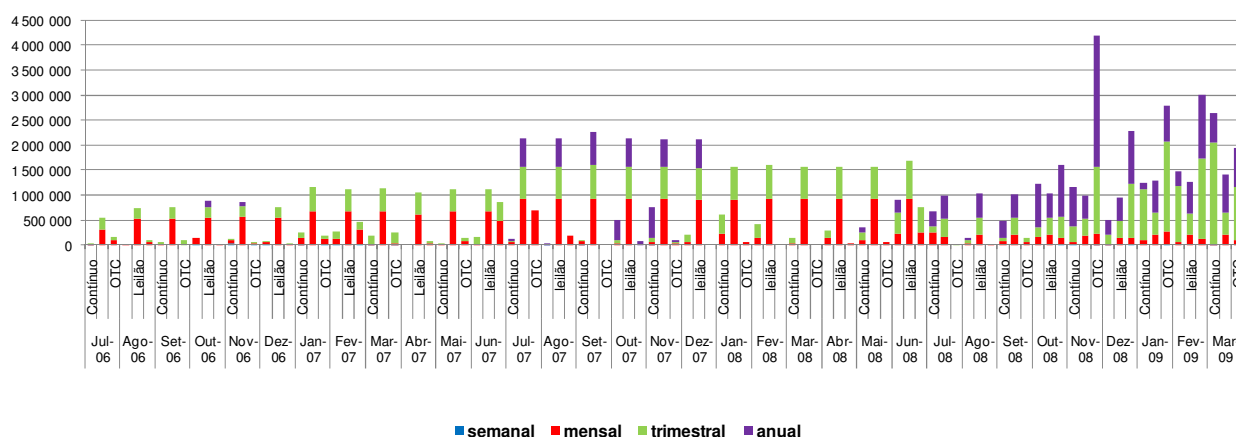
Figura 4.3-7 Evolução da negociação OTC registada em mercado [MWh]



Fonte: OMIP

Em termos globais, tem-se verificado um sucessivo crescimento da negociação em contínuo, também ocasionada por uma diminuição das quantidades obrigatórias a adquirir em leilão. O prazo mais contratado é o trimestral, seguido do mensal, tendo a contratação anual verificado um crescimento mais significativo no segundo semestre de 2008.

Figura 4.3-8 Desagregação da negociação por modalidade [MWh]



Fonte: OMIP

À data de 31 de Março de 2009, existiam 30 entidades admitidas como membros negociadores no mercado a prazo do MIBEL. Destes, 26 actuam apenas por conta própria, e 3 por conta de terceiros. Apenas um dos membros foi admitido para negociação por conta própria e por conta de terceiros. Quanto à nacionalidade dos membros admitidos no mercado a prazo, 19 destas entidades são espanholas e 3 portuguesas.

Na mesma data existiam 14 membros compensadores, dos quais 9 correspondem a membros compensadores directos e 5 a membros compensadores gerais. No que respeita aos agentes de liquidação financeira, existiam 18 agentes de liquidação física e 6 de liquidação financeira.

5 MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO A PRAZO: LEILÕES REGULADOS

5.1 LEILÕES OBRIGATÓRIOS NO MERCADO A PRAZO

Existem obrigações definidas para o comercializador de último recurso português e para os distribuidores espanhóis de adquirirem quantidades predeterminadas de energia em mercado a prazo, correspondentes a 10% da energia comercializada. Estas aquisições são efectuadas através de um mecanismo de leilão, no sentido de garantir a existência de um preço uniforme para todos os comercializadores de último recurso (vide Quadro 5.1).

Quadro 5.1 Enquadramento normativo dos leilões obrigatórios

A negociação do Mercado de Futuros do MIBEL, que teve início em 3 de Julho de 2006, cujo operador de mercado é o OMIP e cuja câmara de compensação é a OMIClear, tem lugar num mercado contínuo e em leilões em que os distribuidores espanhóis e o comercializador de último recurso português estão obrigados, durante um período transitório, a adquirir determinados volumes de energia, para fomentar, num período inicial, a liquidez desse mercado. Os calendários dos leilões e os volumes constam da legislação aplicável⁶⁷.

A referida medida transitória, que visa incentivar a liquidez no mercado gerido pelo OMIP-OMIClear e proporcionar referências de preços de contratação a prazo, foi adoptada no contexto dos acordos políticos de criação e desenvolvimento do MIBEL.

Os distribuidores espanhóis e o comercializador de último recurso português estão obrigados a adquirir contratos de futuros, mensais, trimestrais e anuais, com entrega física nas condições estabelecidas no quadro normativo anterior, não sendo possível adquirir produtos com liquidação exclusivamente financeira, tal como sucede com outros mecanismos de contratação a prazo, como o mercado OTC ou os leilões de emissões primárias de energia (leilões VPP).

Na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada nos dias 24 e 25 de Novembro de 2006, definiu-se uma percentagem de obrigação de compra de 10% da energia comercializada pelos distribuidores espanhóis e o comercializador de último recurso português (a obrigação prévia era de 5% e foi fixada na Cimeira de Évora de Novembro de 2005).

⁶⁷ Essas obrigações são fixadas em Espanha e em Portugal, respectivamente, pelos seguintes diplomas: Portaria ITC/2129/2006, de 30 de Junho, Portugal, Portaria 643/2006, de 26 de Junho, para o segundo semestre de 2006; Portaria ITC/3990/2006, de 28 de Dezembro, e Despacho 780/2007, de 27 de Dezembro, para o primeiro semestre de 2007; Portaria ITC/1865/2007, de 22 de Junho, e Despacho /2007, de 29 de Junho, para o segundo semestre de 2007 e o primeiro semestre de 2008; Portaria ITC/1934/2008, de 3 de Julho, e Despacho 19098/2008, de 17 de Julho, para o segundo semestre de 2008; Portaria ITC/3789/2008, de 26 de Dezembro, e Despacho 125-A/2009, de 2 de Janeiro, para o primeiro semestre de 2009.

Durante o primeiro ano de funcionamento do Mercado de Derivados do MIBEL, os leilões foram realizados nas três primeiras quartas-feiras de cada mês. A partir do segundo ano de funcionamento, os leilões passaram a ser realizados nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês.

O custo derivado da participação obrigatória dos distribuidores espanhóis (custos de aquisição de energia, garantias e comissões OMIP-OMIClear) é um custo reconhecido pelo sistema de liquidações das actividades reguladas em Espanha. O Conselho de Reguladores do MIBEL supervisiona de forma coordenada o mercado de futuros gerido pelo OMIP. Supervisiona, em concreto, o cumprimento das obrigações de compra dos distribuidores espanhóis e do CUR português nos leilões geridos pelo OMIP de acordo com os termos fixados no quadro normativo legal anteriormente referido.

As regras da negociação em leilão estão previstas no Regulamento de Negociação do OMIP e encontram-se estabelecidas entre o artigo 52.º e o artigo 55.º, designadamente quanto às etapas que compõem a negociação, ao tipo de ofertas admitidas, à execução das ofertas em leilão e à fixação do preço de referência.

Em particular, na execução de ofertas em leilão, o artigo 54.º estabelece o seguinte:

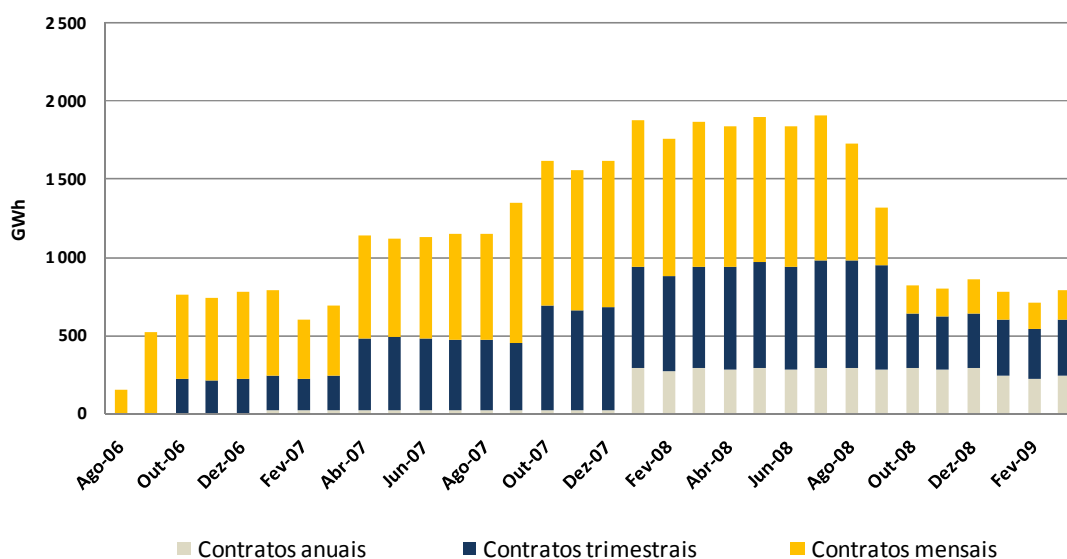
1. O máximo volume executável corresponde ao menor dos seguintes dois valores:
 - a) Total das ofertas de compra com preço superior ou igual ao preço de equilíbrio do leilão;
 - b) Total das ofertas de venda com preço inferior ou igual ao preço de equilíbrio do leilão.
2. Na execução de ofertas, a determinação da quantidade negociada por cada agente é determinada tendo em atenção o preço de equilíbrio do leilão, a quantidade máxima executável, respeitando-se uma prioridade de colocação nos seguintes termos:
 - a) São primeiramente executadas as ordens de acordo com uma prioridade-preço, i.e., na venda, são colocadas por ordem crescente de preço as ordens cujo preço é inferior ou igual ao preço de equilíbrio do leilão; na compra, são colocadas por ordem decrescente de preço as ordens cujo preço é superior ou igual ao preço de equilíbrio do leilão.
 - b) Nas situações em que existam ordens de compra ou venda com o mesmo valor de preço, é aplicada uma prioridade-tempo, que determina que sejam executadas, num mesmo valor de preço, as ofertas por ordem cronológica crescente. Para este efeito, vigora a indicação de tempo constante para cada ordem no livro de ofertas central gerido pelo operador de mercado.

O preço de referência é determinado, de acordo com o artigo 55.º do Regulamento de Negociação, desenvolvido na Circular OMIP 01/2009, Preço de Referência de Negociação, de 2 de Março de 2009, vigorando primeiramente o preço da última operação efectuada em mercado (número 1), mas permitindo-se ao operador de mercado uma actuação excepcional (número 2) caso este venha a considerar que o preço assim determinado possa não ser representativo da situação do mercado.

Apesar de se ter vindo a verificar alguma tendência de aumento da negociação em contínuo e, sobretudo, do registo de operações em OTC, a realização de leilões com quantidades de aquisição obrigatória para os distribuidores espanhóis e do comercializador de último recurso português continua a ser sustentáculo da liquidez do mercado a prazo. Este objectivo de incentivar a liquidez do mercado a prazo foi algo assumido no contexto dos acordos políticos de criação e desenvolvimento do próprio MIBEL, no sentido de conferir ao mercado profundidade na formação de preço da energia a futuro.

A Figura 5.1-1 apresenta a evolução da energia em liquidação decorrente das aquisições em leilão OMIP obrigatório para os distribuidores espanhóis e para o CUR português, sendo possível observar uma redução das quantidades globais adquiridas a partir do quarto trimestre de 2008, e uma maior preponderância dos contratos mensais até essa altura. Deve ter-se em conta que o desaparecimento das tarifas integrais de alta tensão no mercado eléctrico espanhol (Real Decreto 871/2007), a partir de 1 de Julho de 2008, provocou uma diminuição, a partir do segundo semestre de 2008 (Portaria ITC/1934/2008), dos volumes obrigatórios de compra dos distribuidores espanhóis no mercado de futuros gerido pelo OMIP.

**Figura 5.1-1 Evolução das aquisições em leilão OMIP por maturidade
Energia em liquidação**



Fonte: OMIP

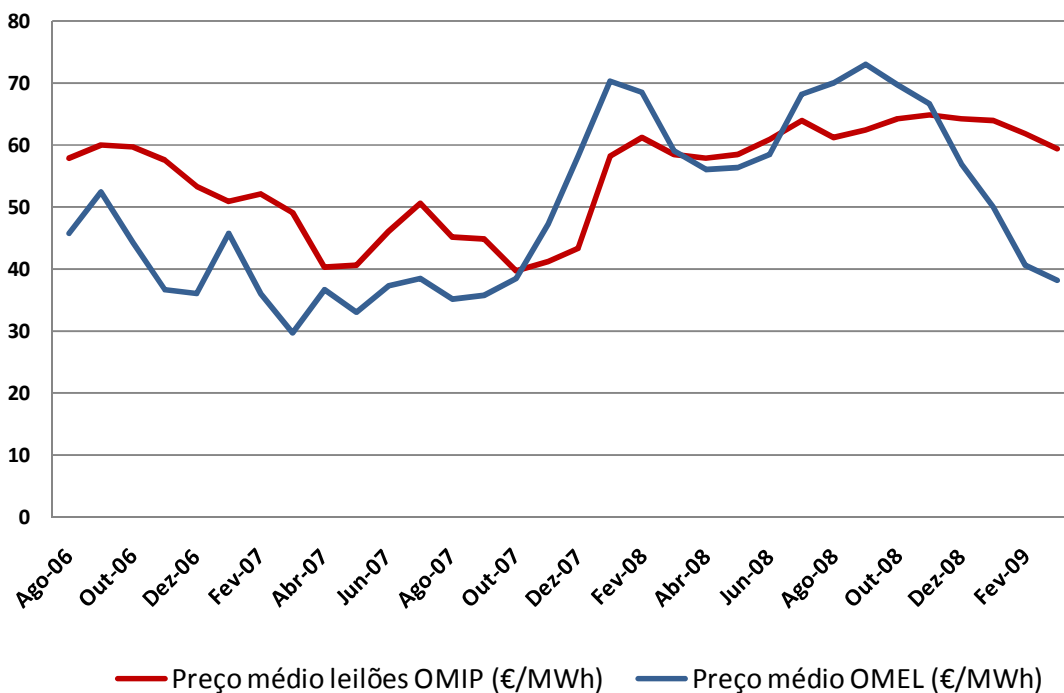
A Figura 5.1-2 apresenta o preço médio mensualizado⁶⁸ de aquisição obrigatória para os distribuidores espanhóis e o CUR português nos leilões do OMIP, para todos os contratos licitados, bem como o preço

⁶⁸ O preço médio mensualizado das aquisições obrigatórias nos leilões OMIP corresponde a afectar a cada contrato o respectivo preço de fecho do leilão e o volume contratado de energia, como ponderador do preço final apurado. Por exemplo, para o mês de Janeiro de 2009, consideram-se as compras do contrato FTB M Jan-09, o proporcional

médio equivalente no OMEL. Notam-se diferenças entre o custo médio para a aquisição obrigatória de energia dos distribuidores no mercado de futuros do MIBEL e o custo médio para adquirir estes contratos no OMEL. Em concreto:

- Até Outubro de 2007, os custos para a aquisição obrigatória de energia dos distribuidores espanhóis e do CUR português no mercado de futuros do MIBEL foram superiores aos custos no OMEL, pelo que se pode concluir existirem margens negativas de contratação a prazo face à contratação à vista.
- Entre Outubro de 2007 e Outubro de 2008, registou-se uma alternância entre períodos com custos superiores/inferiores do OMIP face ao OMEL ainda que os custos de aquisição superiores no OMIP apresentem uma magnitude menor relativamente à situação inversa, pelo que se pode concluir pela existência de margens positivas entre a contratação a prazo face à contratação à vista.
- A partir de Outubro de 2008, registam-se de novo custos superiores no OMIP.

Figura 5.1-2 Evolução do preço médio mensal em leilão no OMIP e no mercado spot (OMEL)



Fonte: OMIP e OMEL

do contrato trimestral FTB Q1-09 (apurado pelo produto do volume pelo rácio entre o nominal de Janeiro e o nominal do primeiro trimestre de 2009) e o proporcional do contrato anual FTB YR-09 (apurado pelo produto do volume pelo rácio entre o nominal de Janeiro e o nominal do ano de 2009).-

5.2 MECANISMO DE CEDÊNCIA DE CAPACIDADE (VPP)

Na Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Badajoz nos dias 24 e 25 de Novembro de 2006, foi acordado “(...) *organizar de forma concertada e até final de 2007, leilões virtuais de capacidade de âmbito ibérico*”.

Em 8 de Março de 2007, foi assinado em Lisboa pelos respectivos Ministros de Espanha e de Portugal o “*Plano de compatibilização regulatória entre Espanha e Portugal no sector energético*”, que tem por objectivo, entre outros, reduzir o poder do mercado através da realização de leilões de capacidade virtual, com as seguintes características gerais: (i) devem ter início antes de Julho de 2007; (ii) a capacidade a colocar nos leilões virtuais deverá ser proporcional ao peso relativo de cada sistema no âmbito global do MIBEL (80% Espanha e 20% Portugal); (iii) impossibilidade de acesso dos operadores dominantes aos leilões de capacidade virtual como entidades compradoras; e (iv) as quantidades a libertar em leilões de capacidade virtual deverão ser aumentadas progressivamente, tendo em consideração a experiência e resultados de leilão anteriores.

Em 18 de Janeiro de 2008 foi assinada em Braga a Convenção que altera o Acordo Internacional de Santiago de Compostela, de 1 de Outubro de 2004, e define, entre outras matérias, que as Partes estabelecerão, anualmente, as quantidades a oferecer em cada sistema, indicando as datas em que serão postas à disposição, repartidas em contratos trimestrais, semestrais ou anuais, e que será possível estabelecer limitações à participação dos operadores dominantes nos leilões de capacidade virtual.

5.2.1 ESPANHA

5.2.1.1 QUADRO NORMATIVO DE APLICAÇÃO

Na regulamentação do mercado eléctrico espanhol, os leilões virtuais de capacidade são denominados emissões primárias de energia eléctrica. A décima sexta disposição adicional da Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, com a redacção que lhe foi dada pelo Real Decreto-Lei 5/2005 e pelo Real Decreto-Lei 7/2006, determina:

“O Governo poderá estabelecer por via regulamentar mecanismos de mercado que fomentem a contratação a prazo de energia eléctrica. Esses mecanismos adoptarão a forma de emissão primária de uma quantidade de energia eléctrica equivalente a uma determinada potência, nas condições e durante o período de tempo especificados na emissão.

Esta emissão primária de energia será realizada pelos produtores de energia eléctrica com estatuto de operadores dominantes no sector eléctrico.

O Governo regulamentará as condições e o procedimento de funcionamento e participação nesta emissão primária de energia eléctrica, que deverá ser pública, transparente e não discriminatória.”

Em 30 de Dezembro de 2006, foi publicado no BOE o Real Decreto 1634/2006, de 29 de Dezembro, que fixa a tarifa eléctrica a partir de 1 de Janeiro de 2007. Na sua vigésima disposição adicional define um calendário para a realização de cinco leilões de emissões primárias de energia eléctrica, no período compreendido entre Junho de 2007 e Junho de 2008. A Resolução da Secretaria-Geral da Energia, de 19 de Abril de 2007, regula as emissões primárias de energia eléctrica previstas na vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006 e define as características e regras principais dessas emissões.

Tabela 5.1 Leilões de emissões primárias de energia no quadro do Real Decreto 1634/2006

	Potencia a leiloar (MWq)	Início do período entrega
1º Leilão	850	1 Julho 2007
2º Leilão	1.250	1 Outubro 2007
3º Leilão	2.700	1 Janeiro 2008
4º Leilão	2.450	1 Abril 2008
5º Leilão	2.150	1 Julho 2008
Total Leilões	9.400	

Fonte: Vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006

Em 20 de Março de 2008, foi publicado no BOE o Real Decreto 324/2008, de 29 de Fevereiro, que define as condições e o procedimento de funcionamento e participação nas emissões primárias de energia eléctrica. O referido Real Decreto, na sua disposição adicional única, amplia o programa de emissões primárias de energia eléctrica consagrado na vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006 e contempla a realização de dois leilões adicionais, o sexto e o sétimo leilões, com início do período de entrega da energia em 1 de Outubro de 2008 e 1 de Abril de 2009, respectivamente. O Real Decreto 324/2008 foi implementado através da Resolução da Secretaria-Geral da Energia, de 13 de Maio de 2008, publicada no BOE de 28 de Maio de 2008, que regulamenta as emissões primárias de energia eléctrica previstas na disposição adicional única do Real Decreto 324/2008, de 29 de Fevereiro.

Tabela 5.2 Leilões de emissões primárias de energia no quadro do Real Decreto 324/2008 e da Resolução da SGE, de 13 de Maio de 2008

Leilão	Real Decreto 324/2008		Resol. SGE 13 Maio 2008		Início período de entrega
	Potência máxima a leiloar (MWs)	Potência máxima a leiloar (MWq)	Potência a leiloar (MWs)	Potência a leiloar (MWq)	
Leilão nº 6	3.350	6.700	2.230	4.460	1 Outubro 2008
Leilão nº 7	3.550	7.100	2.230	4.460	1 Abril 2009
Total Leilões	6.900	13.800	4.460	8.920	

Fonte: Disposição adicional única do Real Decreto 324/2008 e Resolução SGE, de 13 de Maio de 2008

5.2.1.2 OBJECTIVOS DAS EMISSÕES PRIMÁRIAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Na exposição de motivos da Resolução da Secretaria-Geral de Energia, de 19 de Abril de 2007, estabelece-se que as emissões primárias de energia eléctrica perseguem dois objectivos: (i) reforçar a concorrência no mercado eléctrico, através da redução, na prática, da capacidade de produção dos operadores dominantes, e favorecer a entrada de novos operadores, mesmo que não disponham de capacidade instalada, bem como (ii) desenvolver o mercado a prazo de âmbito ibérico, visto que as empresas participantes nos leilões pelo lado da procura terão um incentivo para cobrir os riscos associados à aquisição das opções através dos diferentes mecanismos disponíveis.

De igual modo, na exposição de motivos do Real Decreto 324/2008, de 29 de Fevereiro, que define as condições e o procedimento de funcionamento e participação nas emissões primárias de energia eléctrica, afirma-se que “*as emissões primárias de energia, como medida de fomento da contratação a prazo, têm por objectivo último reduzir o poder de mercado dos operadores como condição necessária para uma concorrência efectiva*”.

5.2.1.3 CARACTERÍSTICAS DAS EMISSÕES PRIMÁRIAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os instrumentos dos leilões de emissões primárias de energia eléctrica são opções de compra de energia até uma potência horária determinada e podem ser exercidos ao longo de um período de entrega ou exercício predefinido⁶⁹. As opções são atribuídas através de um leilão informático, no qual, por um preço que aumenta em múltiplas rondas, se licitam dois grupos de produtos (carga base e carga de ponta) com períodos de entrega distintos. A distribuição desses produtos pelos diferentes períodos de entrega é o resultado das licitações realizadas pelos participantes no leilão.

⁶⁹ As opções de compra de energia conferem ao seu titular o direito de adquirir a energia (subjacente ao contrato de opção) numa data futura, por um preço conhecido antes da realização do leilão (preço de exercício). A aquisição deste direito (de adquirir energia eléctrica a um determinado preço num período de tempo futuro) tem um valor, que é o preço da opção, resultante do leilão (também costuma ser denominado *prémio da opção*).

O preço de exercício de cada grupo de produtos (carga base e carga de ponta) é definido previamente, antes da realização de cada leilão, por resolução da Direcção-Geral de Política Energética e Minas, que fixa o preço de saída de cada grupo de produtos em cada leilão, aprova o contrato-quadro, as regras do leilão e a metodologia (confidencial) do aumento de preços entre rondas. Por resolução da Secretaria-Geral da Energia, são definidos outros aspectos do leilão, como a repartição do volume a leiloar por grupo de produto (carga base e carga de ponta), a ordem de preços de exercício, a metodologia⁷⁰ (confidencial) para o cálculo dos preços de saída, o preço de reserva (confidencial) dos produtos leiloados ou a data de realização do leilão.

O prémio da opção, de cada grupo de produtos e para cada período de entrega, é o preço de equilíbrio do leilão.

O número cinco da vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006 e o artigo 3.º do Real Decreto 324/2008 definem que os operadores dominantes Endesa e Iberdrola são obrigados a participar (em partes iguais) como vendedores nos leilões de emissões primárias de energia. Por outro lado, podem participar como compradores todos os sujeitos que cumpram as condições de garantias e os requisitos formais definidos para cada leilão, com excepção dos pertencentes aos grupos empresariais considerados em cada momento, por resolução da CNE, operadores principais⁷¹ (no caso dos cinco primeiros leilões: número 5 da vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006) e operadores dominantes (no caso do sexto e sétimo leilões: artigo 6.º do Real Decreto 324/2008).

De acordo com o Real Decreto 1634/2006 (número 8 da vigésima disposição adicional) e com o Real Decreto 324/2008 (artigo 7.º), compete à CNE supervisionar⁷² que o procedimento de leilão decorre de forma competitiva, transparente e em conformidade com o quadro normativo vigente, e elaborar um relatório, após cada leilão, sobre o seu desenrolar e potenciais medidas de melhoramento, que será remetido à Secretaria-Geral da Energia.

Verificaram-se algumas diferenças entre os leilões previstos na vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006 e os definidos na disposição adicional única do Real Decreto 324/2008:

- Período de entrega dos produtos: nos cinco primeiros leilões de energia primária (Real Decreto 1634/2006) foram leiloados dois grupos de produtos (carga base e carga de ponta), com períodos

⁷⁰ Abaixo do qual os vendedores não serão obrigados a vender.

⁷¹ O artigo 18.º do Real Decreto-Lei 5/2005, de 11 de Março, altera o artigo 34.º do Real Decreto-Lei 6/2000, de 23 de Junho, de Medidas Urgentes de Reforço da Concorrência nos Mercados de Bens e Serviços, dedicado à definição de operador principal como sendo aquele que detém uma das cinco maiores quotas do mercado ou do sector, entre outros, da produção e fornecimento de energia eléctrica no âmbito do MIBEL.

⁷² A partir do sexto leilão, o Real Decreto 324/2008 determina que a competência de supervisão da CNE será realizada sem prejuízo dos poderes da Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV), e que os dois organismos devem instituir os mecanismos de cooperação necessários para o exercício das correspondentes funções.

de entrega trimestral, semestral e anual⁷³. Nas sexta e sétima emissões primárias de energia (Real Decreto 324/2008), foram licitados dois grupos de produtos (carga base e carga de ponta), mas com períodos de entrega semestral e anual⁷⁴ (foi excluído explicitamente o leilão do produto trimestral carga de ponta e carga base).

- Liquidação do produto: por entrega física, com nomeação antes da realização do mercado diário, nos cinco primeiros leilões, e por liquidação financeira (automática⁷⁵), por diferenças entre o preço de exercício e o preço do mercado diário, nos sexto e sétimo leilões.
- Nominal dos contratos: o nominal dos contratos foi aumentado de 2 MW para 10 MW, entre os cinco primeiros leilões e os sexto e sétimo leilões.
- Participantes no leilão: nos primeiros cinco leilões foram obrigatoriamente agentes de mercado, ao passo que nos sexto e sétimo leilões não foi necessária esta condição.
- Definição do produto carga de ponta: nos cinco primeiros leilões, o produto carga de ponta foi definido como opções diárias exercíveis entre as 8:00 horas e as 24:00 horas de todos os dias, excepto sábados, domingos e feriados nacionais não substituíveis. Nos sexto e sétimo leilões, o horário de exercício das opções de carga de ponta foi reduzido para o período entre as 8:00 horas e as 20:00 horas de todos os dias, excepto sábados, domingos e feriados nacionais não substituíveis.
- Designação da(s) entidade(s) gestora(s) do leilão: nos cinco primeiros leilões, as entidades gestoras⁷⁶ foram designadas pelos licitadores (Endesa e Iberdrola), ao passo que, nos sexto e sétimo leilões, a designação da entidade gestora⁷⁷ coube à CNE, através do procedimento previsto na legislação de contratos do sector público, de acordo com o disposto no artigo 9.º do Real Decreto 324/2008, que define as condições e os procedimentos de funcionamento e participação nas emissões primárias de energia eléctrica.
- Proposta de suspensão do leilão dirigida à Secretaria-Geral da Energia: nas cinco primeiras emissões primárias de energia, a proposta de suspensão do leilão cabia à respectiva entidade gestora, nos sexto e sétimo leilões esta função foi cometida à CNE.

⁷³ Unidade de medida da potência a leiloar: megawatt trimestral equivalente (MWq), que se define como quatro vezes a potência leiloada no ano, mais duas vezes a potência leiloada no semestre, mais uma vez a potência leiloada do trimestre.

⁷⁴ Unidade de medida da potência a leiloar: megawatt semestral equivalente (MWs), que se define como duas vezes a potência leiloada no ano, mais uma vez a potência leiloada do semestre.

⁷⁵ Cabe à Endesa e à Iberdrola realizar a compensação automática das opções, tal como disposto no Contrato-Quadro dos leilões.

⁷⁶ Deloitte, como administrador do leilão, e IBM Global Services España, como organizador do leilão.

⁷⁷ MEFF Euroservices, em colaboração com a IBM Global Services España, como entidade gestora do leilão.

Merece ainda referência o aumento que o volume a leiloar registou entre o primeiro calendário de leilões (cinco primeiros) e o segundo (sexto e sétimo leilões). Do quinto para o sexto leilão, o volume máximo a leiloar aumentou 100,5%, cumprindo-se deste modo o disposto no número 3.3 do “Plano de compatibilização regulatória entre Espanha e Portugal no sector energético”, de Março de 2007: “*As quantidades a libertar em leilões de capacidade virtual deverão ser aumentadas progressivamente tendo em consideração a experiência e resultados de leilão anteriores*”.

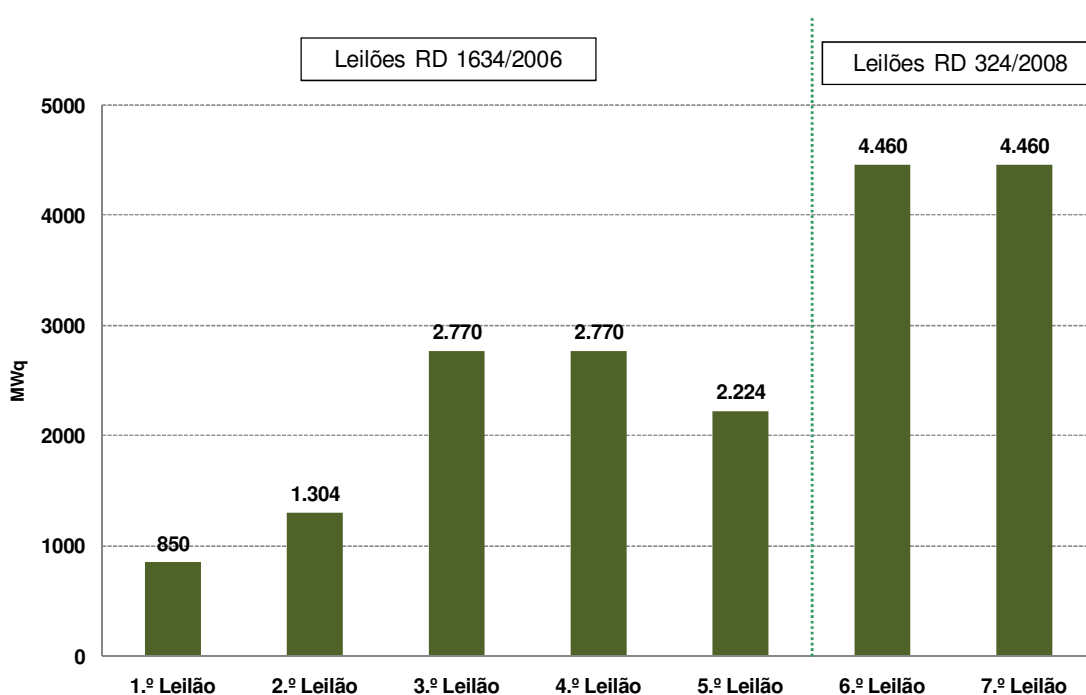
Por último, ao contrário dos leilões VPP portugueses (artigo 9.º da Portaria 57/2008), os leilões de emissões primárias de energia eléctrica realizados em Espanha não contemplam a possibilidade de instituir um mecanismo de reconhecimento dos custos incorridos pelos vendedores nesses leilões.

5.2.1.4 RESULTADOS DAS EMISSÕES PRIMÁRIAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Em 2007, foram realizados três leilões de emissões primárias de energia, designadamente nos dias 13 de Junho, 13 de Setembro e 11 de Dezembro de 2007. Em 2008, foram realizados mais três leilões, em 11 de Março, 10 de Junho e 23 de Setembro. Em 24 de Março de 2009, foi realizado o sétimo leilão VPP.

A Figura 5.2-1 apresenta a potência em licitação em cada um dos cinco leilões realizados, expressa como megawatt trimestral equivalente (MWq).

Figura 5.2-1 Potência objecto de leilão (MWq) nos leilões VPP



Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

No conjunto dos cinco leilões previstos na vigésima disposição adicional do Real Decreto 1634/2006, a potência total colocada à disposição dos sujeitos compradores ascendeu a 9 390 MWq, o que representa 99,9% da potência prevista nesse Real Decreto (9 400 MWq). Os terceiro e quarto leilões registaram os maiores volumes licitados, com uma potência total de 2 770 MWq em cada um.

O volume de potência a licitar aumentou significativamente nos sexto e sétimo leilões, cerca de 100,5% relativamente à potência leiloadada na quinta emissão primária de energia, ascendendo a 4 460 MWq.

Os volumes leiloados através das emissões primárias de energia, realizadas até à data, representaram a cessão entre 0,8% e 5% (ver Quadro 10.2.3) da potência instalada dos licitadores (Endesa e Iberdrola)⁷⁸, dependendo do período de entrega dos produtos leiloados que se considere. A maior cedência de energia ocorreu no quarto trimestre de 2008 (2 550 MW) (ver Figura 10.2.2), por nele coincidirem a entrega dos produtos anuais adjudicados nos terceiro e quarto leilões e a entrega dos produtos semestrais e anuais adjudicados nos quinto e sexto leilões.

A Tabela 5.3 apresenta por período de entrega, a percentagem de potência instalada cedida pelos licitadores através das emissões primárias de energia. Considerou-se para o cálculo, em cada período

⁷⁸ Potência instalada em Espanha, no caso da Iberdrola, e potência instalada na Península Ibérica, no caso da Endesa (não foi disponibilizada informação desagregada entre Espanha e Portugal).

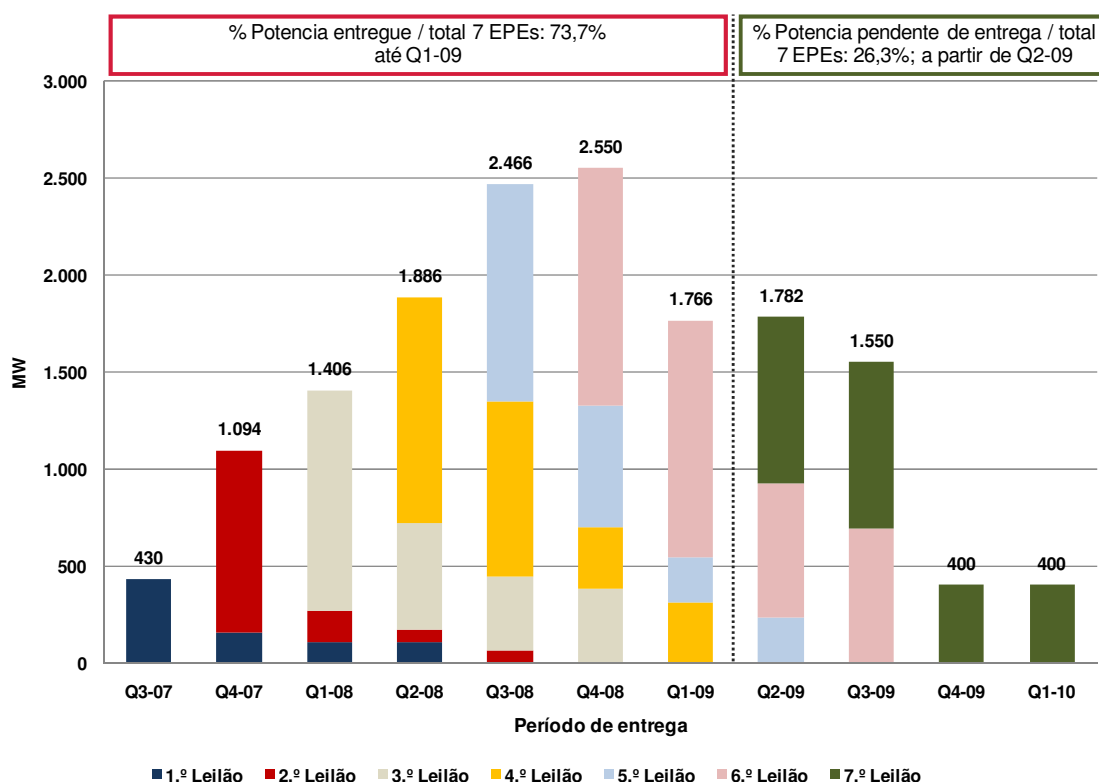
de entrega, a potência instalada de cada um dos vendedores nesse período, de acordo com a informação facultada nos seus relatórios de resultados trimestrais, à exceção dos cálculos realizados para os períodos de entrega de 2009 e do primeiro trimestre de 2010, para os quais se utilizou a potência instalada dos licitadores no final de 2008 (último dado disponível).

Tabela 5.3 Potência cedida aos compradores relativamente à potência instalada dos licitadores em leilões VPP

Potencia adjudicada / potencia instalada das empresas ofertantes			
Período de entrega	TOTAL	Endesa	Iberdrola
Q3-07	0,9%	0,9%	0,8%
Q4-07	2,1%	2,3%	2,0%
Q1-08	2,8%	2,9%	2,7%
Q2-08	3,8%	4,0%	3,6%
Q3-08	4,9%	5,1%	4,7%
Q4-08	5,0%	5,3%	4,8%
Q1-09	3,5%	3,6%	3,3%
Q2-09	3,5%	3,7%	3,4%
Q3-09	3,1%	3,2%	2,9%
Q4-09	0,8%	0,8%	0,8%
Q1-10	0,8%	0,8%	0,8%

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão e pelos vendedores

Figura 5.2-2 Potência cedida aos compradores através dos leilões de emissões primárias de energia, por período de entrega



Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

De acordo com o número 3.3 do “Plano de compatibilização regulatória entre Espanha e Portugal no sector energético”, a capacidade a colocar nos leilões de capacidade virtual deverá ser proporcional ao peso relativo de cada sistema no MIBEL. No caso espanhol, a capacidade leiloadada através das emissões primárias de energia deve representar 80% do total da potência leiloadada no MIBEL. A potência adjudicada através dos quatro leilões de capacidade virtual realizados em Portugal ascendeu a 2 050 MW (95,8% do total leiloadado: 2 140 MW), a qual, adicionada à potência adjudicada no conjunto das sete emissões primárias de energia realizadas em Espanha (15 730 MW) perfaz um total de potência adjudicada no âmbito do MIBEL de 17 780 MW. A potência cedida através dos leilões de emissões primárias de energia espanhóis, realizados até à data, representa 88% do total da potência adjudicada no MIBEL através de leilões de capacidade virtual.

A Tabela 5.4 apresenta os resultados de cada um dos cinco leilões previstos no Real Decreto 1634/2006, a nível de potência leiloadada, potência adjudicada e percentagem de potência adjudicada relativamente à potência leiloadada, de forma global e para cada grupo de produtos (carga base e carga de ponta), bem como o número de rondas de cada leilão. A Tabela 5.5 apresenta, para cada produto, os preços resultantes de cada um dos cinco leilões (prémio de opção), o preço de exercício e o preço total

da energia leiloadada (prémio de opção mais preço de exercício). A Tabela 5.6 e a Tabela 5.7 facultam o mesmo tipo de informação para os sexto e sétimo leilões VPP.

DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL

Tabela 5.4 Potência leiloadada e adjudicada nos cinco leilões referidos no Real Decreto 1634/2006, por produto

	1º leilão			2º leilão			3º leilão			4º leilão			5º leilão		
	13/06/2007			13/09/2007			11/12/2007			11/03/2008			10/06/2008		
	Total	Base	Ponta	Total	Base	Ponta	Total	Base	Ponta	Total	Base	Ponta	Total	Base	Ponta
Rondas	7	7	2	6	6	5	4	4	4	10	10	6	14	14	7
Potencia leiloadada (MWq)	850	600	250	1304	1104	200	2770	2570	200	2770	2570	200	2224	2000	224
Potencia adjudicada (MWq)	796	550	246	1234	1054	180	2450	2290	160	2696	2536	160	2214	1994	220
% pot. adjudicada/ pot. leiloadada	93,6%	91,7%	98,4%	94,6%	95,5%	90,0%	88,4%	89,1%	80,0%	97,3%	98,7%	80,0%	99,6%	99,7%	98,2%

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

Tabela 5.5 Prémio da opção, preço de exercício e preço total da energia (prémio da opção mais preço de exercício) dos cinco leilões do Real Decreto 1634/2006, por produto

	Produto Base														
	1º Leilão			2º Leilão			3º Leilão			4º Leilão			5º Leilão		
	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual
Prémio da opção (€/MW/mes)	20.000	20.115	21.883	11.840	16.022	17.627	12.832	10.023	9.485	17.000	17.699	17.961	19.000	19.540	20.178
Prémio da opção (€/MWh)	27,17	27,33	29,89	16,08	21,88	24,08	17,63	13,77	12,96	23,35	24,18	24,60	3,00	26,55	27,64
Preço de exercício (€/MWh)	17,00	17,00	17,00	22,00	22,00	22,00	38,00	38,00	38,00	36,00	36,00	36,00	39,00	39,00	39,00
Prémio + Preço exerc.(€/MWh)	44,17	44,33	46,89	38,08	43,88	46,08	55,63	51,77	50,96	59,35	60,18	60,60	42,00	65,55	66,64
	Produto Ponta														
	1º Leilão			2º Leilão			3º Leilão			4º Leilão			5º Leilão		
	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual	Trim.	Sem.	Anual
Prémio da opção (€/MW/mes)	2.310	2.087	2.867	1.001	2.731	3.642	2.151	1.745	1.665	3.400	3.666	4.004	6.100	6.438	6.853
Prémio da opção (€/MWh)	6,77	6,21	8,50	3,03	8,13	10,75	6,40	5,15	4,88	9,96	10,66	11,92	5,00	18,72	20,16
Preço de exercício (€/MWh)	52,00	52,00	52,00	51,00	51,00	51,00	65,00	65,00	65,00	63,00	63,00	63,00	55,00	55,00	55,00
Prémio + Preço exerc.(€/MWh)	58,77	58,21	60,50	54,03	59,13	61,75	71,40	70,15	69,88	72,96	73,66	74,92	60,00	73,72	75,16

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

Tabela 5.6 Potência leiloadada e adjudicada nos dois leilões referidos no Real Decreto 324/2008, por produto

	6º leilão			7º leilão		
	23/09/2008			24/03/2009		
	Total	Base	Ponta	Total	Base	Ponta
Rondas	11	11	7	9	9	4
Potencia leiloadada (MWq)	2230	1700	530	2230	1700	530
Potencia adjudicada (MWq)	1910	1660	250	1260	760	500
% pot. adjudicada/ pot. leiloadada	85,7%	97,6%	47,2%	56,5%	44,7%	94,3%

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

Tabela 5.7 Prémio da opção, preço de exercício e preço total da energia (prémio da opção mais preço de exercício) dos dois leilões do Real Decreto 324/2008, por produto

	6º Leilão				7º Leilão			
	Prod. Base		Prod. Ponta		Prod. Base		Prod. Ponta	
	Trim.	Sem.	Trim.	Sem.	Trim.	Sem.	Trim.	Sem.
Prémio da opção (€/MW/mes)	21.850	18.951	5.274	4.435	10.217	12.062	2.740	3.455
Prémio da opção (€/MWh)	30,01	25,96	20,76	17,32	13,96	16,52	10,62	13,55
Preço de exercício (€/MWh)	42,00	42,00	60,00	60,00	22,00	22,00	29,00	29,00
Prémio + Preço exerc.(€/MWh)	72,01	67,96	80,76	77,32	35,96	38,52	39,62	42,55

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

No total do quinto e o sexto leilões, o volume de carga base leiloadada registou um aumento de 70%, enquanto o aumento do volume de produtos de ponta leiloadada se situou em 373% no conjunto dos dois leilões.

A Tabela 5.8 apresenta as horas de exercício óptimo das opções adjudicadas em cada um dos seis primeiros leilões realizados. O período de entrega das opções adjudicadas na sétima emissão primária de energia teve início em 1 de Abril de 2009.

Tabela 5.8 Horas de exercício óptimo das opções adjudicadas nos primeiros seis leilões de emissões primárias de energia

	Preço de exercício (€/MWh)	Nº Horas óptimas	Horas de exercício óptimo sobre horas do período (%)	Total horas período
OPÇÕES DO PRIMEIRO LEILÃO VPP REALIZADO A 13/06/07 PERÍODO 01/07/07-30/06/08 (*)				
BASE	17	8.781	99,97%	8.784
PONTA	52	2.616	64,37%	4.064
OPÇÕES DO SEGUNDO LEILÃO VPP REALIZADO A 13/09/07 PERÍODO 01/10/07-30/09/08 (*)				
BASE	22	8.762	99,75%	8.784
PONTA	51	3.593	88,06%	4.080
OPÇÕES DO TERCEIRO LEILÃO VPP REALIZADO A 11/12/07 PERÍODO 01/01/08-31/12/08 (*)				
BASE	38	8.666	98,66%	8.784
PONTA	65	2.662	64,74%	4.112
OPÇÕES DO QUARTO LEILÃO VPP REALIZADO A 11/03/08 PERÍODO 01/04/08-31/03/09 (*)				
BASE	36	8.154	93,08%	8.760
PONTA	63	2.225	60,99%	3.648
OPÇÕES DO QUINTO LEILÃO VPP REALIZADO A 10/06/08 PERÍODO 01/07/08-31/03/09				
BASE	39	5.567	84,66%	6.576
PONTA	55	2.219	72,61%	3.056
OPÇÕES DO SEXTO LEILÃO VPP REALIZADO A 23/09/08 PERÍODO 01/10/08-31/01/09				
BASE	42	3046	69,73%	4.368
PONTA	60	729	48,60%	1.500

(*) Período de entrega já finalizado.

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pela entidade gestora do leilão

Por grupo de produtos (carga base e carga de ponta), as opções de base adjudicadas nos primeiro e segundo leilões registaram as percentagens mais elevadas de horas de exercício óptimo, com 99,97% e 99,75%, respectivamente, do total de horas do período de entrega. Em contrapartida, a menor percentagem de horas de exercício óptimo das opções de carga base adjudicadas corresponde àquela que, de momento⁷⁹, registam as opções adjudicadas no sexto leilão, 69,73% do total das horas do período de entrega analisado (entre 1 de Outubro de 2008 e 31 de Março de 2009). Nas opções da carga de ponta, a maior percentagem de horas de exercício óptimo registou-se para as opções

⁷⁹ O período de entrega das opções adjudicadas no sexto leilão ainda não terminou (1 de Outubro de 2008 a 30 de Setembro de 2009).

adjudicadas no segundo leilão (com período de entrega entre 1 de Outubro de 2007 e 30 de Setembro de 2008, com 88,06% das horas do período de entrega. Em contrapartida, a menor percentagem de horas de exercício óptimo corresponde àquela que, de momento, registam as opções de carga de ponta adjudicadas no sexto leilão, 48,60% do total das horas do período de entrega analisado (entre 1 de Outubro de 2008 e 31 de Março de 2009).

Ao contrário das opções adjudicadas nos primeiros cinco leilões, cujas horas de exercício reais dependem das horas em que os agentes decidiram exercer as suas opções⁸⁰, para as opções adjudicadas no sexto leilão, dado que o seu exercício se efectua mediante liquidação automática das diferenças, o número de horas de exercício óptimo coincide com o número real das horas em que foram exercidas essas opções.

5.2.2 PORTUGAL

5.2.2.1 ENQUADRAMENTO LEGAL

O enquadramento legal existente em Portugal a respeito da realização de leilões de libertação de capacidade de produção nasce, em grande parte, do estabelecido no Plano de Compatibilização Regulatória para o sector energético, assinado entre os Governos de Espanha e de Portugal a 8 de Março de 2007. Este documento veio determinar, com algum detalhe, as condições em que se procederia a libertação de capacidade de produção, expressando os valores acordados e os prazos a considerar para o ano de 2007, definindo também que a partir de Julho de 2008 a realização dos leilões virtuais de capacidade de produção poderia constituir uma atribuição do Operador de Mercado Ibérico (OMI), uma vez este formalmente constituído.

Posteriormente, com a publicação do Decreto-lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, foram introduzidas alterações ao disposto no Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, no sentido de expressamente atribuir à entidade concessionária da RNT, ou outra entidade que a substitua, a gestão da energia produzida nas centrais com Contrato de Aquisição de Energia (CAE) em vigor. Para além da atribuição da gestão das mencionadas centrais, o diploma legal expressamente determina que aquela entidade deverá promover a “venda de energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica”. Ainda nos termos do enquadramento legal estabelecido com a aprovação do Decreto-lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, a aprovação das regras de licitação da capacidade colocada em leilão é competência do membro do Governo responsável pela área da energia.

⁸⁰ O exercício das opções realiza-se por entrega física da energia, devendo os agentes efectuar a sua nomeação antes da realização do mercado diário.

Deste enquadramento geral ficou, assim, estabelecido que, para os leilões de libertação de capacidade a realizar em 2007, seria libertada capacidade das duas centrais com CAE em vigor, que correspondem à central a carvão do Pego (Tejo Energia) e à central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (TURBOGÁS). A entidade concessionária da RNT, enquanto primeira responsável pela venda de energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenhem em vigor, atribuiu a uma sociedade por si detida a 100% - a REN Trading - a operacionalização da gestão da energia proveniente dos CAE não cessados, onde se inclui a realização dos leilões virtuais de capacidade de produção de energia eléctrica. Esta entidade, por sua vez, atribuiu ao OMIP e à OMIClear, respectivamente, a definição das regras de leilão, seu acompanhamento e implementação e a compensação financeira das operações realizadas.

A publicação da portaria n.º 57/2008, de 11 de Janeiro, veio a definir, a partir do terceiro leilão de libertação de capacidade realizado a 16 de Janeiro de 2008, a libertação de capacidade de centrais detidas pela EDP, em parte igual à libertação de capacidade por parte da REN Trading. Na peça regulamentar também foi prevista a definição das regras de leilão, o respectivo acompanhamento e implementação e a compensação financeira das operações realizadas como sendo responsabilidades do OMIP e OMICLEAR.

Nos termos do enquadramento legal, as entidades obrigadas a colocar capacidade nos referidos leilões – EDP e REN Trading – podem, se assim o entenderem, optar por efectuar a liquidação financeira da operação, não sendo obrigadas a despachar fisicamente os meios de produção que estão subjacentes ao desenho dos 3.º e 4.º leilões de libertação de capacidade.

O Despacho do Director-Geral de Energia e Geologia n.º 2838/2008, de 11 de Janeiro, veio detalhar as quantidades e o fraccionamento da capacidade colocada em leilão, bem como o tipo de carga a licitar (carga base). Do mesmo modo, são detalhados os períodos de entrega para os produtos subjacentes à realização dos 3.º e 4.º leilões de libertação de capacidade. Esta disposição legal veio determinar que as capacidades colocadas a leilão deveriam ser repartidas em partes iguais pela EDP e REN Trading.

5.2.2.2 OBJECTIVOS DOS LEILÕES DE LIBERTAÇÃO DE CAPACIDADE EM PORTUGAL

No essencial, os principais objectivos da realização dos leilões de libertação de capacidade de produção em Portugal decorrem do enquadramento que lhes foi conferido no âmbito do Plano de Compatibilização Regulatória, assinado entre Portugal e Espanha a 8 de Março de 2007. Neste enquadramento ficou estabelecido que a existência dos leilões de libertação de capacidade se destina, desde logo, a “fomentar o aparecimento de novos comercializadores no MIBEL”.

Do mesmo modo, o Plano de Compatibilização Regulatória definiu que a implementação dos leilões de libertação de capacidade deverá assentar em mecanismo a ser implementado em articulação com o

conceito de operador dominante, pelo que se pode concluir pela existência de um objectivo de actuação ao nível do desenho estrutural da produção de energia eléctrica, favorecendo a sua desconcentração.

Subsidiariamente, ao definir-se que o referido mecanismo de colocação de capacidade deveria assentar em princípios de licitação competitiva, poderá estabelecer-se que a definição dos leilões de libertação de capacidade poderá ter, ainda, como objectivo a afirmação de uma cultura de mercado de concorrência no sector eléctrico.

5.2.2.3 CARACTERÍSTICAS DOS LEILÕES DE LIBERTAÇÃO DE CAPACIDADE

No que respeita ao formato geral, os leilões de capacidade virtual configuram um mecanismo de mercado para aquisição de uma opção sobre a compra de energia eléctrica produzida nas centrais para as quais se define a libertação de capacidade. A aquisição desta opção faz-se a um preço marginal (prémio), que é pago pelos adquirentes de capacidade em leilão para todas as horas do período considerado e para cada um dos blocos individuais de 1 MW transaccionados, havendo um preço de exercício a ser pago no caso da execução da opção para cada um dos mencionados blocos de energia. Este preço de exercício tende a reflectir os custos variáveis da central que efectua a libertação de capacidade no âmbito do leilão de capacidade virtual.

Paralelamente, o formato dos leilões em regras que são previamente aceites pelo membro do Governo responsável pela área da energia, consagra, de igual modo as quantidades de capacidade de produção de energia eléctrica a serem colocadas a negociação para aquisição da opção de produção de energia eléctrica pelo comprador.

A negociação nos leilões VPP decorre de acordo com as regras que são previamente aprovadas pela entidade legalmente competente para o efeito e publicitadas pela entidade organizadora dos mesmos. Estas regras definem a modalidade de leilão em causa, tendo, para o caso dos leilões de capacidade virtual em Portugal sido seguida uma modalidade de preço uniforme (preço marginal) que se aplica a todos os participantes cujas ofertas são seleccionadas.

Para efeitos de operacionalização do leilão, o detentor dos direitos de capacidade a leiloar (REN Trading ou a EDP Produção) divulgam, previamente ao dia de realização do leilão, um preço de reserva para o mesmo, que estabelece o valor mínimo de licitação para os participantes. O leilão decorre com um máximo de dois momentos de licitação (rondas ou *rounds*), sendo que a segunda ronda de licitação não se realiza se a quantidade procurada for inferior à quantidade oferecida.

Após a primeira ronda e sempre que se realizar uma segunda fase de licitação, a todos os participantes é divulgado o preço marginal que se encontrou na primeira ronda, podendo cada agente efectuar até um máximo de 5 ofertas de preço (as quantidades não podem ser alteradas). O preço final do leilão

corresponde ao preço marginal da última ronda efectuada, sendo aplicado a todos os agentes com valores de capacidade adquiridos.

A OMIClear assume-se como a contraparte central da realização do leilão, bem assim como a câmara de compensação das operações fechadas em leilão, pelo que, para cada um dos meses que integram cada trimestre colocado a leilão, efectuará a facturação correspondente.

Em 2007 realizaram-se dois leilões (VPP1 e VPP2), em que se colocou capacidade da REN Trading, para os períodos de entrega correspondentes aos terceiro e quarto trimestres do respectivo ano, em carga base. A Tabela 5.9 apresenta o resumo das características do primeiro leilão de libertação de capacidade (VPP1) e a Tabela 5.10 apresenta o mesmo resumo para as características do segundo leilão de libertação de capacidade (VPP2), sendo observável que, neste último caso, não se colocou toda a capacidade disponível.

Tabela 5.9 Resumo do VPP 1

	VPP1
Data do leilão	26-06-2007
Período de entrega/Produto	Q3-2007
Tipo de produto	Carga base
Cedente de capacidade	REN Trading
Preço de exercício (€/MW)	24,00
Preço marginal de fecho (€/MW)	21,10
Preço total de exercício (€/MW)	45,1
Capacidade licitada (MW)	100
Capacidade colocada (MW)	100
N.º de horas	2 208
Energia equivalente colocada (MWh)	220 800

Fonte: OMIP e ERSE

Tabela 5.10 Resumo do VPP 2

	VPP2
Data do leilão	21-09-2007
Período de entrega/Produto	Q4-2007
Tipo de produto	Carga base
Cedente de capacidade	REN Trading
Preço de exercício (€/MW)	27,00
Preço marginal de fecho (€/MW)	19,01
Preço total de exercício (€/MW)	46,01
Capacidade licitada (MW)	140
Capacidade colocada (MW)	50
N.º de horas	2 209
Energia equivalente colocada (MWh)	110 450

Fonte: OMIP e ERSE

No ano de 2008, em que se colocou capacidade da REN Trading e da EDP Produção, em termos de calendarização e de periodicidade, ficou definido que a cedência de capacidade subjacente a cada um dos leilões VPP a realizar se faria para períodos trimestrais e mensais, sendo os leilões efectuados antes do início de cada um dos respectivos períodos de entrega. No que respeita aos leilões já realizados em Portugal, o primeiro (VPP 3) realizou-se a 16 de Janeiro de 2008 e respeitou ao segundo, terceiro e quarto trimestre do ano (produtos trimestrais) e ao mês de Fevereiro e Março do ano (produtos mensais), tendo o segundo (VPP 4) ocorrido a 7 de Março sendo também referente ao segundo e terceiro trimestre de 2008, com carácter incremental. Ambos os leilões respeitaram a colocação de potência em carga base.

A Tabela 5.11 apresenta as condições resumidas do terceiro leilão de libertação de capacidade realizado em Portugal (VPP 3, primeiro leilão de 2008) e a Tabela 5.12 o resumo do quarto leilão de libertação de capacidade (VPP 4, segundo leilão de 2008). Em ambos os leilões foi colocada toda a capacidade disponível para licitação.

Tabela 5.11 Resumo do VPP 3

Data do leilão	VPP3				
	16-01-2008				
Período de entrega/Produto	Fev.-2008	Mar.-2008	Q2-2008	Q3-2008	Q4-2008
Tipo de produto	Carga base				
Cedente de capacidade	50% EDP + 50% REN Trading				
Preço de exercício (€/MW)	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Preço marginal de fecho (€/MW)	12,69	5,89	1,05	4,78	2,85
Preço total de exercício (€/MW)	68,69	61,89	57,05	60,78	58,85
Capacidade licitada (MW)	300	300	300	300	300
Capacidade colocada (MW)	300	300	300	300	300
N.º de horas	696	743	2 184	2 208	2 209
Energia equivalente colocada (MWh)	208 800	222 900	655 200	662 400	662 700

Fonte: OMIP e ERSE

Tabela 5.12 Resumo do VPP 4

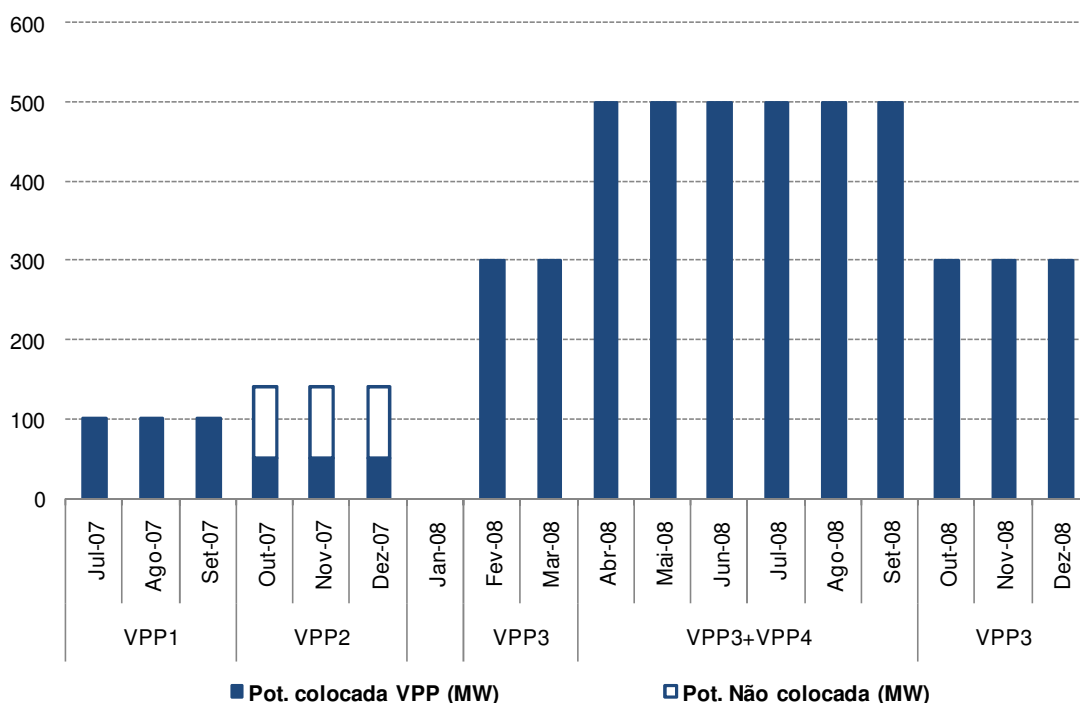
Data do leilão	VPP4	
	07-03-2008	
Período de entrega/Produto	Q2-2008	Q3-2008
Tipo de produto	Carga base	
Cedente de capacidade	50% EDP + 50% REN Trading	
Preço de exercício (€/MW)	56,00	56,00
Preço marginal de fecho (€/MW)	4,69	5,80
Preço total de exercício (€/MW)	60,69	61,80
Capacidade licitada (MW)	200	200
Capacidade colocada (MW)	200	200
N.º de horas	2 184	2 208
Energia equivalente colocada (MWh)	436 800	441 600

Fonte: OMIP e ERSE

5.2.2.4 RESULTADOS DOS LEILÕES DE LIBERTAÇÃO DE CAPACIDADE

Os resultados da realização de leilões de libertação de capacidade são observáveis, desde logo, na comparação entre os valores de capacidade disponibilizada para licitação e os valores de capacidade efectivamente adquirida pelos agentes. A colocação de capacidade reflecte o equilíbrio das expectativas dos agentes quanto a preços de energia em mercado e a formação do *pricing* no leilão. A Figura 5.2-3 apresenta a comparação dos valores de potência em leilão que foi colocada e de potência não colocada, sendo a soma das duas parcelas o total de potência a leiloar em cada produto e leilão. Esta figura permite observar que no VPP 2 apenas se colocaram 50 MW dos 140 MW postos a leilão, tendo os restantes leilões assegurado a colocação de toda a potência a disponibilizar.

Figura 5.2-3 Colocação de capacidade nos leilões VPP



Fonte: ERSE

As entidades que adquirem opções sobre a produção de energia eléctrica em leilões VPP podem, desde logo, optar por nomear ou não a capacidade adquirida. Para o efeito, sempre que nomeiam a capacidade adquirida em leilão, o encargo subjacente, conforme se referiu atrás, é apurado pelo produto entre o preço de exercício e a capacidade nomeada para cada uma das horas de exercício da opção no período de entrega do leilão.

Na generalidade, as entidades que adquirem capacidade em leilão podem optar por uma das três opções possíveis:

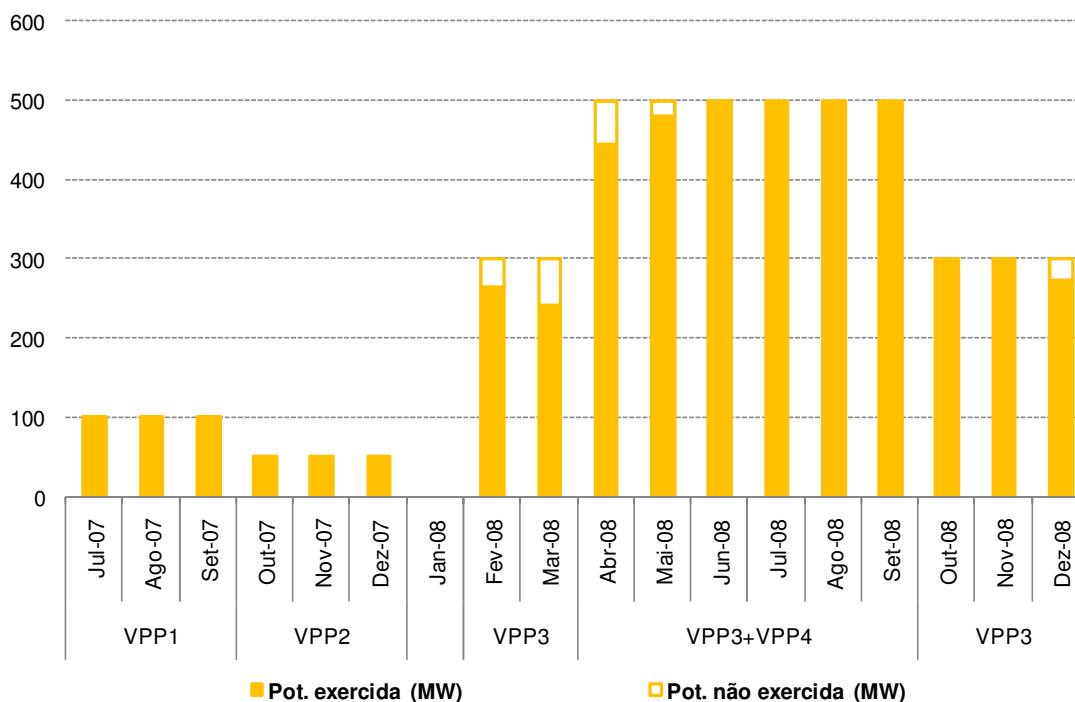
- Não nomear a capacidade adquirida;
- Nomear, total ou parcialmente, a capacidade adquirida para entrega da energia no âmbito de um contrato bilateral;
- Nomear, total ou parcialmente, a capacidade adquirida para entrega da energia no mercado diário.

Do ponto de vista da optimização financeira da opção adquirida em leilão, as entidades possuem o incentivo a nomear a capacidade adquirida sempre que a sua expectativa de preço no mercado diário para a zona portuguesa seja superior ao preço de exercício definido no leilão. Tal situação sucede quer para a entrega da energia no mercado diário, quer para a entrega da energia por via de um contrato bilateral. Na realidade, sempre que o preço em mercado diário resulta inferior ao preço de exercício do leilão VPP, ao agente que deve fornecer energia no âmbito de um contrato bilateral será economicamente mais eficiente adquirir energia no mercado diário para entrega no bilateral.

Sempre que a expectativa dos agentes para o preço do mercado diário seja superior ao preço de exercício do VPP, os agentes têm o incentivo a nomear a totalidade da capacidade adquirida, independentemente do facto do preço em mercado diário superar ou não o preço de exercício. Isto sucede porque, desta forma, os agentes recuperam a totalidade do custo variável do VPP (preço de exercício) e a totalidade ou parte do custo fixo (preço marginal do leilão, pago independentemente de haver, ou não, nomeação da capacidade adquirida). O perfil de ganhos contra mercado acontece quando o preço de mercado supera a soma de preço de exercício e preço marginal de leilão.

Desta forma, os agentes que adquirem capacidade em leilões VPP tendem a seguir a formação dos preços em mercado diário para a tomada de decisão das nomeações da capacidade adquirida e, neste sentido, quanto mais elevado o preço de exercício do leilão, maior a probabilidade de não existir um plano de nomeações plano (constante e contínuo) para o período de entrega do leilão VPP. A Figura 5.2-4 apresenta a comparação entre os valores de potência colocada no leilão (agregação dos valores de potência exercida e não exercida) e os valores de potência exercida em cada leilão e instrumento, sendo observável um elevado grau de exercício dos VPP, em particular nos VPP1, VPP2 e terceiro trimestre de 2008 nos VPP3 e VPP4, em que se exerceu a totalidade da capacidade colocada.

Figura 5.2-4 Exercício dos VPP



Fonte: ERSE

Uma análise breve dos resultados globais dos leilões de libertação de capacidade já realizados pode também fazer-se em função da evolução do preço de mercado spot e dos respectivos preços de exercício dos leilões.

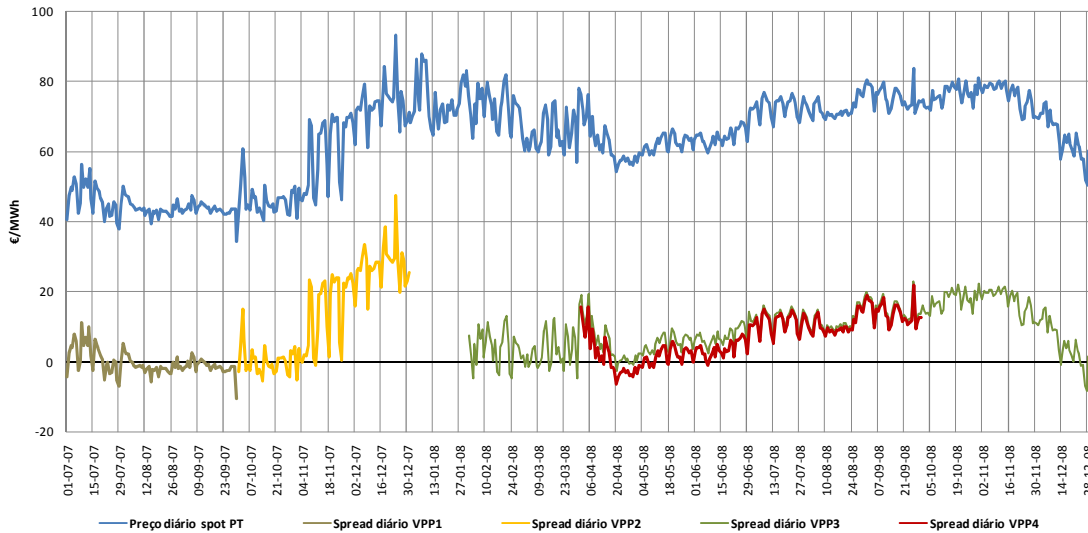
Recorde-se que, sempre que o preço de exercício é superior ao preço do mercado diário o racional de nomeação aconselha a que a opção não seja exercida, já que a intermediação em mercado diário não permite recuperar os custos variáveis⁸¹ e, na satisfação de consumos de carteira de comercializador ou de contratos bilaterais, o próprio mercado diário acaba por ser uma opção mais vantajosa em preço que o exercício da opção.

A Figura 5.2-5 apresenta a evolução do preço de mercado diário para Portugal e o spread existente entre esse mesmo preço e o preço total de exercício de cada VPP realizado. Neste contexto, é possível observar que o primeiro leilão de libertação de capacidade devolveu um valor praticamente nulo para os agentes, face à possibilidade de adquirirem a mesma energia no mercado à vista. No entanto, o segundo VPP, para o qual não se colocou toda a capacidade em leilão, permitiu efectuar margens de arbitragem contra mercado diário bastante significativas. Os terceiro e quarto leilões de libertação de capacidade

⁸¹ Sempre que o preço de exercício (valor pago pelo agente para nomear a capacidade) for superior ao preço de mercado spot, torna-se mais vantajoso comprar energia neste último mercado do que exercer a opção sobre a potência cuja opção de exercício se detém.

permitiram aos agentes contraentes de capacidade valores de arbitragem de mercado globalmente positivos, embora inferiores em média aos registados no VPP 2.

Figura 5.2-5 Preço spot para Portugal e spread diário de VPP



Fonte: OMEL e ERSE

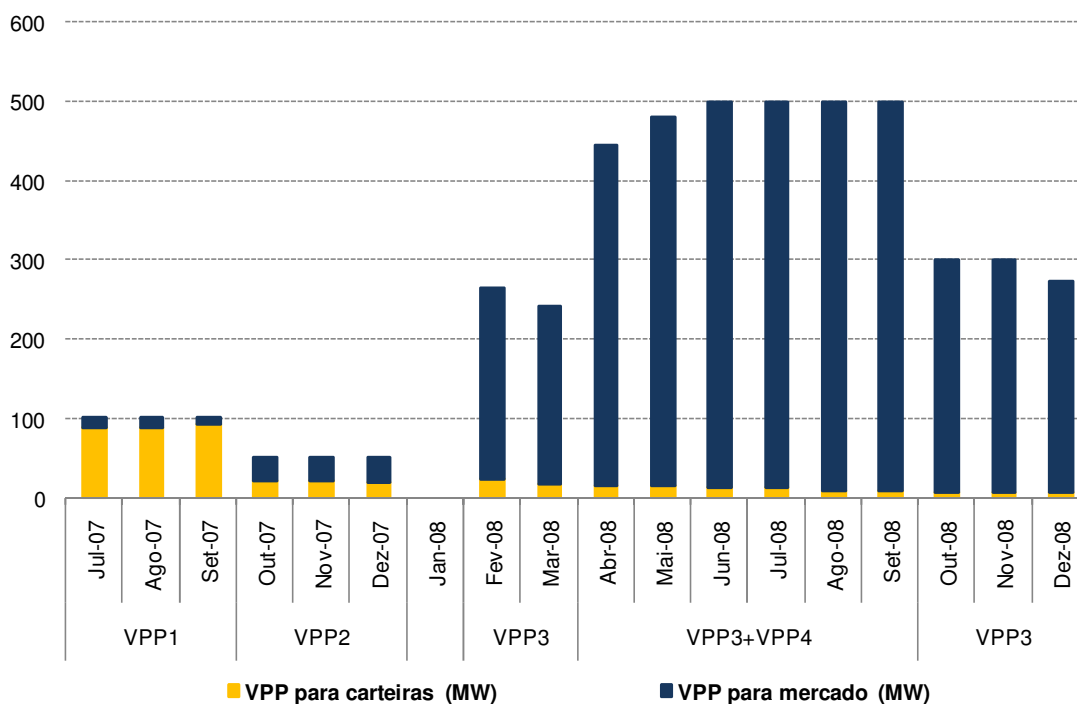
A alteração do peso relativo do preço de exercício e do preço marginal no preço total de exercício da opção, ocorrida entre as diferentes sessões de leilão, se por um lado exige uma maior aferição de expectativas de preço no mercado para ajustar os critérios de nomeação de capacidade adquirida, por outro lado também reduz os custos fixos da opção (preço marginal), assim permitindo uma mais rápida recuperação dos custos de investimento na aquisição da opção. Esta situação poderá beneficiar os agentes que adquiram capacidade para abastecer consumos de carteiras de clientes, por via de uma potencial redução dos custos globais de aquisição de energia, desde que estes consigam ajustar as suas expectativas de evolução de preços no mercado diário e que as carteiras de clientes por si fornecidas possuam uma maior concentração de consumos nas horas fora de vazio.

A avaliação dos leilões de libertação de capacidade deve igualmente fazer-se quanto ao destino da energia que, decorrente do exercício da opção sobre a capacidade adquirida em leilão, possa, no essencial destinar-se a duas finalidades essenciais: abastecimento de carteiras de clientes no mercado retalhista ou arbitragem em mercado organizado. Convirá reter que o abastecimento de carteiras não inviabiliza a possibilidade de serem celebrados contratos bilaterais entre os detentores da opção sobre a capacidade e comercializadores em mercado, pelo que, aqui, se considera que a arbitragem em mercado envolve *trading* puro de energia.

A Figura 5.2-6 apresenta a repartição das quantidades exercidas nos diversos produtos dos VPP entre abastecimento de carteiras (exercício pelo comercializador de quantidades adquiridas nos VPP ou

celebração de contratos de fornecimento) e arbitragem em mercado organizado, sendo observável que a grande maioria da energia que os VPP permitiram colocar em mercado se destinou a efectuar *trading* em mercado organizado, em particular no mercado spot. A excepção a esta aparente regra parece ter sido o primeiro leilão de libertação de capacidade (VPP 1), que colocou a maioria da energia exercida a abastecer carteiras de comercialização.

Figura 5.2-6 Destino da energia subjacente aos VPP



Fonte: REN, OMEL e ERSE

5.3 LEILÕES DE CONTRATOS DE ENERGIA PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (LEILÕES CESUR)

O Acordo assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008, que revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, dispõe no número 4 do artigo 7.º que as Partes se comprometem a instituir leilões físicos ou financeiros para aquisição de energia por parte dos fornecedores de último recurso, e a garantir um suficiente desenvolvimento dos mecanismos coordenados de aquisição de energia definidos no âmbito do MIBEL de forma que o risco assumido pelos comercializadores de último recurso seja aceitável, em ambos os

sistemas ibéricos, e que as flutuações dos preços não coloquem em perigo a sua viabilidade económico-financeira.

5.3.1 ENQUADRAMENTO NORMATIVO DE APLICAÇÃO

A Portaria ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro⁸², que regulamenta os contratos bilaterais assinados pelas empresas distribuidoras para o fornecimento em regime tarifário no território peninsular, define a regulamentação geral dos leilões de “Contratação de Energia para o Fornecimento de Último Recurso”, ou leilões CESUR. Esta Portaria tem por objectivo regulamentar a contratação bilateral de energia eléctrica com entrega física por parte das empresas responsáveis pelo fornecimento em regime tarifário no território peninsular.

Poderão participar como agentes compradores os distribuidores espanhóis⁸³ (excepto as empresas distribuidoras incluídas na décima primeira disposição transitória da Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, em território peninsular para o fornecimento de clientes pelo regime tarifário) e o comercializador de último recurso português, e como agentes vendedores os produtores de energia eléctrica, quer em regime ordinário, quer em regime especial, os comercializadores e os consumidores que actuem directamente no mercado, bem como os seus respectivos representantes.

Antes da realização de cada leilão, são publicadas três resoluções da Secretaria-Geral da Energia, específicas de cada leilão:

- Resolução que define as características de cada leilão, designadamente:
 - Os produtos, o período de entrega de energia, a ordem de quantidades a fornecer, a repartição da energia por distribuidora, o ponto de entrega da energia. Determina ainda que a CNE escolherá dois representantes da entidade supervisora.
- Resoluções que aprovam as regras e o contrato tipo de cada leilão e definem, entre outros:
 - A data do leilão ou a ordem de preços de saída.
- Resoluções que aprovam determinados parâmetros de cada leilão. Determinam:
 - Os preços finais da primeira ronda do leilão, o Volume Objecto de Leilão (VOS), a fórmula de redução de preços e a informação sobre o excesso de oferta.

⁸² Com as rectificações publicadas no BOE de 15 de Junho de 2007 e de 2 de Agosto de 2008.

⁸³ A partir de 1 de Julho de 2009, os comercializadores de último recurso espanhóis passarão a desempenhar o papel representado até agora pelos distribuidores no fornecimento regulado por tarifas (de último recurso), como dispõe o Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril, que regulamenta a adopção do fornecimento de último recurso no sector da energia eléctrica.

5.3.2 OBJECTIVOS

Em Espanha, desde 1998, o custo de aquisição da energia para o fornecimento em regime de tarifa integral reconhecido tem sido o preço do mercado spot, apesar de as tarifas finais serem fixadas com um horizonte anual⁸⁴, o que deu lugar à ocorrência reiterada de défices imprevistos (diferença entre o preço spot esperado e o preço real do mercado). Para evitar esta situação, sugere-se que o fornecimento de último recurso seja coberto com contratos a prazo.

Com a modalidade de contratação proposta na Portaria ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro, dá-se a possibilidade às empresas distribuidoras de adquirir energia para a sua venda aos consumidores em regime tarifário para além das aquisições no mercado gerido pelo OMEL e no mercado a prazo organizado OMIP.

Actualmente, os leilões de distribuição têm um “*carácter transitório*” e, segundo a exposição de motivos da Portaria ITC/400/2007, “*são fundamentais para preparar a entrada em vigor das tarifas de último recurso*”. Com esta nova modalidade de contratação, facultou-se um mecanismo automático de cálculo das tarifas de último recurso, que integra os preços do leilão para contratos com compromisso firme de entrega e um período de execução coincidente com o período de vigência das tarifas.

5.3.3 CARACTERÍSTICAS DOS LEILÕES CESUR

Os leilões CESUR seguem o algoritmo do relógio descendente, com múltiplas rondas e multiproduto (de forma paralela e simultânea para múltiplos produtos), em que, partindo de uma quantidade de energia a fornecer para o conjunto dos distribuidores e de preços de saída definidos, se vão reduzindo estes preços à medida que os participantes vão retirando oferta (ou a vão transferindo entre produtos), até que o mercado atinja uma posição de equilíbrio em que não existe excesso de oferta em nenhum produto.

Nos três primeiros leilões CESUR foi negociado um produto trimestral, designadamente uma carga base⁸⁵ trimestral com entrega no trimestre seguinte à realização desses leilões. Nos quarto a sexto leilões foram negociados dois produtos em cada um deles, designadamente, uma carga base trimestral e uma carga base semestral, ambos com início do período de entrega no primeiro dia do mês seguinte ao da realização dos leilões. Nos sétimo e oitavo leilões, os produtos negociados foram uma carga base e

⁸⁴ No artigo 1.1 do Real Decreto 1634/2006, de 29 de Dezembro, que define a tarifa eléctrica a partir de 1 de Janeiro de 2008, dispõe-se: “*A partir de 1 de Julho de 2007, e com carácter trimestral, antes dos trâmites e relatórios oportunos, o Governo, mediante Real Decreto, introduzirá alterações nas tarifas (...)*”.

⁸⁵ A carga base consiste no fornecimento de uma quantidade de energia constante em cada uma das horas do período de entrega.

uma carga de ponta⁸⁶, ambos trimestrais e com período de entrega no trimestre seguinte à data de realização dos referidos leilões.

A potência correspondente a cada vendedor para cada produto é determinada pela concorrência, segundo o procedimento de leilão anteriormente mencionado, e expressa em blocos de 10 MW. A repartição da referida potência pelos distribuidores e pelo comercializador de último recurso português é estabelecida pela regra de bilateralização estipulada nas resoluções que definem as características de cada leilão. Importa destacar que essa regra de bilateralização é definida após análise das curvas de carga dos distribuidores espanhóis, descontando, previamente, a sua energia comprometida a prazo por outros mecanismos de contratação de energia (leilões prévios CESUR e OMIP). Em resultado destas análises, as percentagens de bilateralização dos distribuidores espanhóis têm variado desde o quinto leilão⁸⁷, ao contrário da percentagem de aquisição definida para o CUR português, que se manteve inalterada, em 12%, ao longo dos oito leilões CESUR realizados. Por outro lado, importa ter presente que, para os leilões com entrega de energia a partir de 1 de Julho de 2009, a participação dos comercializadores de último recurso nos leilões passou a ser voluntária⁸⁸.

Até à data, os contratos bilaterais assinados pelos distribuidores foram liquidados por entrega física⁸⁹ e o ponto de entrega da energia contratada para o fornecimento em regime tarifário foi, para todas as distribuidoras, a zona espanhola do mercado ibérico de electricidade (MIBEL), conforme se especifica nas resoluções que definem as características de cada leilão.

Para efeitos das liquidações da Comissão Nacional de Energia, os custos de aquisição da energia resultante dos leilões são reconhecidos aos distribuidores nos termos do artigo 18.º da Portaria ITC/400/2007. Adicionalmente, a Comissão Nacional de Energia é incumbida de fixar a quantia máxima a reconhecer às empresas distribuidoras pelas despesas associadas à gestão da facturação e da liquidação das garantias associadas ao contrato no caso de cederem essa gestão a terceiros, de acordo com o artigo 13.2 da Portaria ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro.

Nos leilões CESUR foram incluídos diferentes mecanismos de protecção do nível de concorrência, tanto antes como durante a celebração do leilão, e apontaram-se critérios para a sua eventual suspensão. Em concreto, antes da realização do leilão, se o número de sujeitos qualificados for considerado insuficiente

⁸⁶ A carga de ponta consiste no fornecimento de uma quantidade de energia constante para cada uma das 12 horas de cada dia, compreendidas entre as 8:00 e as 20:00 horas (hora espanhola), de todos os dias, excepto sábados, domingos e feriados não substituíveis.

⁸⁷ Importa sublinhar que o início do período de entrega da energia leiloada no 5.º leilão CESUR começou em 1 de Julho de 2008, data a partir da qual foram suprimidas as tarifas gerais de alta tensão, tal como disposto na quarta disposição adicional do Real Decreto 871/2007.

⁸⁸ Oitava disposição adicional, 1, da Portaria ITC/3801/2008, de 26 de Dezembro, que revê as tarifas eléctricas a partir de 1 de Janeiro de 2009.

⁸⁹ De acordo com a oitava disposição adicional, 2, da Portaria ITC/3801/2008, os leilões com entrega de energia a partir de 1 de Julho de 2009 podem ser liquidados por entrega física ou por diferenças.

ou se existirem argumentos que indiquem uma pressão competitiva insuficiente, após comunicar o facto à CNE, a entidade responsável pela execução declarará suspenso o leilão. O leilão também prevê mecanismos destinados a salvaguardar a pressão competitiva no decurso do leilão. Entre eles, podem citar-se os seguintes: (i) o estabelecimento de *load caps* ou limites para as ofertas indicativas dos agentes, cujo objectivo é limitar as ofertas de saída dos agentes de maior dimensão, (ii) a regra de redução do VOS (confidencial), a aplicar em conformidade com critérios objectivos e sob supervisão da CNE, em casos de pressão competitiva insuficiente durante o leilão, ou (iii) a informação facultada aos agentes sobre o excesso de oferta entre rondas, através de uma ordem de valores, devido à incidência que pode ter sobre a posição de pivot dos concorrentes para efeitos do fecho do leilão,

Por último, na Portaria ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro, especifica-se que a Comissão Nacional de Energia é a entidade responsável por supervisionar que o processo de leilão se realizou de forma objectiva, transparente e não discriminatória, e por validar os respectivos resultados, em conformidade com os prazos legais estabelecidos.

5.3.4 RESULTADOS DOS LEILÕES CESUR

Em 2007, foram realizados três leilões CESUR, designadamente nos dias 19 de Junho, 18 de Setembro e 18 de Dezembro. Em 2008, foram realizados quatro leilões, designadamente em 13 de Março, 17 de Junho, 25 de Setembro e 16 de Dezembro. Em 26 de Março de 2009, foi realizado o oitavo leilão CESUR.

A Tabela 5.13 resume os resultados dos oito primeiros leilões CESUR. Verifica-se que o volume licitado no quinto leilão (2 700 MW com entrega em cada uma das horas do terceiro trimestre de 2008, como soma dos produtos trimestral e semestral, e 900 MW com entrega em cada uma das horas do quarto trimestre de 2008) foi inferior ao dos leilões anteriores, em parte como resultado da diminuição da procura em regime tarifário, devido à supressão das tarifas gerais de alta tensão (Real Decreto 871/2007) a partir de 1 de Julho de 2008. Adicionalmente, a circunstância de já terem sido licitados no quarto leilão 3 500 MW com entrega no terceiro trimestre de 2008 (Q3-08) foi outro factor que contribuiu para o menor volume leiloado no quinto leilão.

DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL

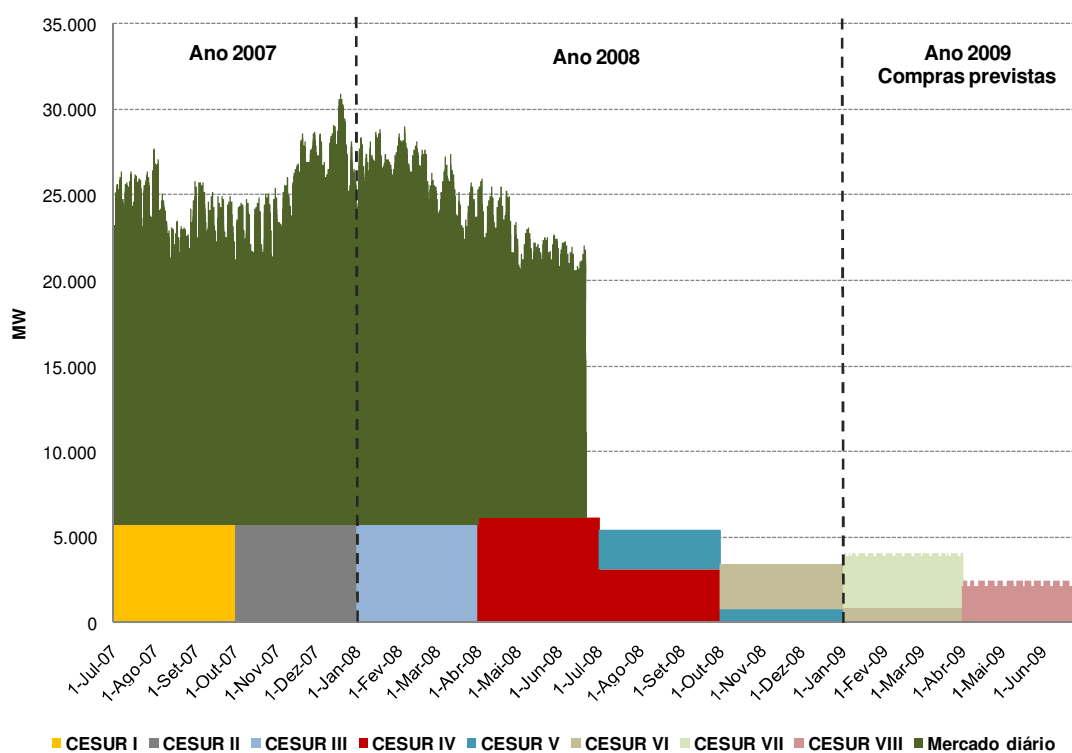
Tabela 5.13 Resultados dos oito primeiros leilões CESUR

	19-Jun-07	18-Set-07	18-Dez-07	13-Mar-08		17-Jun-08		25-Set-08		16-Dez-08		26-Mar-09	
	1º leilão	2º leilão	3º leilão	4º leilão		5º leilão		6º leilão		7º leilão		8º leilão	
				Trimestral	Semestral	Trimestral	Semestral	Trimestral	Semestral	Base _o	Punta _o	Base _o	Punta _o
Nº de participantes	25	26	24	26		25		25		26		24	
Nº de tomadores	21	18	23	26		21		22		21		19	
Nº de rondas	25	15	14	16		12		17		16		17	
Procura Agregada (MW)	6.500	6.500	6.500	3.500	3.500	1.800	900	2.000	1.000	3.400	200	2.400	450
Preço de saída (€/MWh)	70	60	85	85	85	85	85	90	90	82	92	57	63
Preço final (€/MWh)	46,27	38,45	64,65	63,36	63,73	65,15	65,79	72,49	72,45	58,86	66,84	36,58	38,22
Produto leiloado	Q3-07	Q4-07	Q1-08	Q2-08	Q2-08+ Q3-08	Q3-08	Q3-08+ Q4-08	Q4-08	Q4-08+ Q1-09	Q1-09	Q1-09	Q2-09	Q2-09

Fonte: CNE, a partir de dados facultados pelo administrador do leilão

A Figura 5.3-1 apresenta a procura horária agregada dos cinco distribuidores espanhóis que participam nos leilões CESUR, discriminando a energia neles adquirida⁹⁰. A Tabela 5.14 apresenta a mesma informação anterior, mas agregada por trimestres. Verifica-se que o volume adjudicado nos leilões CESUR representou entre 21,6% e 36,5% (mínimo e máximo alcançados no segundo trimestre de 2009 e no terceiro trimestre de 2008, respectivamente) da procura agregada trimestral das empresas distribuidoras para o período compreendido entre 1 de Julho de 2007 e 30 de Junho de 2009. Essa percentagem máxima coincidiu com a entrega, no terceiro trimestre de 2008, do produto semestral do quarto leilão CESUR (3 500 MW) e dos produtos trimestral e semestral do quinto leilão (1 800 MW e 900 MW, respectivamente).

Figura 5.3-1 Compras horárias dos distribuidores espanhóis (1-Jul-07 a 30-Jun-09)*



* Dados de compras reais até 31-Dez-08 e compras previstas desde 1-Jan-09

Fonte: CNE a partir de dados do OMEL, compras previstas dos distribuidores para o 1.º semestre de 2009 e dados facultados pelo administrador do leilão

⁹⁰ Os dados entre 1 de Julho de 2007 e 31 de Dezembro de 2008 são dados de compras no mercado diário. A partir de 1 de Janeiro de 2009, a procura dos distribuidores foi obtida a partir das previsões que as próprias empresas distribuidoras enviam em cumprimento da Portaria ITC/400/2007.

Tabela 5.14 Procura trimestral dos distribuidores espanhóis* e peso dos leilões CESUR na procura agregada

	Curva de carga dos distribuidores (MWh)	Compras em CESUR (MWh)	Peso CESUR sobre curva carga (%)
Q3-07	45.494.540	12.629.760	27,8%
Q4-07	47.116.880	12.635.480	26,8%
Q1-08	48.076.816	12.486.760	26,0%
Q2-08	40.991.835	13.453.440	32,8%
Q3-08	32.965.445	12.046.848	36,5%
Q4-08	33.135.785	7.581.288	22,9%
Q1-09	29.124.631	8.488.480	29,1%
Q2-09	22.731.728	4.911.964	21,6%

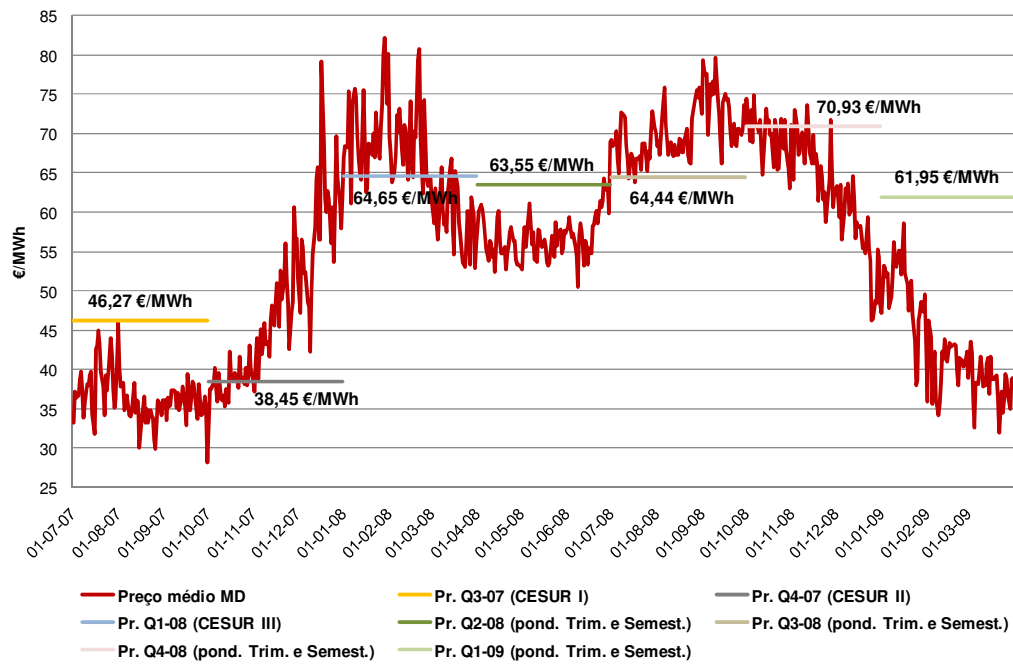
* Dados de compras reais até 31-Dez-08 e compras previstas desde 1-Jan-09

Fonte: CNE a partir de dados do OMEL, compras previstas dos distribuidores para o 1.º semestre de 2009 e dados facultados pelo administrador do leilão

A Figura 5.3-2 apresenta o preço médio diário no OMIE e o preço de liquidação trimestral dos leilões CESUR⁹¹, obtido como o preço médio ponderado pela energia de cada um dos produtos de carga base com entrega no trimestre considerado. Como se pode verificar, o preço de liquidação trimestral dos leilões CESUR foi inferior, em média, ao preço médio do mercado diário no quarto trimestre de 2007 e nos primeiro e terceiro trimestres de 2008. Em contrapartida, o preço de liquidação trimestral dos leilões CESUR foi superior, em média, ao preço médio no terceiro trimestre de 2007, nos segundo e quarto trimestres de 2008 e no primeiro trimestre de 2009.

⁹¹ Para o tornar equivalente ao preço médio do mercado à vista, só se consideraram os produtos em carga base de cada um dos leilões CESUR.

Figura 5.3-2 Preço médio diário no OMIE e preço de liquidação trimestral dos leilões CESUR



Fonte: CNE, a partir de dados do OMEL e dos dados facultados pelo administrador do leilão

6 MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

6.1 PORTUGAL

DESCRIÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA EM PORTUGAL

Os serviços de sistema em Portugal encontram-se divididos em:

- **Serviços obrigatórios**, que não são remunerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade.
- **Serviços complementares**, como a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque, que são passíveis de remuneração.

Actualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo. Os restantes serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente.

Adicionalmente, existe o **processo de resolução das restrições técnicas** correspondentes aos programas resultantes dos mercados de produção, assim como as que possam surgir em tempo real. Este processo assenta em mecanismos de mercado.

A gestão dos serviços de sistema é da responsabilidade do **Gestor do Sistema** e o seu enquadramento é dado pelo **Regulamento de Operação das Redes**, pelo **Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema**, pelo **Regulamento de Relações Comerciais** e pelo **Manual de Procedimentos do Acerto de Contas**.

O **processo de resolução de restrições técnicas** consta de três níveis: **mercado diário, mercados intradiários e tempo real**.

As restrições técnicas que possam surgir na sequência do **mercado diário** resolvem-se em duas fases. A primeira fase consiste na modificação do programa de contratação por critérios de segurança e a segunda no reequilíbrio da relação geração-consumo. Para o efeito, as unidades de oferta associadas à produção em regime ordinário e aos consumos relativos a bombagem apresentam ofertas de energia e preço para a mobilização e a desmobilização de energia. Em caso de mobilização de energia, os agentes associados a unidades de oferta de produção são remunerados mediante a utilização do valor mínimo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas e não casadas no mercado diário. Em caso de desmobilização, os agentes vendedores têm obrigação de pagar a energia ao preço de encontro do mercado diário. Os agentes associados a unidades de oferta de consumo para bombagem são

remunerados mediante a utilização do valor máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas no mercado diário.

As restrições técnicas que surjam na sequência dos **mercados intradiários** são resolvidas através da eliminação das ofertas que as originam, não advindo daí nenhum custo adicional para o sistema.

Por último, as restrições técnicas em **tempo real** são solucionadas mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação. As ofertas mobilizadas para este efeito não são utilizadas para a definição do preço de valorização da energia de regulação.

O sobrecusto originado pela resolução de restrições técnicas é pago pelos agentes de mercado, repartido proporcionalmente pelas compras relativas a consumos.

Dentro dos serviços de sistema, têm especial importância os associados à regulação de frequência-potência: a regulação primária, a regulação secundária e a reserva de regulação.

A **regulação primária**, associada ao estatismo dos grupos geradores, é um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os geradores em serviço. A variação de potência resultante da sua actuação deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

A **regulação secundária**, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas: a banda de regulação secundária, valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora e a energia de regulação secundária, valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora.

Após o processo de resolução de restrições técnicas, no âmbito do mercado diário, inicia-se o mercado de banda de reserva de regulação secundária no qual os agentes de mercado oferecem, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de telerregulação, uma banda de regulação com o preço correspondente, para todas as horas do dia seguinte. Cada oferta tem de cumprir uma relação pré-estabelecida entre a reserva a subir e a baixar.

O início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela acção da reserva de regulação, o mais tardar em 15 minutos.

O custo da banda de regulação perante os desvios é um custo fixo para o sistema, pois existe independentemente da ocorrência de desvios, pelo que é coberto por todo o consumo dos agentes de

mercado. A parcela da energia de regulação secundária utilizada é paga por todos os agentes que se desviarem, em cada hora.

A **reserva de regulação** é um serviço complementar, retribuído por mecanismos de mercado, composto por duas parcelas: reserva mínima de regulação terciária e reserva adicional. A reserva mínima de regulação terciária é estabelecida pelo Gestor do Sistema, para cada período de programação, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma directa pela falha simples de um elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto. A reserva de regulação adicional tem como objectivo a garantia da cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos casos em que o consumo horário previsto pelo Gestor do Sistema supere, em mais de 2%, o consumo horário resultante dos mercados de produção e quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

Para os efeitos da prestação do serviço, define-se reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante 2 horas consecutivas.

Uma área de balanço é um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligadas numa área de rede, no qual se agregam os desvios de produção.

Os agentes de mercado apresentam, entre as 18 e as 21 horas, ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a descer para todas as áreas de balanço habilitadas e para cada período de programação do dia seguinte. Estas ofertas podem ser alteradas pelos agentes pelos seguintes motivos: participação nas várias sessões dos mercados intradiários, indisponibilidades fortuitas, atribuição de banda de regulação secundária, falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.

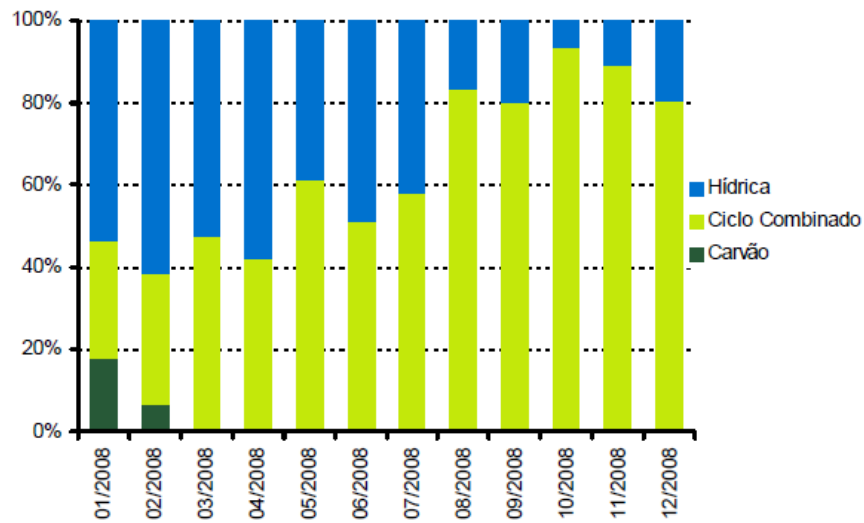
Em tempo real, o Gestor de Sistema recorre às curvas de ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer.

Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respectivo programa contratado.

CARACTERIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA EM PORTUGAL

Ao longo de 2008, assistiu-se a uma diminuição da banda de reserva secundária contratada, para o que contribuiu a diminuição das ofertas apresentadas pelos agentes produtores. No que se refere à contratação por tecnologia, verificou-se o aumento da preponderância dos grupos de ciclo combinado e a participação marginal dos grupos a carvão.

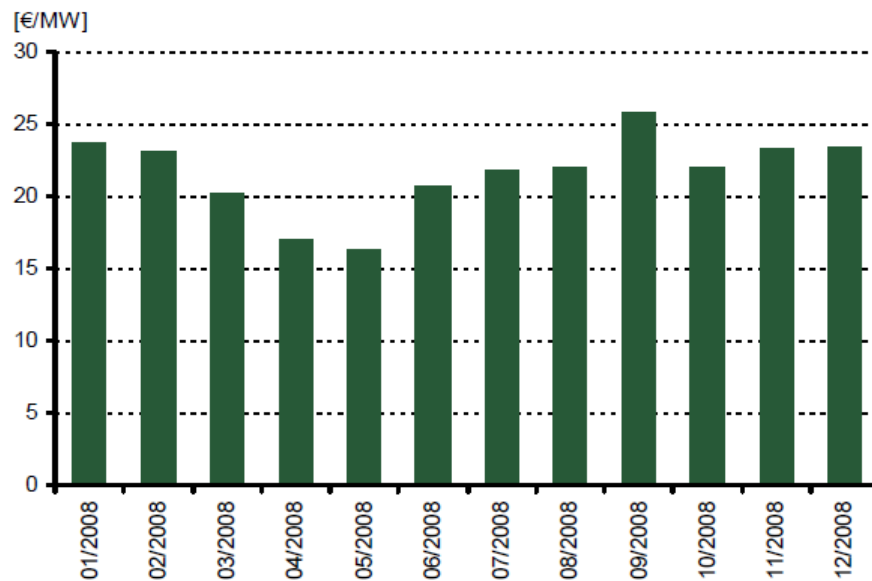
Figura 6.1-1 Banda de reserva secundária atribuída, por tecnologia, em 2008



Fonte: REN

O preço médio ponderado da banda de reserva de regulação secundária em 2008 variou entre 16 e 26 €/MW.

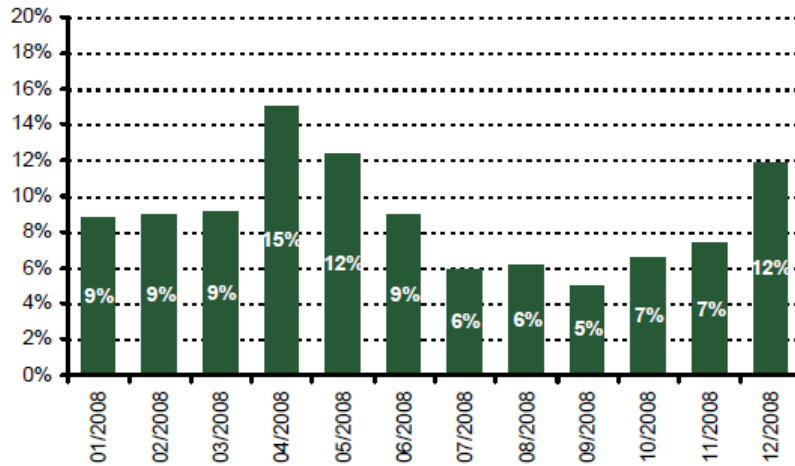
Figura 6.1-2 Preço médio ponderado da banda de reserva secundária, em 2008



Fonte: REN

A energia total de regulação (secundária, reserva e restrições técnicas) representou, em média, cerca de 9% da energia total transaccionada em Portugal.

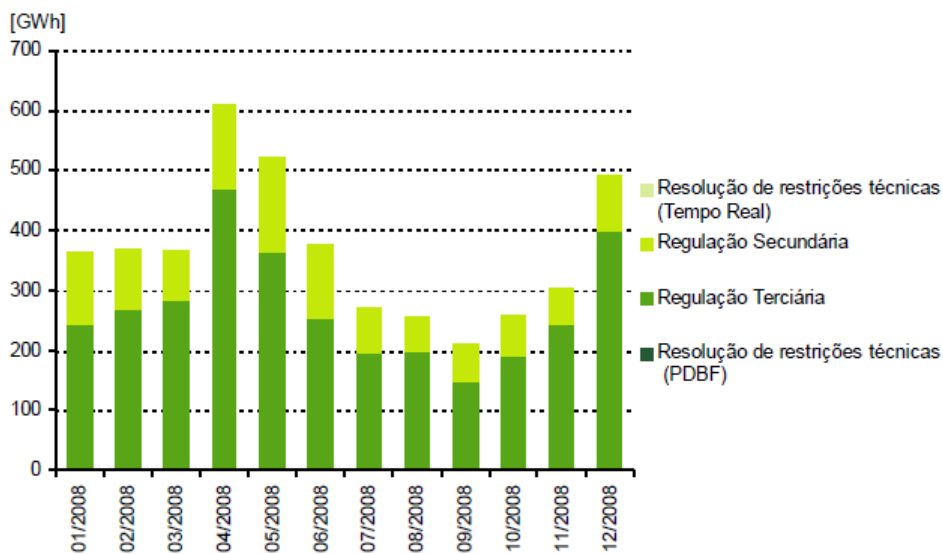
Figura 6.1-3 Energia de regulação face à energia transaccionada, em 2008



Fonte: REN

Da energia total de regulação, a reserva de regulação representou cerca de 70%, tendo a regulação secundária representado a quase totalidade da percentagem restante, uma vez que as restrições técnicas ocorreram em apenas 6 dias do ano de 2008 e, no total, mobilizaram 9,3 GWh.

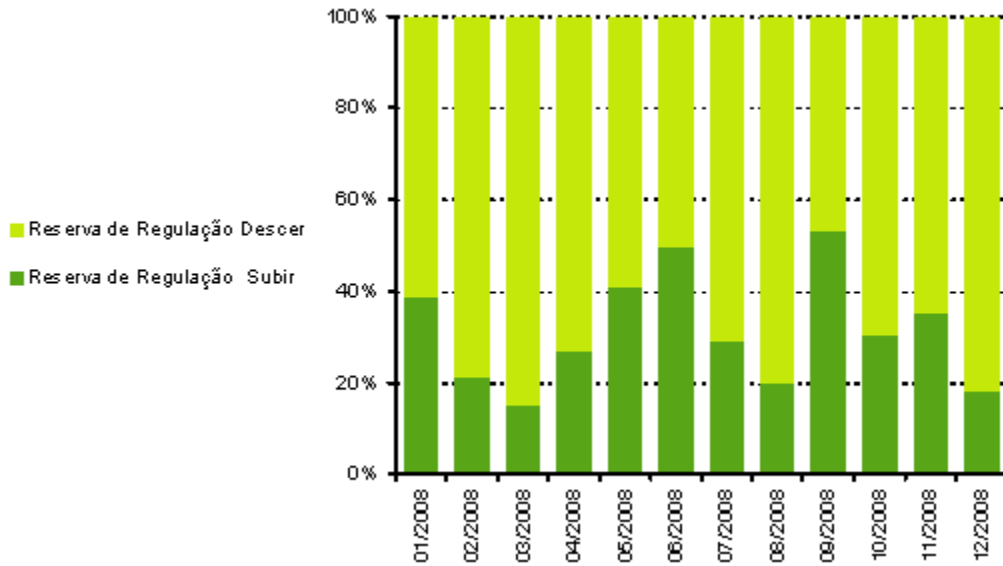
Figura 6.1-4 Energia de regulação total face à energia transaccionada, em 2008



Fonte: REN

Ao longo de 2008, verificou-se um recurso maior à energia de reserva de regulação a descer, por comparação com a energia a subir. Nalguns meses, a energia de reserva de regulação a descer representou mais de 80% da energia total de reserva de regulação utilizada.

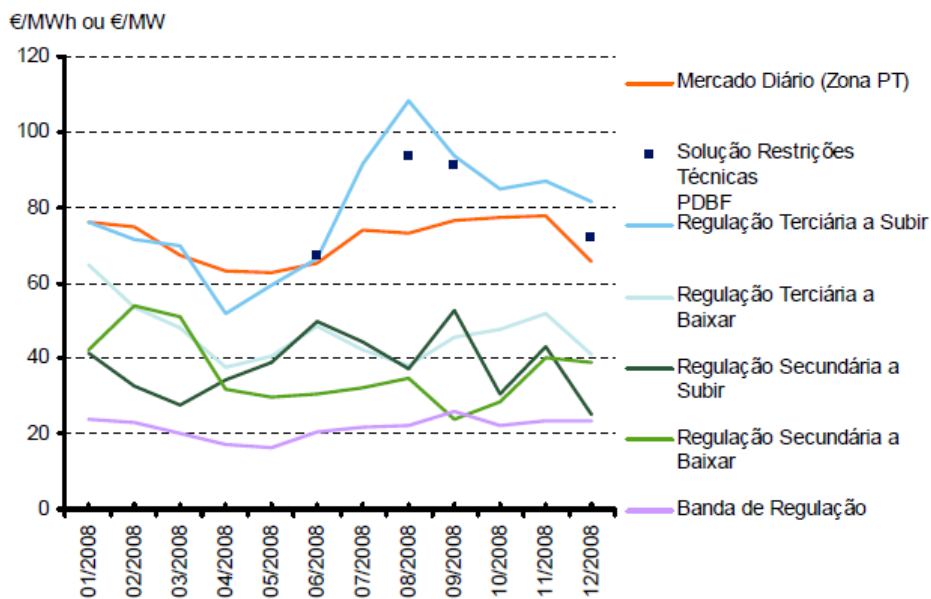
Figura 6.1-5 Energia de reserva de regulação, em 2008



Fonte: REN

Os preços médios ponderados da energia de regulação secundária, em 2008, foram afectados por uma disposição do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas que estabelecia uma valorização nula da energia de regulação secundária nas horas em que não existia energia de reserva de regulação mobilizada no respectivo sentido. Esta disposição foi alterada no processo de revisão do referido manual, em Dezembro de 2008.

Figura 6.1-6 Preços médios ponderados mensais, em 2008



Fonte: REN

6.2 ESPANHA

DESCRIÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA EM ESPANHA

Os serviços de ajuste de sistema têm por finalidade adaptar os programas de produção resultantes da contratação de energia, para garantir o cumprimento das condições de qualidade e segurança requeridas para o fornecimento de energia eléctrica; em Espanha compreendem:

- **A resolução de restrições técnicas.**
- Os serviços complementares: a) os associados à regulação frequência-potência (reservas primária, secundária e terciária), b) o controlo da tensão da rede de transporte e c) a reposição do serviço (a retribuição deste último está pendente de regulamentação).
- **O processo de gestão dos desvios** entre produção e consumo, como meio imprescindível para garantir a disponibilidade, em todo o momento, das reservas de regulação requeridas.

O âmbito temporal de aplicação dos serviços de ajuste do sistema é o horizonte diário (resolução de restrições técnicas dos programas de produção diários, ordens diárias de controlo dos níveis de tensão e atribuição de banda de regulação secundária) e o horizonte temporal posterior aos intradiários (serviços de regulação e balanço, resolução de restrições e controlo de tensão em tempo real e reposição do serviço).

A liquidação dos serviços de ajuste e da gestão de desvios produção-consumo é realizada pelo Operador do Sistema desde 1 de Junho de 2006, em conjunto com a liquidação dos desvios relativamente ao programa e com a liquidação dos pagamentos por capacidade associados aos serviços de disponibilidade e investimento.

A resolução de restrições técnicas é gerida mediante mecanismos de mercado em três níveis: as associadas ao programa diário de base de funcionamento (PDBF), as que ocorrem após os mercados intradiários e as que são resolvidas em tempo real. As **restrições relativas ao PDBF** resolvem-se em duas fases sucessivas, mediante a aceitação de uma série de ofertas ascendentes e descendentes, apresentadas pelas unidades de produção e consumo de bombagem (a procura não participa no processo); obtém-se em seu resultado o programa diário viável provisório (PDVP). Posteriormente, **as possíveis restrições após cada um dos mercados intradiários** são analisadas de acordo com os critérios de segurança do sistema, retirando-se, se necessário, as ofertas incompatíveis com os critérios adoptados; isto dá lugar ao programa horário final (PHF). Por último, as **restrições em tempo real** também pressupõem a aplicação de limitações e redespachos sobre a produção e a bombagem, se bem que, neste caso, os possíveis desequilíbrios originados entre a produção e o consumo são compensados mediante serviços complementares.

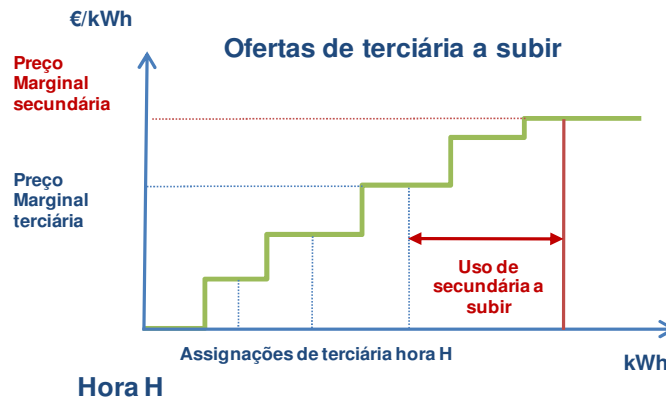
Entre os serviços complementares, revestem especial importância os serviços de regulação e balanço: as reservas ou regulações primária, secundária e terciária.

A **primária** corrige de forma automática (mediante os reguladores de velocidade dos geradores) os desequilíbrios instantâneos da produção-procura e tem carácter obrigatório e não retribuído; atinge um horizonte temporal até 30 segundos.

A **secundária** tem por objectivo corrigir os desvios instantâneos relativamente ao programa de intercâmbio em potência na interligação entre Espanha e França, bem como os desvios de frequência do sistema; abarca o horizonte compreendido entre os 30 segundos e os 15 minutos; o pedido de resposta dinâmica corresponde a uma constante de tempo de 100 segundos. Trata-se de um serviço potestativo e é retribuído marginalmente por dois conceitos: disponibilidade (banda de potência) e utilização (energia), tanto em sentido ascendente como descendente; é prestado através de *zonas de regulação*. Cada zona de regulação é constituída por um agrupamento de centrais com capacidade para prestar o serviço de regulação secundária acreditada pela REE, e por outras unidades de produção não habilitadas para regular, pelo que as zonas de regulação também actuam como unidades agregadoras de programas de unidades de produção. Além do mais, o mercado de reserva secundária refere-se a ofertas de *banda*; a *energia* de regulação secundária é valorizada pelo preço marginal da terciária que teria sido necessário programar em cada hora, em sentido tanto ascendente como descendente, para substituir este consumo líquido de energia secundária.

A reserva **terciária** restitui a reserva secundária consumida; a sua activação é manual e define-se como a variação máxima de potência alcançada num período não superior a 15 minutos e que pode ser mantida durante, pelo menos, 2 horas. Trata-se de um serviço de oferta obrigatória retribuído mediante os correspondentes preços marginais para a reserva mobilizada em sentido ascendente ou descendente.

Figura 6.2-1 Vinculação entre os preços das reservas secundária e terciária



Fonte: REN/REE Harmonização de serviços 2008

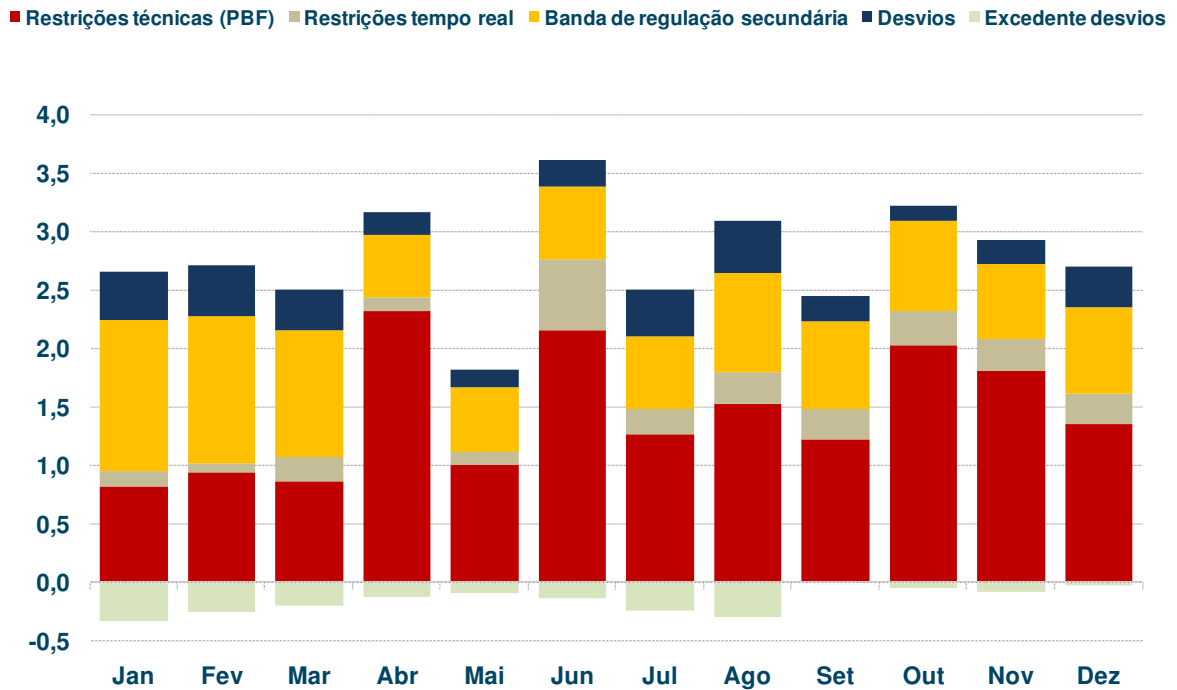
O **controlo de tensão** consta de duas partes: uma voluntária, retribuída por via regulamentar, e outra não retribuída e obrigatória para todos os fornecedores do serviço (gestores de redes de transporte, gestores de redes de distribuição e grandes produtores e consumidores qualificados no mercado, ligados à rede de transporte).

A **reposição do serviço** baseia-se na capacidade que têm determinados grupos produtores de arrancar sem alimentação exterior num tempo determinado após um zero de tensão geral na instalação e de se manterem a produzir de forma estável durante o processo de restabelecimento do fornecimento, ou então de se manterem em funcionamento em ilha nos seus serviços auxiliares. Este serviço complementar, embora esteja definido desde a criação do mercado em 1998, ainda não se encontra implementado.

CARACTERIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA EM ESPANHA

Em 2008, o impacto médio do conjunto dos serviços de ajuste no sistema peninsular rondou os 2,6 Eur/MWh, num ano em que os preços médios ponderados mensais do mercado diário oscilaram entre os 57 e os 74 Eur/MWh, aproximadamente. No período entre Janeiro e Dezembro de 2008, e num contexto de crescimento generalizado dos custos da energia, os preços dos serviços de ajuste aumentaram ligeiramente, o que não aconteceu na relação entre estes e os do mercado diário:

Figura 6.2-2 Repercussão dos serviços de ajuste do sistema no preço final médio



Por categoria de serviço de ajuste, ano de 2008, dados provisórios em [Eur/MWh] - Fonte: REE Serviços de ajuste Resumo de 2008

O volume de energia gerida nos serviços de ajuste do sistema registou uma descida notável entre 2006 e 2007, uma vez normalizada a gestão de desvios, afectada durante meses pelas consequências derivadas do Real Decreto-Lei 3/2006⁹². Em contrapartida, a evolução deste mesmo volume entre Janeiro e Dezembro de 2008 manteve-se estável, sem outras oscilações para além das derivadas da natureza do mercado.

A evolução dos desvios não registou incidentes significativos, embora seja apreciável a importância crescente da produção eólica neste segmento.

⁹² Real Decreto-Lei 3/2006, de 24 de Fevereiro, que altera o mecanismo de encontro das ofertas de venda e aquisição de energia apresentadas simultaneamente no mercado diário e intradiário de produção por sujeitos do sector eléctrico pertencentes ao mesmo grupo empresarial (BOE de 28/02/2006)

Tabela 6.1 Energia produzida nos serviços de ajuste do sistema

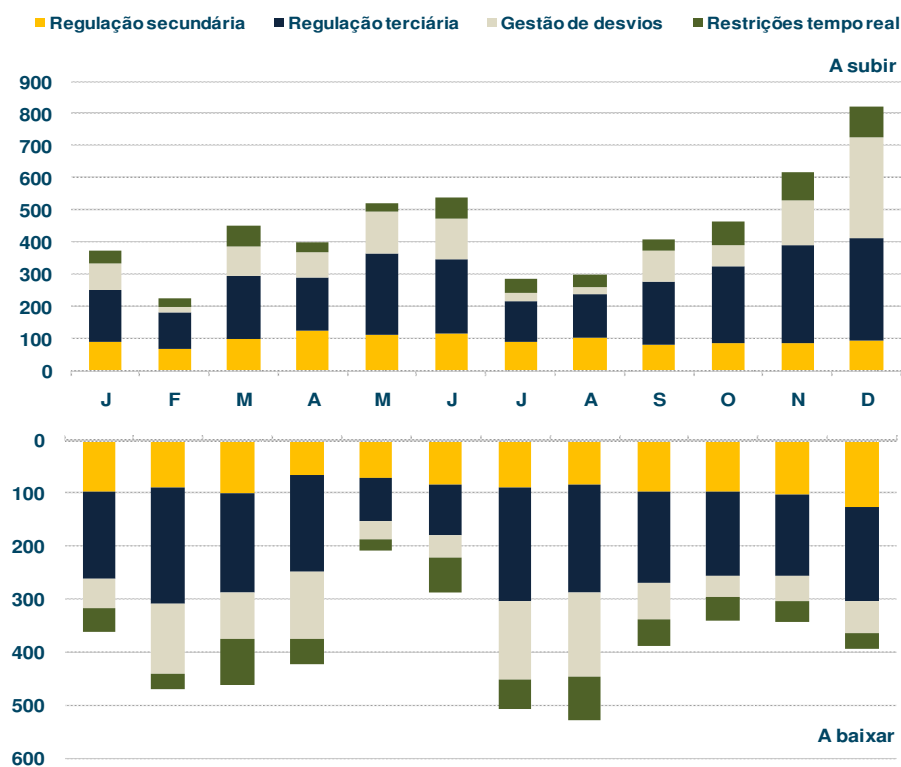
	2007		2008		Δ %08/07	
	A subir	A baixar	A subir	A baixar	A subir	A baixar
Restrições técnicas PBF ⁽¹⁾	8 162	2 665	6 765	858	-17,12	-67,82
Banda de regulação secundária (2)	524	379	525	385	11,00	1,59
Regulação secundária	949	1 188	1 127	1 123	18,68	-5,47
Regulação terciária	1 752	2 107	2 450	2 008	39,86	-4,70
Gestão de desvios	829	1 330	1 190	997	43,48	-25,00
Restrições tempo real	864	358	619	595	-28,34	66,38

(1) Energia incrementada ou reduzida na fase 1 de restrições (Resolução de 24 de Maio de 2006)

(2) Potencia horária média (MW)

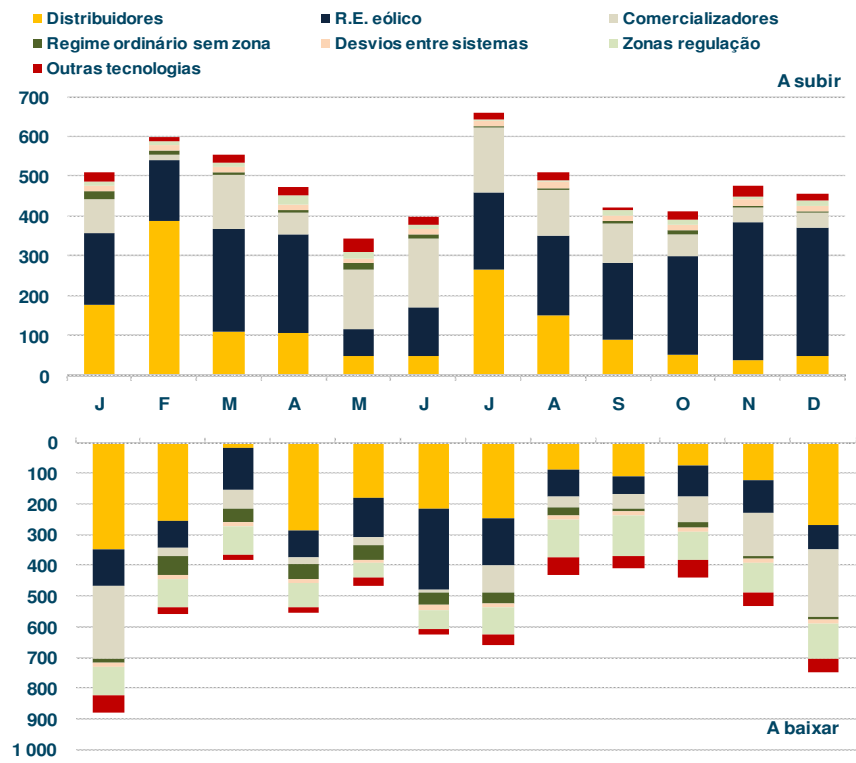
Por categoria de serviço de ajuste, anos de 2007 e 2008, [GWh] - Fonte: REE Serviços de ajuste Resumo de 2008

Figura 6.2-3 Energia gerida nos mercados de serviços de ajuste do sistema



Por categoria de serviço de ajuste, ano de 2008, [GWh] - Fonte: REE Serviços de ajuste Resumo de 2008

Figura 6.2-4 Desvios líquidos medidos



Ano de 2008, [GWh] - Fonte: REE Serviços de ajuste Resumo de 2008

7 FINANCIAMENTO DOS OPERADORES DO MERCADO

7.1 FINANCIAMENTO DO OMEL - OMIE

FUNÇÕES DO OMIE

A Lei 54/1997 cria a figura do operador do mercado como responsável pela gestão das ofertas de compra e venda de energia eléctrica, bem como pelo cálculo dos seus preços finais e pela realização das liquidações, pagamentos e cobranças correspondente a esses preços finais e, em consequência, pela integração dos resultados dos mercados diários e intradiários de electricidade, das restrições técnicas, dos serviços complementares, da gestão de desvios e da garantia de potência.

As funções atribuídas ao operador do mercado pela Lei 54/1997 foram objecto de diversas alterações. A décima oitava disposição transitória da Lei 54/1997, com a redacção que lhe foi dada pela Lei 62/2003, de medidas fiscais, administrativas e de ordem social, define que, a partir de 30 de Junho de 2004, a sociedade “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” (doravante designada por OMEL) passará a desempenhar as funções cometidas por esta Lei ao operador do mercado.

Em cumprimento do anterior, a Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad mudou a sua denominação para “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” com efeito a partir de 1 de Julho de 2004.

Na sua primeira disposição adicional, o Real Decreto 1747/2003, de 19 de Dezembro, que regulamenta os sistemas eléctricos insulares e extrapeninsulares, define o OMEL como operador do mercado de cada sistema eléctrico insular e extrapeninsular e, como tal, atribui-lhe novas funções.

Relacionado com o disposto anteriormente, o RD 1802/2003, revogou a isenção de entrega da quota correspondente ao OMEL, que fora concedida à empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., pelos seus fornecimentos em regime tarifário nas Baleares, nas Canárias, em Ceuta e em Melilla.

O Real Decreto 2351/2004, de 23 de Dezembro, que altera o procedimento de resolução de restrições técnicas e outras normas regulamentares do mercado eléctrico, transfere a competência de liquidação dos custos do processo para o operador do sistema (REE), eliminando, portanto, essa função das competências do OMEL.

O Real Decreto-Lei 5/2005, de 11 de Março, de reformas urgentes para o incentivo à produtividade e para a melhoria da contratação pública, altera, em parte, as funções do operador do mercado em matéria de liquidação e comunicação dos pagamentos e cobranças relacionados com a garantia de fornecimento

e as relacionadas com os desvios efectivos das unidades de produção e o consumo em cada período de programação. Estas funções passam a ser desempenhadas pelo operador do sistema.

A Portaria ITC/4112/2005, de 30 de Dezembro, define o regime aplicável à realização de trocas intracomunitárias e internacionais de energia eléctrica, com o objectivo de coordenar os mecanismos de gestão das interligações internacionais.

Com a aprovação do Real Decreto-Lei 3/2006, de 24 de Fevereiro, é alterado o mecanismo do processo de encontro para determinação do preço, apresentadas simultaneamente no mercado diário e intradiário de produção, por sujeitos do sector eléctrico pertencentes ao mesmo grupo empresarial.

Até 4 de Novembro de 2007, data de entrada em vigor da sexta disposição transitória da Lei 17/2007, de 4 de Julho, que altera a Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, para a adaptar ao disposto na Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, o OMEL exerceu as funções de operador de mercado de todos os sistemas eléctricos insulares e extrapeninsulares, regendo-se as funções próprias do desempenho dessa incumbência pelo artigo 5.º do Real Decreto 1747/2003, de 19 de Dezembro, que regulamenta os sistemas eléctricos insulares e extrapeninsulares. A partir dessa data, a REE assumiu essas funções, em conformidade com o disposto na Lei 17/2007.

A quarta disposição adicional do Real Decreto 485/2009 prevê que, de acordo com o disposto no artigo 16.9 e na décima nona disposição transitória da Lei do Sector Eléctrico, em data a determinar o operador do mercado inicie o financiamento da sua actividade (sem prejuízo da possível retribuição por outras funções que possam ser-lhe atribuídas), no todo ou em parte, através dos preços cobrados aos sujeitos produtores do mercado, tanto do regime ordinário como do regime especial, que actuem no âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade. Desaparecerá, deste modo, o financiamento através da cobrança resultante das quotas aplicadas sobre a facturação de tarifas e direitos de acesso pela Comissão Nacional de Energia. Os preços aplicados poderão incluir um termo fixo, em função da potência líquida disponível das instalações do agente produtor, e/ou um termo variável para a energia que figure no último programa horário final de cada hora.

FINANCIAMENTO DA ACTIVIDADE DO OMIE

A Lei 17/2007, de 4 de Julho, que altera a Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, para a adaptar ao disposto na Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, define que o operador do mercado será financiado de acordo com os preços cobrados aos agentes participantes pelos serviços que prestar.

A décima nona disposição transitória da citada Lei dispõe que, dependendo da configuração do mercado ibérico da electricidade e até à culminação do processo de integração do OMEL-OMIP, uma parte da retribuição do operador do mercado poderá ser considerada custo permanente de funcionamento do sistema.

Actualmente, o OMEL é a entidade incumbida de realizar as liquidações dos mercados diário e intradiários. Para financiar essa actividade, o OMEL cobra receitas pelo desempenho da actividade de operação do mercado grossista de electricidade, que resultam da aplicação de percentagens sobre a facturação das tarifas integrais e de acesso, em conformidade com o procedimento de receitas sujeitas a liquidação disposto no RD 2017/1997. Essas percentagens são publicadas anualmente nos correspondentes Reais Decretos sobre tarifas.

Por conseguinte, são os consumidores espanhóis, através das suas tarifas integrais e de acesso, quem financia a actividade do OMEL como operação do mercado ibérico-pólo espanhol.

O financiamento do OMEL suportado pelas tarifas eléctricas (integrais e de acesso), tal como o resto dos custos permanentes e de diversificação e segurança de abastecimento, que são financiados por quotas, significa que não há um conhecimento exacto da quantia máxima que serve de base para a estimativa das correspondentes quotas e tarifas integrais e de acesso. A evolução real das receitas provenientes de tarifas de acesso e integrais e a composição dessas receitas, face aos valores previstos no exercício tarifário, são factores que explicam as diferenças (por excesso ou por defeito) entre as receitas previstas e as efectivamente arrecadadas a nível das tarifas eléctricas.

Adicionalmente, o OMEL arrecada receitas por actividades não eléctricas, designadamente por serviços de consultoria em Espanha e no estrangeiro. Estes serviços consistem, fundamentalmente, na organização de cursos e na prestação de serviços de assessoria.

A partir de 2008, o OMEL também tem desempenhado a actividade de organizador de determinados leilões de energia. Por Resolução da Secretaria-Geral da Energia (SGE), de 25 de Fevereiro de 2008, foi designado organizador do leilão para a adjudicação da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural para o período compreendido entre 1 de Abril de 2008 e 31 de Março de 2009 (leilão de armazenamentos subterrâneos de gás natural), que se realizou no passado dia 10 de Abril. De acordo com o artigo terceiro da referida Resolução, o custo da prestação deste serviço por parte do OMEL deveria ser aprovado por resolução da Direcção-Geral de Política Energética e Minas (DGPEyM) e a respectiva importância paga pelo gestor técnico do sistema (GTS), a qual será reconhecida como despesa liquidável do serviço. A importância paga pela Enagás enquadra-se no âmbito do contrato assinado entre o GTS e o OMEL pela prestação do serviço de organização do leilão.

A tabela seguinte apresenta as quotas baseadas em tarifas para a retribuição do operador do mercado, que foram recolhidas nos R.D. e portarias responsáveis pela revisão das tarifas eléctricas:

Tabela 7.1 *Quotas para a retribuição do OMIE com base nas tarifas integrais e de acesso espanholas: 1998-2009*

Taxas a reflectir nas tarifas eléctricas para financiamento do Operador de Mercado (%)

Ano	RD Tarifas	Sobre tarifas integrais	Sobre tarifas de acesso	% de variação sobre ano anterior	
				Sobre tarifas integrais	Sobre tarifas de acesso
1998	R.D. 2016/1997	0,036	0,083		
1999	R.D. 2821/1998	0,056	0,146	55,6%	75,9%
2000	R.D. 2066/1999	0,056	0,153	0,0%	4,8%
2001	R.D. 3490/2000	0,069	0,201	23,2%	31,4%
2002	R.D. 1483/2001	0,073	0,178	5,8%	-11,4%
2003	R.D. 1436/2002	0,068	0,192	-6,8%	7,9%
2004	R.D. 1802/2003	0,057	0,159	-16,2%	-17,2%
2005	R.D. 2392/2004	0,057	0,169	0,0%	6,3%
2006	R.D. 1556/2005	0,053	0,153	-7,0%	-9,5%
	R.D. 809/2006 (*)	0,053	0,153	0,0%	0,0%
2007	R.D. 1634/2006	0,046	0,180	-13,2%	17,6%
	R.D. 871/2007 (*)	0,046	0,180	0,0%	0,0%
2008	Orden ITC/3860/2007	0,045	0,197	-2,2%	9,4%
	Orden ITC/1857/2008 (*)	0,045	0,197	0,0%	0,0%
2009	Orden ITC/3801/2008	0,041	0,151	-8,9%	-23,4%

Fonte: Reais Decretos e Portarias ITC sobre tarifas

A **Tabela 7.2** apresenta a variação histórica entre a remuneração atribuída e as receitas reais do operador do mercado.

Tabela 7.2 Evolução da remuneração estimada e das receitas reais de OMIE (1998-2008)

ANO	Remuneração assignada nas tarifas (A)		REAL OMIE (B)		Diferenças	
	Receitas	% de variação sobre ano anterior	Receitas por taxas	% de variação sobre el año anterior	(A) - (B)	% variação (A) sobre (B)
1998	4 207		4 333		- 126	-2,9%
1999	6 611	57%	6 570	52%	41	0,6%
2000	6 852	4%	6 864	4%	- 12	-0,2%
2001	9 015	32%	8 775	28%	240	2,7%
2002	9 201	2%	8 946	2%	255	2,9%
2003	9 353	2%	9 353	5%	-	0,0%
2004	9 353	0%	9 355	0%	- 2	0,0%
2005	9 912	6%	10 008	7%	- 96	-1,0%
2006	10 150	2%	10 365	4%	- 215	-2,1%
2007	10 379	2%	10 852	5%	- 473	-4,4%
2008	10 753	4%	11 118	2%	- 365	-3,3%

Fonte: Propostas de Reais Decretos e Portaria ITC sobre tarifas eléctricas e OMEL; dados de receitas de 2008 correspondentes à liquidação #14

A Tabela 7.3 apresenta a evolução histórica da conta de perdas e ganhos do pólo espanhol do operador do mercado:

Tabela 7.3 Evolução da conta de perdas e ganhos do OMIE (2003-2008)

	Custos e Proveitos					
	Janeiro a Dezembro 2003	Janeiro a Dezembro 2004	Janeiro a Dezembro 2005	Janeiro a Dezembro 2006	Janeiro a Dezembro 2007	Janeiro a Dezembro 2008
(Euros)						
Receitas totais de exploração	10.130.006	9.991.287	10.443.724	10.623.928	11.101.973	12.431.260
- Consumos e fornecimentos	0	0	0	0	0	0
= Valor Acrescentado Bruto	10.130.006	9.991.287	10.443.724	10.623.928	11.101.973	12.431.260
- Gastos com pessoal	4.905.493	5.186.602	5.286.314	5.492.641	5.839.348	6.465.393
- Outros gastos de exploração	3.693.197	3.407.611	3.263.913	3.770.207	4.312.078	4.445.585
= Resultado Bruto de Exploração	1.531.316	1.397.073	1.893.497	1.361.080	950.547	1.520.282
- Amortiz. do imobilizado e variações de provisões	638.218	626.020	614.370	480.386	441.955	446.688
= Resultado Líquido de Exploração	893.098	771.053	1.279.127	880.694	508.592	1.073.594
±/- Resultados financeiros	19.378	23.894	32.464	41.201	174.736	132.411
= Resultado Corrente	912.477	794.947	1.311.591	921.895	683.328	1.206.005
±/- Resultados extraordinários	3.199	-723.979	-383.563	5.959	120.902	0
= Resultado antes de impostos	915.676	70.969	928.028	927.854	804.230	1.206.005
- Impostos	311.255	15.830	452.632	379.811	175.230	372.225
= Resultado Líquido	604.421	55.139	475.396	548.043	629.000	833.780

Fonte: Relatórios anuais do OMEL

7.2 FINANCIAMENTO DO OMIP

Um dos aspectos mais relevantes no funcionamento do MIBEL é a sustentabilidade do próprio mercado.

Assim, embora no Acordo de Santiago de Compostela se preveja o autofinanciamento como sendo um dos princípios orientadores, prevê-se igualmente a existência de um período inicial de transição em que o financiamento do operador do mercado ibérico pólo português (OMIP) e do operador do mercado ibérico pólo espanhol (OMIE) possa ser complementado pelas tarifas.

Com efeito o n.º 7 do artigo 4.º refere que deverão ser tomadas as medidas para possibilitar que “os mercados se autofinanciem ao fim de um período transitório a acordar entre as partes, não inferior a dois anos”. Durante o período transitório, o financiamento será complementado pelas tarifas.

Assim, assumido este compromisso pelo Estado Português, há que fazer referência ao Despacho n.º 4673/2005 (2.ª Série), nos termos do qual se determina que “a sustentabilidade do OMIP e da OMIClear, enquanto entidades do sector eléctrico encarregues do funcionamento e gestão do mercado de electricidade a prazo, será suportado pelo sistema eléctrico, através da tarifa de uso global do sistema”.

Estes encargos, a considerar como encargo do uso global do sistema, englobam os custos de instalação, o saldo de funcionamento e a remuneração dos activos, a considerar desde a data de constituição do OMIP.

A partir do momento em que o saldo consolidado de exploração do OMIP e da OMIClear seja positivo, sem prejuízo da remuneração dos activos prevista (que tem como referência a taxa de remuneração reconhecida à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.), deve ser utilizado para a amortização dos valores anteriormente recebidos. A devolução/recebimento dos montantes resultantes dos ajustamentos à taxa de remuneração deve ser liquidada ao longo o ano n+2.

REALIZAÇÃO DOS LEILÕES OBRIGATÓRIOS NO OMIP

De forma a assegurar-se um nível mínimo de liquidez que permita a viabilização do mercado a prazo e estimule o ambiente concorrencial, o Acordo de Santiago de Compostela prevê a obrigatoriedade de Portugal e Espanha, durante um período transitório, estabelecerem “*uma percentagem mínima de energia que os comercializadores regulados terão de adquirir no mercado a prazo gerido pelo OMIP*”.

Neste âmbito, foi igualmente assumido o compromisso, pelo Governo português em coordenação com o Governo espanhol, em fixar uma percentagem mínima de energia eléctrica que os comercializadores regulados⁹³ de ambos os países teriam de adquirir no mercado a prazo do MIBEL, tendo sido fixadas as quantidades mínimas a adquirir em leilão desde o segundo semestre de 2006.

A obrigatoriedade de aquisição de energia nos leilões impende sobre seis entidades: EDP Serviço Universal, S.A.; E.ON Distribución, S.L.; Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (Peninsular); Hidrocarbónico Distribución Eléctrica, S.A.U.; Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. e Union Fenosa Distribución, S.A..

Assim, para o período compreendido entre Julho e Dezembro de 2006, as quantidades mínimas de electricidade a adquirir obrigatoriamente nos leilões realizados no mercado a prazo do MIBEL foram de 4 414 701 MWh.

Para o ano de 2007 foi definida como quantidade mínima obrigatória de electricidade a adquirir nos leilões do mercado a prazo 19 358 609 MWh e para o ano de 2008 foram definidos 15 183 033 MWh.

No primeiro trimestre de 2009, foram definidas como quantidades mínimas de electricidade a adquirir nos leilões realizados no mercado a prazo 3 757 101 MWh.

⁹³ Considera-se comercializador de último recurso aquele que “*estiver sujeito à obrigações de serviço universal*”, conforme previsto no n.º 1 do artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro. De acordo com o previsto no mesmo artigo, o **comercializador regulado** poderá assumir a prestação de obrigações de serviço universal de fornecimento de energia eléctrica, função cometida ao designado comercializador de último recurso, terminologia usada no âmbito da fixação das quantidades de energia a adquirir obrigatoriamente nos leilões, conforme redacção da Portaria n.º 643/2006, de 26 de Junho.

Tabela 7.4 MWh mínimos obrigatórios de aquisição obrigatória nos leilões realizados no mercado a prazo do MIBEL (de Jul.06 a Mar.09)

Entidade	Jul.06 - Dez.06 ⁽¹⁾		Jan.07 - Dez.07 ⁽²⁾		Jan.08 - Dez.08 ⁽³⁾		Jan.09 - Mar.09 ⁽⁴⁾	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Endesa	1 338 180	30%	5 599 952	29%	4 071 756	27%	1 159 044	31%
Iberdrola	1 325 745	30%	6 477 869	33%	4 984 869	33%	831 030	22%
EDP	904 920	20%	3 668 872	19%	3 655 857	24%	992 775	26%
Unión	568 272	13%	2 466 476	13%	1 641 636	11%	503 016	13%
Hidrocontábrico	189 201	4%	750 442	4%	587 874	4%	196 839	5%
Electra	88 383	2%	394 998	2%	241 041	2%	74 397	2%
Total	4 414 701	100%	19 358 609	100%	15 183 033	100%	3 757 101	100%

⁽¹⁾ Portaria n.º 643/2006, de 26 de Junho, e Orden ITC/2129/2006, de 30 de Junho

⁽²⁾ Despacho n.º 780/2007, de 27 de Dezembro, e Orden ITC/3990/2006, de 28 de Dezembro

⁽³⁾ Despacho n.º 780/2007, de 27 de Dezembro, e Orden ITC/1865/2007, de 22 de Junho

⁽⁴⁾ Despacho n.º 125-A/2009, de 31 de Dezembro, e Orden ITC/3789/2008, de 26 de Dezembro

COMISSÕES PREVISTAS: PREÇÁRIO OMIP/OMICLEAR

A remuneração do OMIP/OMIClear no âmbito das funções que desempenham na gestão do mercado de derivados do MIBEL está prevista no Aviso OMIP/OMIClear n.º 9/2006 – Preçário.

No preçário encontra-se previsto o recebimento de comissões:

- ✓ De admissão e manutenção (devidas pelos membros negociadores, membros compensadores, agentes de liquidação e intermediário de operações bilaterais);
- ✓ Sobre transacções (devidas por cada transacção ou movimentação efectuada nas plataformas de mercado: de negociação e de compensação);
- ✓ Pela utilização das plataformas de mercado (de negociação e de compensação);
- ✓ Pela redifusão de informação de mercado;
- ✓ Pelas tecnologias de acesso aos sistemas de negociação e de compensação;
- ✓ Por acções de formação organizadas pelo OMIP e pela OMIClear; e
- ✓ Pela realização de exames de certificação de responsáveis.

De acordo com o preçário do OMIP/OMIClear são devidas as seguintes comissões pelas transacções realizadas/registadas no mercado a prazo do MIBEL:

Tabela 7.5 Comissões no mercado a prazo do MIBEL

	Comissão OMIP	Comissão OMIClear
Negociação em contínuo	Agredido – 0 ¹ Agressor - 0.010	0.010
Negociação em leilão	0.010	0.010
Entrega física	0	0.010 ²
Registo OTC entre diferentes titulares	0.005	0.010
Registo OTC mesmo titular	0 ³	0 ³

Unidades: €/MWh

¹ Regime temporário

² Valor devido numa base líquida para os contratos com entrega física, em cada dia, por conta de negociação

³ Ajustado por estorno

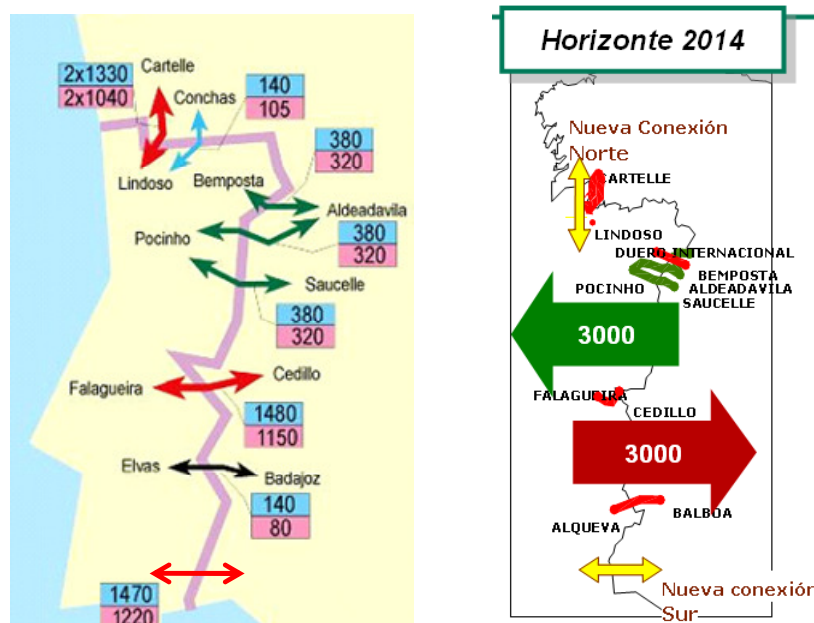
Fonte: OMIP-OMIClear

8 INTERLIGAÇÕES

8.1 CAPACIDADES DISPONÍVEIS

Actualmente, a capacidade máxima de troca comercial em período de ponta entre as duas zonas do MIBEL ronda os 1 600 MW, no sentido de Espanha para Portugal, e os 1 300 MW no sentido oposto⁹⁴. A expectativa é de uma duplicação aproximada das referidas capacidades até 2014⁹⁵, para uma capacidade disponível próxima dos 3 000 MW em ambos os sentidos, o que deverá permitir reduzir de forma significativa o grau de congestionamento estrutural que afecta a interligação. Fundamental para esta ampliação será a colocação em serviço de dois novos corredores de 400 kV, no norte e no sul da fronteira⁹⁶.

Figura 8.1-1 Interligação: capacidades actuais e situação prevista em 2014



[MVA] (Inverno, a azul; Verão, a rosa) - Fonte: REE REN Interligações SG 2007

No norte, a interligação será concretizada com uma nova linha entre Pazos (ES) e Vila do Conde (PT), o que exigirá um reforço de 400 kV entre as subestações de Cartelle e Pazos, no lado espanhol, e um reforço entre as novas subestações de Vila do Conde e a actual subestação de Vila Fria⁹⁷. No sul, a

⁹⁴ "O sistema eléctrico espanhol em 2007", Capacidade de troca comercial das interligações, Rede Eléctrica de Espanha, 2008

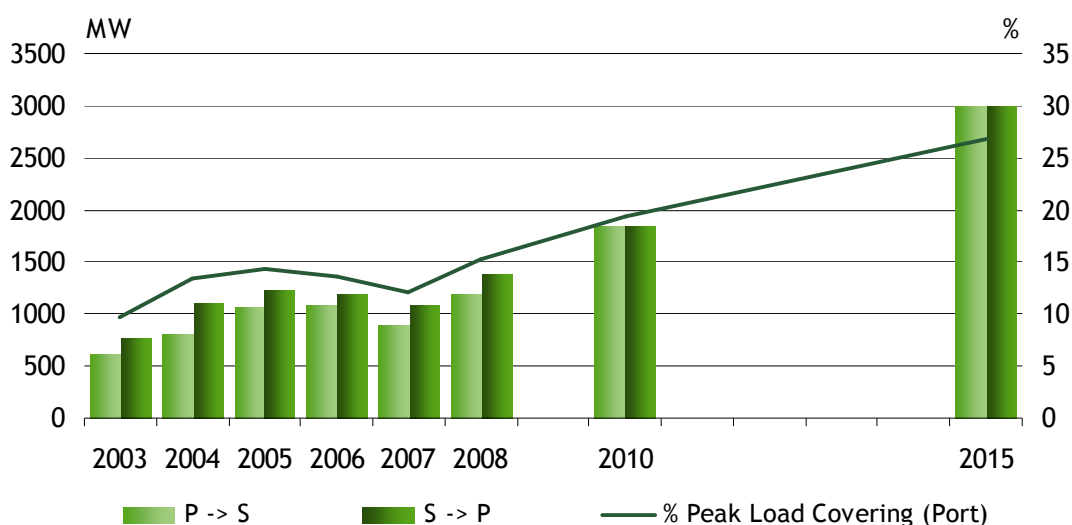
⁹⁵ "Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014(2019)", Redes Energéticas Nacionais, 2008

⁹⁶ "Planeamento dos sectores da electricidade e do gás 2008-2016", Coordenação de desenvolvimento com sistemas eléctricos externos, Ministério da Indústria, Turismo e Comércio, 2008.

⁹⁷ "Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014(2019)", Redes Energéticas Nacionais, 2008

nova linha unirá a nova subestação de Tavira (PT) e Guillena (ES); será ainda necessária uma nova subestação em La Puebla de Guzmán. Em ambos os casos serão construídas em circuito simples, mas preparadas para circuito duplo nos dois países. No Inverno, a capacidade de transporte de cada uma das novas linhas rondará os 1 900 MW; a construção dos ramais espanhóis está prevista para 2014 (norte) e 2011 (sul), respectivamente. Ambos os projectos têm prioridade A, o nível máximo contemplado pelo planeamento. A construção dos ramais portugueses está prevista para 2013 (norte) e 2010 (sul).

Figura 8.1-2 Evolução e projecção da capacidade de interligação em ambos os sentidos, e percentagem dessa capacidade referida à ponta da procura (de Portugal)



[MW, %] - Fonte: REN Interligações SG 2007

Nota: A capacidade projectada por Portugal é de⁹⁸:

Ano	PT->ES		ES->PT		Mín. anual de importação MW	Ponta do consumo MW	Satisfação da ponta %
	Verão	Inverno	Verão	Inverno			
2009	1300	1600	1200	1600	1200	9770	12,2
2010	1800	1900	1800	1900	1800	10140	17,8
2012	2600	2800	2200	2600	2200	11160	19,7
2014	3000	3000	3000	3000	3000	12120	24,8

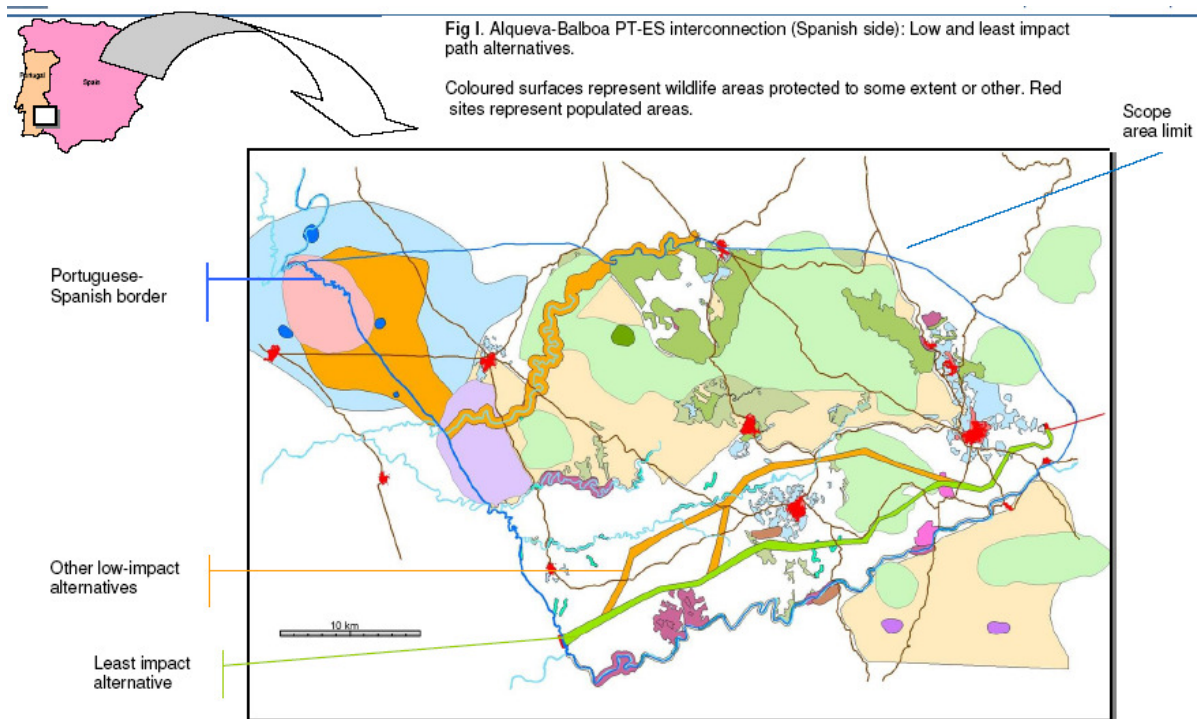
O reforço mais importante, já alcançado sob os auspícios do MIBEL, é a linha Alqueva-Balboa, que constitui uma referência de êxito⁹⁹ no quadro das ligações internacionais, pela celeridade do processo

⁹⁸ “Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014(2019)”, Redes Energéticas Nacionais, 2008

⁹⁹ “Status Review on Building and Construction Authorisation and Permit Process - Case Examples”, ERGEG, 2008. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/E08-EFG-27-04_BCAP_Case_Examples_06-Feb-08_0.pdf

em termos de projecto e construção, pouco habitual hoje em dia em infra-estruturas com esta dimensão e relevância. Esta interligação constitui um caso de estudo representativo, por demonstrar até que ponto o envolvimento e o apoio político ao mais alto nível, bem como a coordenação efectiva entre os diferentes níveis regulamentares e administrativos, são decisivos para o êxito de um projecto com estas características.

Figura 8.1-3 Alqueva-Balboa (ramal espanhol): alternativas de traçado de impacto baixo e de impacto mínimo, com indicação de áreas com diferentes graus de protecção ambiental



Fonte: ERGEG BCAP Case examples 2008

Quadro 8.1 Alqueva-Balboa como best practice

Alqueva-Balboa é uma linha de 400 kV em circuito simples, preparada para ser uma linha dupla; estende-se por mais de 80 km, repartidos aproximadamente em partes iguais por solo espanhol e português. A identificação de um traçado de impacto ambiental mínimo foi particularmente difícil, dado existirem inúmeras áreas de interesse ecológico nas imediações da área de estudo; não obstante, a alternativa finalmente adoptada consegue respeitar as zonas protegidas e foi colocada em serviço pouco mais de dois anos após a assinatura do Protocolo que a avalizava.

Por outro lado, para além da análise ou da aprovação dos planos de desenvolvimento de interligações e dos reforços domésticos que viabilizam a sua operação, também compete aos membros do CR adoptar

medidas tendentes a uma sensibilização acrescida da sociedade relativamente à importância de que se reveste a construção de novas infra-estruturas energéticas para a consolidação de um grau de bem-estar que a maior parte da população parece dar por adquirido. Isto é particularmente relevante no que diz respeito à função estruturante que as linhas de transporte e, muito em particular as que servem de ligação internacional, têm para o sistema.

Expõem-se a seguir alguns dos aspectos que incidem na sensibilização da sociedade e, por conseguinte, nas tarefas que o CR se propõe abordar no âmbito desta missão:

- ❖ A construção e a exploração de infra-estruturas energéticas (instalações de abastecimento e produção, redes de transporte e distribuição) são necessárias para manter um nível de cobertura adequado das necessidades básicas dos cidadãos e dos diferentes sectores económicos.
- ❖ A construção e a exploração de infra-estruturas podem afectar a envolvente mais próxima do cidadão e o ambiente, pelo que o seu desenvolvimento tem vindo a ser objecto de uma crescente rejeição social.
- ❖ Embora os cidadãos de um determinado território ou as empresas de um sector em particular não se apercebam de forma imediata, os benefícios derivados da colocação em serviço dessas infra-estruturas abrangem a sociedade no seu todo, por vezes num âmbito supranacional, inclusive, e contribuem de forma geral e solidária para o desenvolvimento humano e económico, ainda que a constatação desse facto se realize de forma indirecta e diferida no tempo.
- ❖ A regulação da energia deve ter em consideração esta realidade, traduzir nos seus novos projectos o reconhecimento dos esforços envidados pelos agentes que desenvolvem as infra-estruturas para vencer essas dificuldades e fomentar a difusão do impacto positivo que a evolução sustentável e responsável do nosso tecido energético tem para a sociedade no seu conjunto.

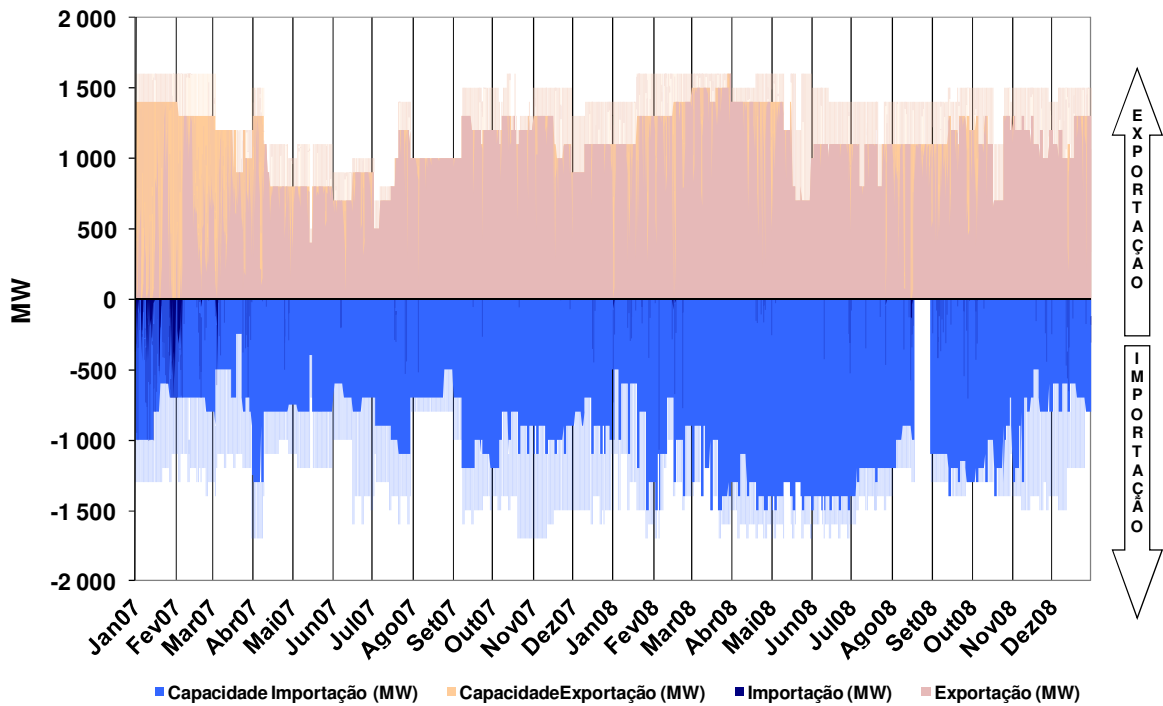
Por conseguinte, o CR tem por missão uma tarefa dupla: 1) o reconhecimento destes esforços no quadro regulatório e 2) o envolvimento directo na consciencialização social para o papel representado pela energia, a sua compatibilização com a ordenação do território e a preservação do ambiente e as consequências da sua indisponibilidade.

8.2 UTILIZAÇÃO

O grau de utilização observado na interligação entre as duas zonas do MIBEL tem sido historicamente elevado, e desde a entrada em vigor do mecanismo de *market splitting* pode afirmar-se que a ocupação tem vindo a ser praticamente plena, ainda que fortemente assimétrica, já que o diferencial de preços registado neste período forçou a exportação no sentido de Espanha para Portugal na grande maioria das horas. Estes resultados avalizam a eficácia do quadro normativo em vigor para a gestão dos

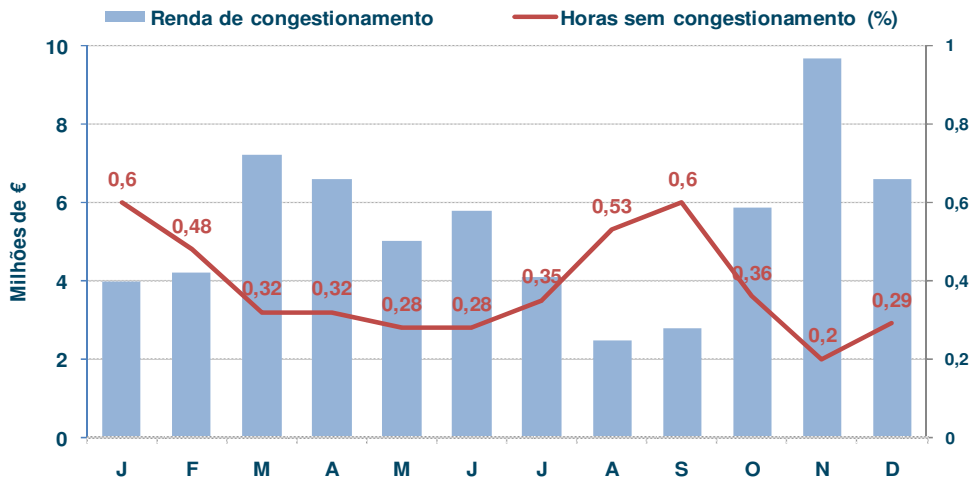
congestionamentos. Mesmo podendo classificar-se como satisfatório o nível de utilização das linhas que unem os dois países, não deve perder-se de vista que este dado tem de ser relativizado em função do valor total da capacidade disponível para fins comerciais: as oscilações experimentadas por este parâmetro são, e serão, necessariamente objecto de adequada justificação e análise no CR.

Figura 8.2-1 Capacidade disponível e utilizada na interligação Portugal-Espanha



Anos de 2007 e 2008; dados em [MW, MWh] – Fonte: CNE

Figura 8.2-2 Rendas de congestionamento e percentagem de associação derivada do market splitting no mercado diário



2008, [%, milhões de euros] - Fonte: REE Serviços de ajuste Resumo de 2008

De realçar o elevado número de horas em que a interligação Portugal-Espanha se encontra congestionada, apesar da evolução positiva que tem vindo a ocorrer quanto aos valores de capacidade disponível, que se justifica pelo facto da interligação Portugal-Espanha ser uma das interligações europeias com maior valor relativo face aos consumos que interliga. Nesse sentido, o CR apoia todos os esforços que tem vindo a ser desenvolvidos pelos TSO com o objectivo da entrada em serviço dos novos corredores de 400 kV, que permitam concretizar a meta de 3 GW de capacidade de interligação prevista para 2014 e resolver todas as restrições internas em cada um dos países que limitam muitas vezes a interligação disponível.

8.3 INCIDENTES

Dado que a interligação entre as duas zonas integrantes do MIBEL ainda é insuficiente e sofre de um congestionamento estrutural que a satura na maioria das horas, o CR considera prioritário esgotar todas as possibilidades ao seu alcance para analisar possíveis causas recorrentes que possam motivar reduções de capacidade significativas, com o objectivo de estudar a forma economicamente mais eficiente de as prevenir e, se necessário, conceber, de forma harmonizada, ferramentas reguladoras (esquema de incentivos, mecanismos de supervisão) tendentes à progressiva minimização desses problemas.

Não obstante, a análise dos incidentes registados desde Julho 2007 permite concluir que a resposta para algumas destas anomalias não reside no estado ou na operação das infra-estruturas, mas em questões relacionadas com a concepção do mercado grossista, que podem ter impacto negativo nas margens de

cobertura da procura e incidir, por conseguinte, numa restrição da capacidade de exportação do país inicialmente exportador por razões de segurança do fornecimento doméstico.

Os quadros seguintes apresentam o resumo das acções coordenadas de balanço para o 2.º semestre de 2007 e para o 1.º semestre de 2008. Não se registaram acções coordenadas de balanço no 2.º semestre de 2008.

Figura 8.3-1 Acções coordenadas de balanço realizadas na interligação Espanha-Portugal

Historial de Acções Coordenadas de Balanço no 2.º semestre de 2007				
Dia	Congestionamento	Hora	Redespacho (MW)	Causa
29 de Julho	E -> P	21	100	Por dificuldade da reposição da linha, L-400 kV Cedillo-Falagueira, do lado espanhol, após incêndio em Portugal
		22	100	
		23	100	
		24	100	
31 de Julho	E -> P	6	200	Indisponibilidade, devido a incêndio, de várias instalações na S.E. 220 kV Aldeadávila
		22	500	
		23	500	
12 de Novembro	E -> P	20	690	Redução da capacidade de exportação por razões de segurança de abastecimento no sistema eléctrico espanhol
		21	690	
		10	325	
		11	1000	
		12	1000	
19 de Novembro	E -> P	13	1000	Redução da capacidade de exportação por razões de segurança de abastecimento no sistema eléctrico espanhol
		14	1000	
		15	500	
		18	500	
		19	600	
		21	600	
		22	1000	
		23	500	
17 de Dezembro	P -> E	11	450	Redução da capacidade de exportação por razões de segurança de abastecimento no sistema eléctrico português
		12	45	
Total	E -> P		11005	
	P -> E		495	

2007 S2, [MW] - Fonte: ERSE, a partir de informação facultada por REE e REN

Figura 8.3-2 Acções coordenadas de balanço realizadas na interligação Espanha-Portugal (2)

Historial de Acções Coordenadas de Balanço no 1.º semestre de 2008				
Dia	Congestionamento	Hora	Redespacho (MW)	Causa
		1	307	
		2	600	
		9	800	
		10	600	
		11	258	
		12	197	
		13	95	
		14	119	Redução da capacidade de exportação por razões de segurança de abastecimento no sistema eléctrico espanhol.
17 de Maio	E -> P	15	513	
		16	600	
		17	600	Dia 17 de Maio de 2008: A energia total associada a este conjunto de acções coordenadas de balanço foi de 8118 MWh e o operador de sistema português recebeu uma compensação de 471 504 €
		18	600	
		19	600	
		20	600	
		21	600	
		22	42	
		23	387	
		24	600	
		17	400	Indisponibilidade devido à abertura de 2 linhas de 400 kV, Cedillo-Falagueira e Cedillo-J.M.Oriol, para trabalhos de manutenção na subestação de Cedillo.
18 de Junho	E -> P	18	165	
		19	400	Dia 18 de Junho de 2008: A energia total associada a este conjunto de acções coordenadas de balanço foi de 1365 MWh e o operador de sistema português recebeu uma compensação de 84 981 €
		20	400	
Total	E -> P	22	9483	

2008 S1, [MW] - Fonte: ERSE, a partir de informação facultada por REE e REN

Não se registaram acções coordenadas de balanço no 2.º semestre de 2008.

9 PARTICIPAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MERCADO

A produção de electricidade em regime especial já é uma peça imprescindível do *mix* de produção ibérico, e o volume do potencial renovável ainda por explorar situa-a entre os mecanismos cujo desenvolvimento é iniludível para compatibilizar a liberalização da produção de electricidade com as **metas em matéria de eficiência energética e protecção do ambiente** traçadas pelo conjunto da sociedade actual. Espanha e Portugal têm metas estabelecidas que levam a que nos próximos anos o crescimento da produção em regime especial continue a ser muito significativo, designadamente para dar cumprimento aos objectivos impostos pela *repartição do esforço* acordado entre os países da União Europeia no âmbito da sua meta comum de liderar a luta contra os efeitos das **alterações climáticas** e alcançar um maior grau de **independência energética** para os seus fornecedores.

Superada a necessária etapa prévia de aprendizagem, pelo menos no caso das tecnologias mais maduras (em particular a eólica), o regime especial coexiste com o regime ordinário. **Não deve exigir-se unicamente energia, mas também potência e uma contribuição decidida para a operação do sistema**, mesmo no caso das tecnologias baseadas em recursos denominados *não geríveis*. Com o grau de evolução alcançado pelas actuais técnicas de controlo e previsão, é possível realizar ofertas firmes com erros cada vez menores em horizontes temporais do mercado intradiário praticamente comparáveis aos do regime ordinário. Este facto, relevante para uma operação segura de qualquer sistema, torna-se crítico na gestão de um sistema tão debilmente interligado com o continente, como a península ibérica.

Nos próximos pontos apresenta-se a situação actual em Espanha e em Portugal, designadamente no que respeita a energias e potências da produção em regime especial, bem como sobre o sistema retributivo em vigor.

9.1 PORTUGAL

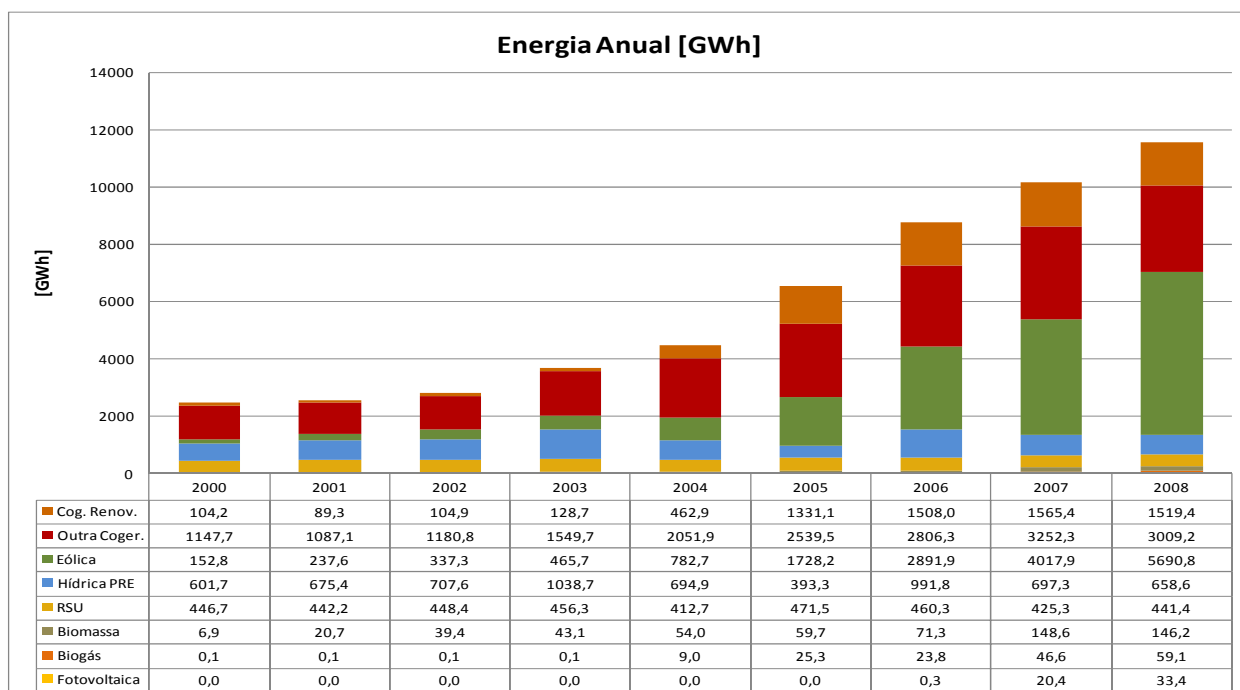
Actualmente é considerada produção em regime especial:

- A produção de energia eléctrica com base em recursos hídricos. Desde 1988 que a PRE só englobava as centrais com potência instalada até 10 MVA. No entanto, a publicação do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, aprovou o tarifário para centrais com potência entre 10 e 30 MW, e permite que centrais com potência superior a 30 MW possam ser remuneradas ao abrigo deste diploma de acordo com valor a publicar por portaria ministerial, até à data não publicada.
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas).

- A produção de energia eléctrica em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW¹⁰⁰.
- A produção de energia eléctrica por microgeração, com potência instalada até 5,75 kW.
- A produção de energia eléctrica através de um processo de cogeração.

A produção em regime especial tem tido uma evolução muito significativa nos últimos anos. Nas figuras seguintes apresenta-se esta evolução em termos de energia e potência, comparando com o total em Portugal continental.

Figura 9.1-1 Evolução do regime especial por tecnologia em termos de energia



Fonte: EDP SU

O peso da PRE tem aumentado significativamente, representando em 2008 cerca de 23% o total da produção em Portugal continental, como se observa na figura seguinte.

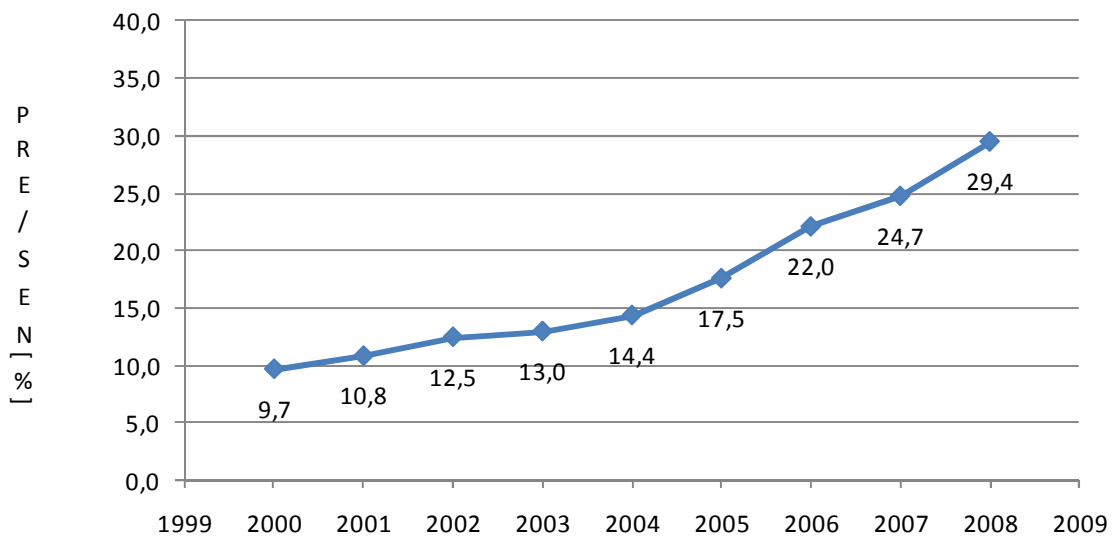
¹⁰⁰ Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março.

Figura 9.1-2 PRE — Contribuição para a energia produzida no Sistema Eléctrico Nacional



Fonte: EDP SU

Figura 9.1-3 PRE — Contribuição para a potência Instalada no Sistema Eléctrico Nacional



Fonte: EDP SU

Em Portugal, o comercializador de último recurso tem obrigação de compra de toda a energia produzida pela PRE.

Relativamente à cogeração, destaca-se ainda a possibilidade destas instalações venderem ao comercializador de último recurso toda a produção, incluindo a que se destina a autoconsumo;

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo.
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos factores ponderados. No caso do concurso da energia eólica, o desconto oferecido foi o critério de decisão com ponderação mais elevada.

Os preços publicados pelo Governo actualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificar-se os custos evitados em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO₂ evitadas). Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes factores:

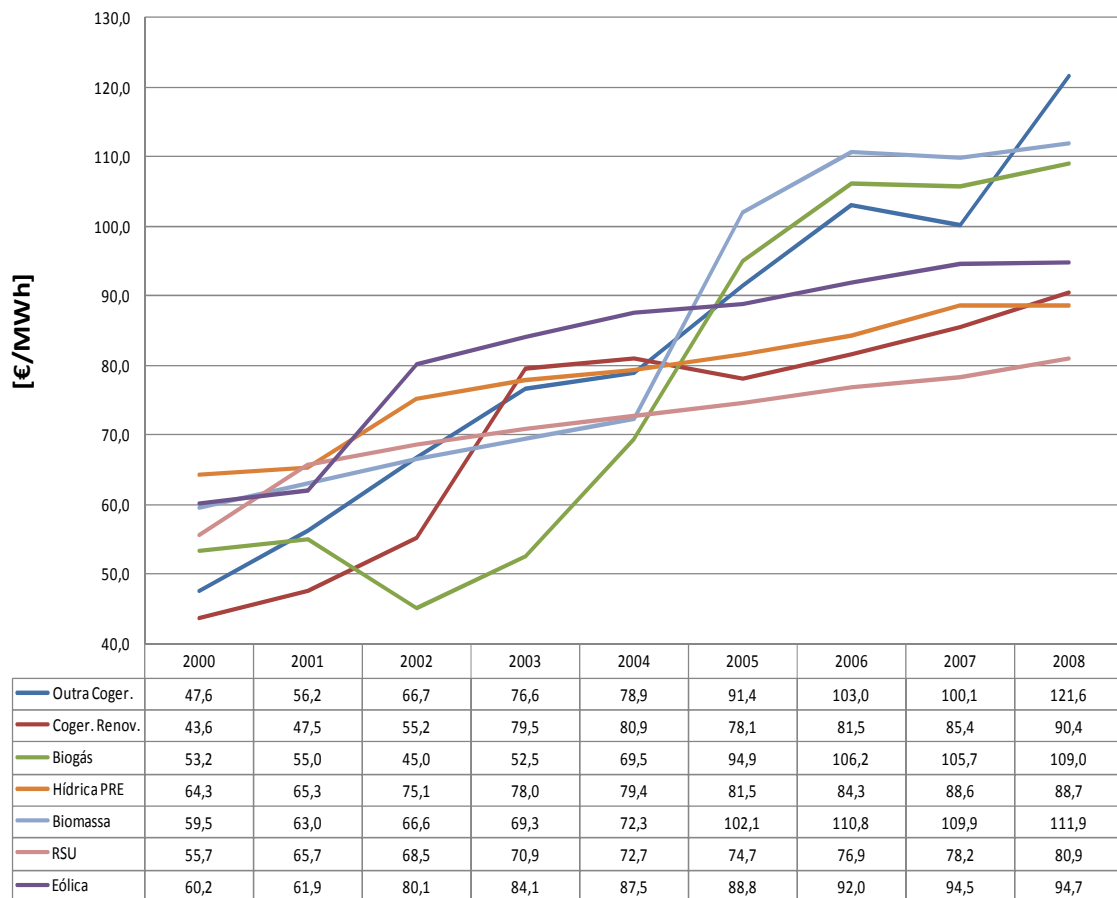
- Período de entrega da energia eléctrica à rede.
- Forma do diagrama de produção de energia eléctrica.
- Fonte de energia primária utilizada.

Relativamente à cogeração, encontram-se estabelecidos quatro tarifários para os seguintes tipos de instalação:

- Instalações cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações com potência de ligação superior a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações que, numa base anual, utilizem numa proporção superior a 50% resíduos como fonte de energia primária.
- Instalações cujo combustível utilizado seja fuelóleo.

Em síntese, não sendo possível indicar um preço por cada unidade de energia produzida pelo produtor em regime especial e vendida ao comercializador de último recurso, dada a multiplicidade de factores de que depende, apresenta-se na figura seguinte a evolução dos preços médios verificados para cada uma das tecnologias.

Figura 9.1-4 Evolução dos preços médios por tecnologia



Fonte:EDP SU

O comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) ao efectuar ofertas de compras no MIBEL tem em consideração a energia que compra à produção em regime especial, ou seja, esta produção é vista como uma carga negativa. Deste modo, a produção em regime especial não aparece explicitamente no mercado, mas tem influência no preço de encontro, uma vez que influencia o volume da oferta de compra.

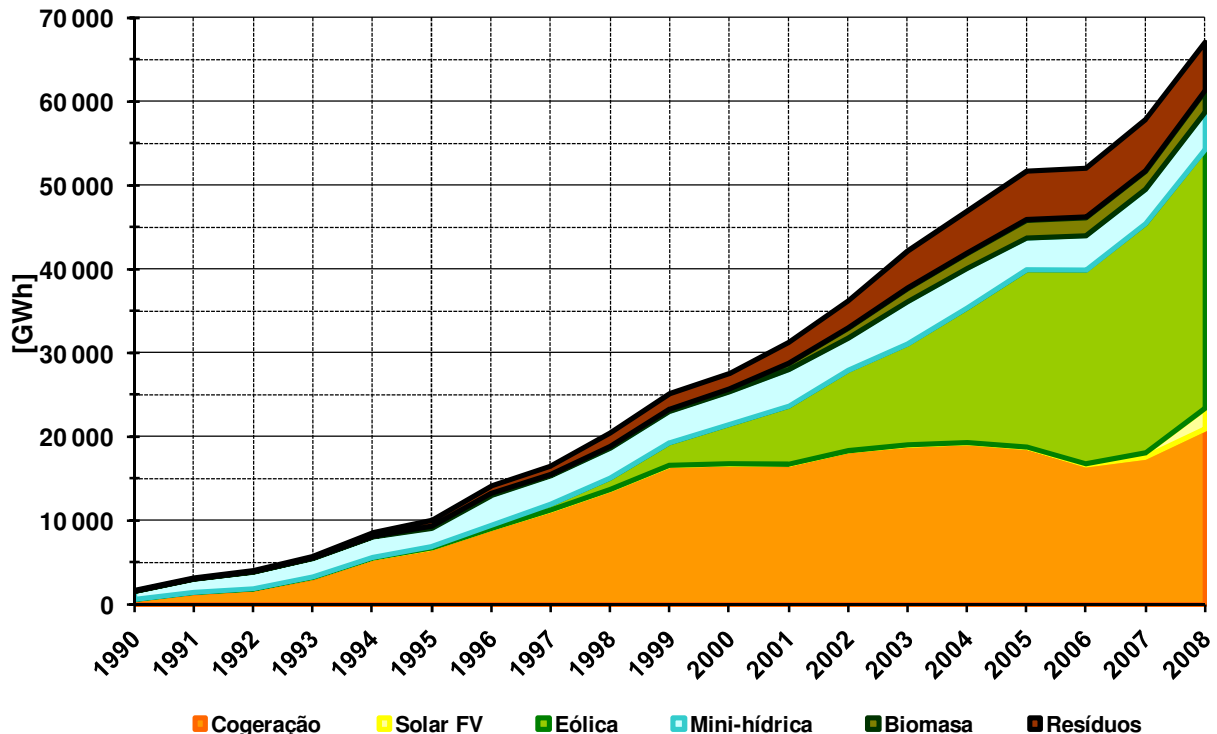
9.2 ESPANHA

Incentivar a integração voluntária no mercado é um dos quatro critérios fundamentais (os outros três são: alcançar os objectivos de planeamento, minimizar a incerteza regulatória e facilitar a operação do sistema) que o regulador sectorial espanhol vem defendendo de há vários anos a esta parte como princípios inspiradores da regulamentação legal e económica da produção de electricidade em regime especial.

Há anos que a progressiva integração no mercado da produção a partir de energias renováveis e por cogeração de alta eficiência tem sido um dos objectivos da evolução do enquadramento normativo espanhol. O quadro normativo aplicável, que até 2002 apenas contemplava incentivos de acesso ao mercado para a cogeração, aposta decididamente desde 2004 numa integração do regime especial no sistema geral de ofertas. O aumento pronunciado dos preços da energia na Europa, em 2005 e 2006, representou uma inversão na transferência da produção eólica do regime tarifário para o regime de mercado+incentivo, ao ponto de, actualmente, a potência eólica ainda adstrita a tarifas reguladas se circunscrever, na prática, a parques de dimensão muito reduzida ou aos sistemas extrapeninsulares. Contudo, importa sublinhar que nesses últimos sistemas isolados, a opção de mercado é semelhante à entrega de programas de produção para despacho de custos regulados, com as mesmas obrigações e direitos aplicados às instalações situadas na Península (à excepção dos requisitos específicos, estritamente técnicos, que a operação destes sistemas exige para a salvaguardar a segurança de fornecimento).

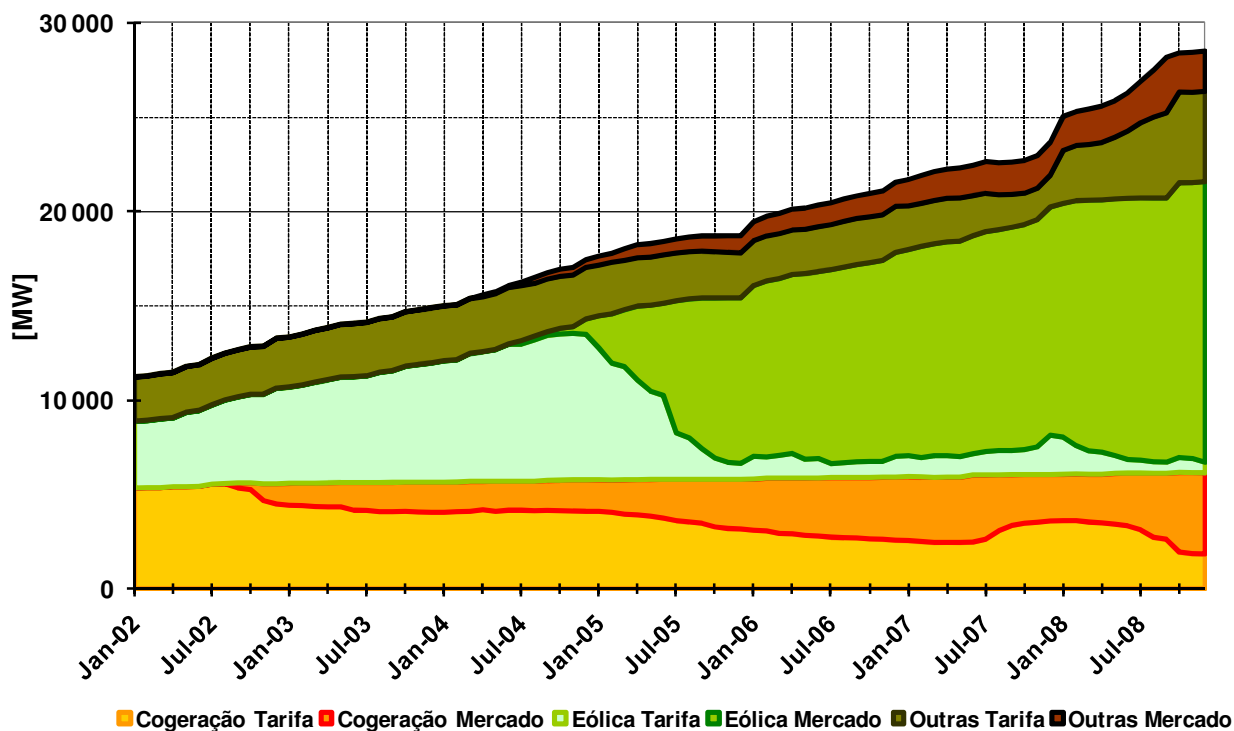
No entanto, esta política ainda tem um importante caminho a percorrer, uma vez que até agora o acesso ao mercado de outras tecnologias tem sido modesto (em várias das tecnologias renováveis) e, nalguns casos, ainda não foi objecto de regulamentação (como é o caso da energia solar fotovoltaica).

Figura 9.2-1 Espanha: Evolução da produção de energia em regime especial



Por principais tipos de tecnologia, 1990-2007, em [GWh] - Fonte: CNE, Base de dados SINCRO

Figura 9.2-2 Espanha: participação no mercado a nível de capacidade instalada

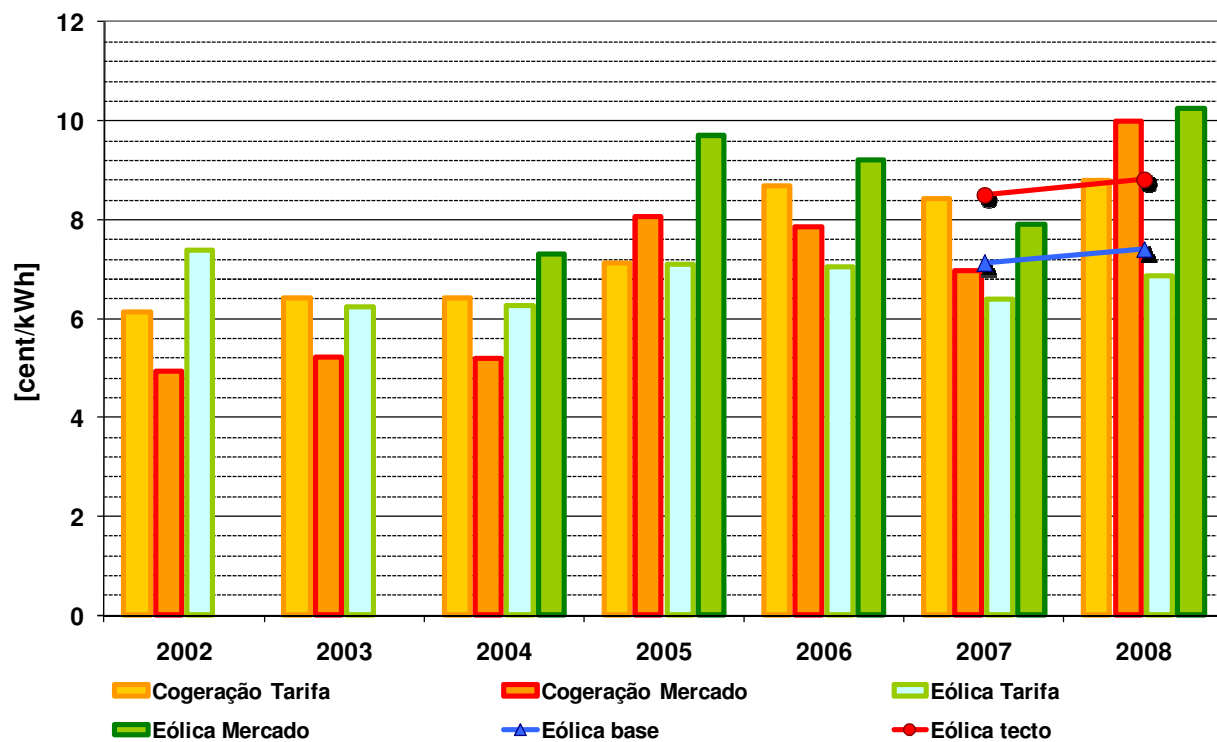


Por principais tipos de tecnologia, 2002-2008, em [MW] - Fonte: CNE, Base de dados SINCRO

Por outro lado, é extremamente importante que o incentivo adicionado ao preço de mercado esteja vinculado ao preço; de outro modo, a combinação entre (1) a desejada estabilidade do enquadramento regulatório e (2) a inevitável volatilidade do mercado (especialmente do mercado à vista) oferecerá, a montante ou a jusante, conjunturas mais ou menos prolongadas de sobre/sub-remuneração em detrimento dos interesses, quer dos consumidores (no caso de se registarem preços elevados no mercado), quer dos promotores (no caso de preços deprimidos), e aumentará de forma injustificada a incerteza dos projectos, com o consequente encarecimento do custo de capital de um negócio já normalmente muito alavancado.

Plenamente consciente desta situação, a CNE vem defendendo de há mais de cinco anos a esta parte o estabelecimento de um sistema de patamares máximos e mínimos para a retribuição total, que permita um pacto de repartição de riscos entre a sociedade e o produtor em regime especial; o Real Decreto 661/2007 em vigor estabelece finalmente estes limites, ainda que de forma incompleta, só para as instalações que utilizam como energia primária energias renováveis diferentes da solar fotovoltaica e outras que acabaram de atingir o estado de exploração comercial (geotérmica, energia das ondas, energia das marés, energia térmica dos oceanos...). — ver **Figura 9.2-3**.

Figura 9.2-3 Espanha: Retribuição tarifária (RD 436/2004) vs. Retribuição de acordo com o mercado (preço médio de retribuição total) - Limites máximo e mínimo para a energia eólica (RD 661/2007)



Cogeração e energia eólica (on shore), 2002-2008, em [cent/kWh] - Fonte: enquadramento normativo e CNE, base de dados SINCRO

10 LICENÇAS DE EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO

A solução que vier a ser encontrada no âmbito do MIBEL para o tratamento das licenças de emissão de dióxido de carbono vinculadas à produção de energia eléctrica deverá estar em linha com a **nova Directiva 2009/29/CE** do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, que altera a Directiva 2003/87/CE, a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. O mesmo sucede com o regime jurídico aplicável ao período em curso (2008 – 2012), ou seja, qualquer solução para o MIBEL neste período tem de estar em consonância com as legislações nacionais, mas também com a Directiva Europeia, sendo importante relembrar que os planos nacionais de atribuição de licenças foram aprovados pela Comissão Europeia. Em síntese, qualquer solução encontrada no âmbito do MIBEL está muito limitada por outros regimes que são dificilmente alteráveis.

Um dos aspectos fundamentais da referida directiva, que constitui um elemento integrante do denominado “pacote verde” legislativo da Comissão Europeia, passa pela **exclusão do sector eléctrico da atribuição gratuita de licenças de emissão no período pós-2012**, que deverão ser adquiridas **na totalidade por leilão**. Unicamente sob condições severamente tributadas¹⁰¹, que não seriam aplicáveis a Espanha e Portugal, se deverá permitir a progressiva introdução de leilões a partir de um sistema de atribuição livre.

Esta decisão baseia-se na capacidade reconhecida ao sector eléctrico de repercutir o sobrecusto introduzido pela compra de licenças de emissão sem perda significativa de competitividade face a possíveis concorrentes extracomunitários. De facto, no caso de sectores abertos à concorrência internacional (não comunitária), em que o custo dos direitos não se repercute directamente no preço, deve entender-se a gratuidade da atribuição como uma forma de não afectar a competitividade das empresas a nível internacional.

Quadro 10.1 Directiva 2009/29/CE “Comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa” (excertos)

O décimo nono considerando especifica que:

“Em consequência, a partir de 2013 a venda exclusivamente através de leilão deverá constituir a regra no sector da electricidade, tendo em conta a sua capacidade para repercutir o aumento do custo do CO₂, (...). A fim de evitar distorções da concorrência, os produtores de electricidade podem receber licenças de emissão a título gratuito para o aquecimento e o arrefecimento urbanos e para a produção de calor ou de frio através de cogeração com elevado nível de eficiência, conforme definido na Directiva 2004/8/CE, (...) sempre

¹⁰¹ Exige-se uma prática inexistência de interligação (no máximo, através de uma única linha de capacidade inferior a 400 MW) ou uma forte dependência energética de um único combustível (>30%) e um PIB *per capita* inferior à média da União.

que esteja prevista a atribuição de licenças de emissão a título gratuito a essa produção de calor em instalações noutros sectores.”

O novo artigo 10.º-A é taxativo a esse respeito:

*“Até 31 de Dezembro de 2010, a Comissão aprova medidas de execução a nível comunitário plenamente harmonizadas para a atribuição das licenças de emissão (...). **Não podem ser atribuídas licenças de emissão a título gratuito para a produção de electricidade, salvo nos casos abrangidos pelo artigo 10.º-C e no caso da electricidade produzida a partir de gases residuais.**”*

10.1 PORTUGAL

Tendo como objectivo o cumprimento dos compromissos assumidos, a política nacional para as alterações climáticas assenta em três pilares principais:

- Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) - programa governamental com medidas para diversos sectores cujo objectivo é reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.
- Participação no Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂ (CELE) – atribuição a um conjunto de instalações tectos individuais de emissão máxima¹⁰² (o tipo de instalações é determinado por Directiva Comunitária¹⁰³ transposta para o ordenamento jurídico nacional¹⁰⁴). Para cumprirem estes tectos, estas instalações podem adoptar medidas internas ou recorrer à compra de créditos a outras instalações ou através de projectos no âmbito dos mecanismos de Quioto.
- Investimento em mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto, com especial destaque para os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL). Neste sentido foi já criado o Fundo Português de Carbono¹⁰⁵ que será dotado, via Orçamento do Estado, com verbas que permitam estes investimentos¹⁰⁶.

A soma das reduções conseguidas, ou dos créditos adquiridos, com estes três instrumentos é o garante de que o país cumprirá os compromissos internacionais assumidos.

¹⁰² Estes tectos a cada instalação são atribuídos no Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) em despacho conjunto dos ministérios do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional e Economia e Inovação. O PNALE I (para o período 2005 - 2007) foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2005, de 3 de Março. O PLANE II (para o período 2008-2012) foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro.

¹⁰³ Directiva 2003/87/CE e Directiva 2004/101/CE (*linking*).

¹⁰⁴ Decreto-Lei n.º 233/2004, de 14 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 243-A/2004, de 31 de Dezembro, Decreto-Lei n.º 230/2005, de 29 de Dezembro, e Decreto-Lei n.º 72/2006, de 24 de Março.

¹⁰⁵ Criado pelo Decreto-Lei n.º 71/2006, de 24 de Março.

¹⁰⁶ Dotações previstas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006.

O Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão às instalações participantes no CELE foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008.

A estratégia das empresas de gestão das licenças de CO₂ depende do regime em que se encontra a central, sendo importante distinguir as seguintes situações para as centrais em Portugal que não se encontram abrangidas pelo regime especial:

- Centrais da Turbogás e Tejo Energia que continuam a deter um contrato de aquisição de energia (CAE) e são geridas pelo Agente Comercial (REN Trading);
- Centrais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Centrais sob o regime dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);
- Centrais em regime de mercado (actualmente a Termoelétrica do Ribatejo e, no futuro, os novos centros electroprodutores térmicos).

No que respeita às centrais com CMEC, no momento de cessação dos CAE ficou acordado que os custos de CO₂ serão pagos pelos consumidores. Já no que respeita às centrais em regime de mercado, a gestão do CO₂ é também feita totalmente em regime de mercado, cabendo a cada agente definir a sua estratégia e fazer reflectir da forma que considerem mais adequada o custo do CO₂ no preço da energia vendida. Para as centrais da Turbogás, Tejoenergia e das Regiões Autónomas, a ERSE aprovou um mecanismo de incentivo a uma gestão eficiente das licenças e emissão de CO₂.

10.2 ESPANHA

A legislação espanhola antecipou para o sector eléctrico os princípios inspiradores da Directiva, através dos seguintes diplomas:

- Real Decreto-Lei 3/2006, de 24 de Fevereiro, em particular do seu artigo 2.º (Consideração das licenças de emissão de gases com efeito estufa do Plano Nacional de Alocação 2006-2007).
- Portaria ITC/3115/2007, de 15 de Novembro, que regulamenta para o ano de 2006 a redução da atribuição da actividade de produção de energia eléctrica pelo montante equivalente ao valor das licenças de emissão de gases com efeito de estufa atribuídos gratuitamente¹⁰⁷.

¹⁰⁷ Na data de redacção deste documento está pendente de publicação a Portaria ministerial que irá reduzir as licenças correspondentes a 2007. Prevê-se que o impacto económico no sector seja consideravelmente menor ao ocorrido no exercício precedente, devido à queda generalizada do preço das licenças de emissão em 2007.

- Real Decreto-Lei 11/2007, de 7 de Dezembro, que deduz da retribuição da actividade de produção de energia eléctrica as maiores receitas decorrentes da atribuição gratuita de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (aplicável às licenças de emissão vinculadas ao Plano Nacional de Alocação 2008-2012).

Estas disposições decorrem da necessidade de evitar o impacto que o consumidor sofreria com a repercussão das licenças de emissão atribuídas gratuitamente no preço da electricidade. Deste modo, a importância deduzida na retribuição das instalações de produção é equivalente às receitas em excesso (lucros indevidos ou *windfall profits*) obtidas pela internalização nas ofertas de venda do custo das licenças de emissão atribuídas gratuitamente.

Para 2006, tomou-se como referência a média do preço à vista para cada um dos dias no período considerado da tonelada equivalente de CO₂ no mercado gerido pela Powernext, S.A. Este mercado foi escolhido por ser aquele que realiza maior volume de transacções a curto prazo no sector. Embora o maior peso das operações realizadas a nível global e continental corresponda ao mercado OTC e à contratação a prazo, assumiu-se que a licença gratuita representa uma receita *fixa*, que as empresas podem tentar maximizar através da alienação das licenças nas bolsas de curto prazo.

O Plano Nacional de Alocação de licenças de emissão 2008-2012, actualmente em vigor, foi aprovado pelo Real Decreto 1370/2006, de 24 de Novembro¹⁰⁸.

¹⁰⁸ Este Real Decreto foi objecto de modificações pelos Reais Decretos 030/2007 e 1402/2007, de 20 de Julho e de 29 de Outubro, respectivamente.

11 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

11.1 PORTUGAL

As disposições relativas à coordenação de indisponibilidades em Portugal estão previstas nas seguintes peças regulamentares, ambas aprovadas pela ERSE:

- Regulamento de Operação das Redes
 - Cap. VI – Coordenação de indisponibilidades
- Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema
 - Cap. 6 – Indisponibilidades da rede de transporte
 - Cap. 7 - Indisponibilidades das unidades de produção

A coordenação de indisponibilidades tem como principal objectivo garantir que a indisponibilidade dos elementos de rede ou dos centros electroprodutores, motivada por razões de manutenção, não coloque em causa a capacidade de satisfação do consumo ou a existência de reservas de regulação necessárias ao bom funcionamento e operação do sistema eléctrico, contribuindo assim para a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

A coordenação das indisponibilidades assenta em duas fases de coordenação e de actualização de indisponibilidades:

- Plano Anual de Indisponibilidades do SEN;
- Plano Semanal de Indisponibilidades.

PLANO ANUAL DE INDISPONIBILIDADES DO SEN

O Plano Anual de Indisponibilidades do SEN é elaborado pelo Gestor de Sistema e inclui as indisponibilidades dos seguintes elementos:

- Grupos geradores de produtores em regime ordinário;
- Grupos geradores de produtores em regime especial (se a potência indisponível > 10 MVA);
- Elementos da RNT;

- Linhas de interligação internacional com a rede eléctrica espanhola;
- Linhas de interligação entre a RNT e a rede de distribuição em MT e AT.

No âmbito da coordenação do Plano Anual de Indisponibilidades do SEN, o Gestor de Sistema deve respeitar os seguintes critérios:

- As indisponibilidades dos grupos geradores devem ser calendarizadas, garantindo a segurança no abastecimento e tendo em conta diferentes cenários para regimes de hidraulicidade, regimes de eolicidade, consumos e preços de combustíveis.
- As indisponibilidades dos elementos da RNT devem condicionar o menos possível a capacidade de produção dos grupos geradores e a satisfação dos consumos.
- As indisponibilidades dos elementos da RNT, não devem implicar sobrecargas ou regimes de exploração fora dos limites normais de frequência ou tensão, nem mesmo na sequência da perda de um elemento (critério de segurança N-1).
- O Gestor de Sistema deve monitorizar a cota das grandes albufeiras e, se necessário, caso a garantia de abastecimento estiver em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

PLANO SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

O Plano Semanal de Indisponibilidades incorpora as alterações ao Plano Anual de Indisponibilidades e as novas indisponibilidades não planeadas.

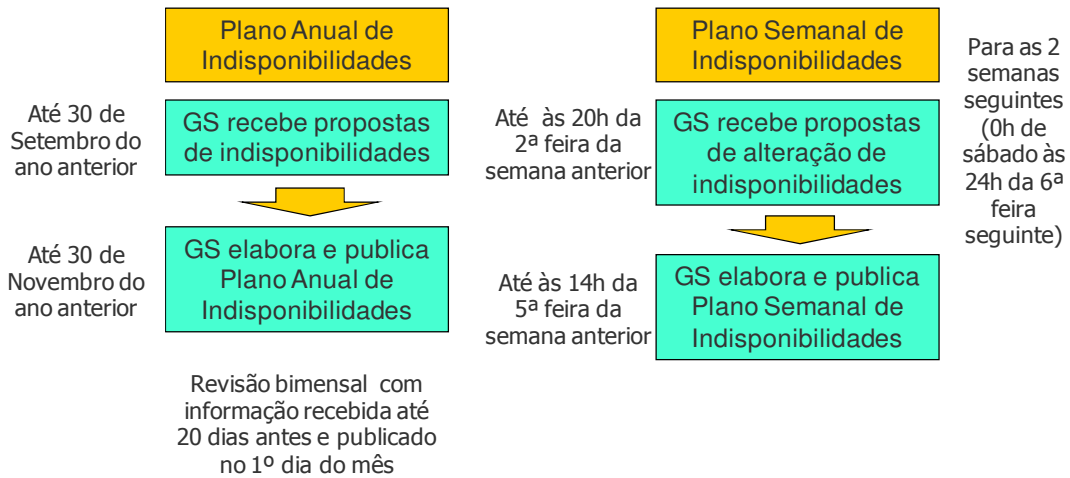
No exercício das suas competências ao estabelecer e coordenar o Plano Semanal de Indisponibilidades, o Gestor de Sistema pode alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, se a garantia de abastecimento estiver em causa, e deve estabelecer contactos com os operadores das redes interligadas para coordenar as indisponibilidades entre sistemas, tendo em atenção indisponibilidades de:

- Elementos da rede eléctrica espanhola;
- Aproveitamentos hidroeléctricos a montante dos aproveitamentos nacionais.

CALENDARIZAÇÃO DOS PLANOS DE INDISPONIBILIDADES

A calendarização dos planos de indisponibilidades decorre de acordo com o ilustrado na figura seguinte.

Figura 11.1-1 Calendarização dos planos de indisponibilidades



Fonte: REN e ERSE

Sempre que necessário, os planos devem ser actualizados, estando instituídos os seguintes procedimentos:

- O Gestor de Sistema deve receber, antes do dia 15 de cada mês, a melhor previsão de indisponibilidades das unidades de produção com um horizonte de 1 ano civil móvel. No 1º dia útil de cada mês, o Gestor de Sistema actualiza e publica o plano de indisponibilidades das unidades de produção;
- As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao do Plano Semanal são tratadas como indisponibilidades de curto prazo.

ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema realiza diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte sobre cenários que reflectam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração previstos.

Com base nesta análise, o Gestor de Sistema decidirá quais das indisponibilidades de curto prazo são viáveis e quais não o são.

As indisponibilidades já autorizadas prosseguirão os seus trabalhos, a menos que coloquem em causa a segurança do sistema e o Gestor de Sistema decida que os trabalhos devem cessar.

O Gestor de Sistema colocará, diariamente, à disposição de todos os agentes, até às 8:00, uma lista de trabalhos na rede de transporte, discriminando o tipo de indisponibilidade:

- Programação anual, semanal ou de curto prazo;

- Datas de início e fim;
- Entidade responsável pelos trabalhos.

DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

A REN disponibiliza na sua página na Internet um separador dedicado à divulgação da informação (Electricidade> Centro de Informação) onde pode ser encontrado um conjunto diverso de informação relacionada, entre outros, com os aspectos técnicos, de exploração e de mercado em Portugal.

No contexto da coordenação e ocorrência de indisponibilidades dos centros electroprodutores ou elementos de rede, apresentam-se em seguida nas figuras seguintes exemplos da informação disponibilizada pelo Gestor de Sistema na sua página na Internet.

Figura 11.1-2 Plano anual de manutenção programada dos centros electroprodutores

Central	Grupo	Data Inicial	Data Final	Potência Disponível MW
Carregado	5	18-10-2008 0:00	18-11-2008 0:00	0
Setubal	2	02-02-2008 0:00	11-03-2008 0:00	0
Sines	3	15-03-2008 0:00	10-07-2008 0:00	0
Sines	4	15-03-2008 0:00	05-07-2008 0:00	0
Pego	1	03-05-2008 0:00	12-05-2008 0:00	0
Pego	2	24-05-2008 0:00	30-05-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	1	17-05-2008 0:00	23-05-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	2	29-03-2008 0:00	04-04-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	3	16-02-2008 0:00	20-03-2008 0:00	0
Ribatejo	2	09-02-2008 0:00	15-02-2008 0:00	0
Ribatejo	2	07-06-2008 0:00	13-06-2008 0:00	0
Ribatejo	2	29-11-2008 0:00	07-12-2008 0:00	0
Ribatejo	3	25-10-2008 0:00	01-12-2008 0:00	0
Central	Grupo	Data Inicial	Data Final	Potência Disponível MW
Alto Lindoso	0	04-08-2008 8:00	25-08-2008 8:00	315
Alto Lindoso	0	05-09-2008 17:00	26-09-2008 17:00	315
Alto Lindoso	0	25-08-2008 8:00	05-09-2008 17:00	0
Touvedo	0	25-08-2008 8:00	12-09-2008 17:00	0
V.Nova II(Frades)	0	05-05-2008 8:00	16-05-2008 17:00	96
V.Nova II(Frades)	0	19-05-2008 8:00	30-05-2008 17:00	96
Salamonde	0	19-05-2008 8:00	27-06-2008 17:00	0
Miranda	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Miranda	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Picote	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Bemposta	0	25-08-2008 8:00	26-09-2008 17:00	160
Pocinho	0	12-05-2008 8:00	20-06-2008 17:00	124
Valeira	0	26-05-2008 8:00	27-06-2008 17:00	160
Regua	0	28-07-2008 8:00	10-10-2008 17:00	120
Carrapateiro	0	02-06-2008 8:00	04-07-2008 17:00	134
Crestuma	0	01-09-2008 8:00	03-10-2008 17:00	78
Aguieira	0	05-05-2008 9:00	23-05-2008 17:00	224
Aguieira	0	26-05-2008 9:00	30-05-2008 17:00	224
Raiva	0	09-06-2008 9:00	27-06-2008 17:00	12
Cabril	0	07-04-2008 8:00	19-12-2008 16:00	54
Bouca	0	21-04-2008 8:00	28-11-2008 16:00	22
Castelo Bode	0	14-01-2008 8:00	08-02-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	11-02-2008 8:00	29-02-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	30-06-2008 8:00	18-07-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	03-03-2008 8:00	21-03-2008 16:00	106
Fratel	0	26-05-2008 8:00	20-06-2008 16:00	88
Alqueva	0	31-03-2008 9:00	09-05-2008 17:00	120
Alqueva	0	18-02-2008 9:00	29-03-2008 17:00	120

Fonte: REN

Figura 11.1-3 Indisponibilidades da Rede de Transporte no 1º trimestre de 2008

Identificação	Classificação	Estado	Data Início Prevista	Data Fim Prevista	Data Início Efectiva	Data Fim Efectiva
P LCLEJ2 PCCL	Plano	CONFIRMADA	24-03-2007 16:00	05-01-2008 17:00	24-03-2007 13:03	05-01-2008 16:40
P LCLTR PCCL	Plano	CONFIRMADA	24-03-2007 16:00	05-01-2008 17:00	24-03-2007 13:03	05-01-2008 13:36
LCCLCL PCCL	Plano	CONFIRMADA	15-04-2007 18:00	07-03-2008 8:00	15-04-2007 11:43	
LVGCL3 PCCL	Plano	CONFIRMADA	15-04-2007 18:00	21-05-2008 17:00	15-04-2007 11:54	
LVGVGM	Plano	CONFIRMADA	22-10-2007 11:00	31-03-2008 18:00	22-10-2007 11:03	
B 2-N 220 SVG	Plano	CONFIRMADA	29-11-2007 8:00	31-03-2008 18:00	29-11-2007 14:53	
IB N 220 SVG	Plano	CONFIRMADA	29-11-2007 8:00	30-07-2008 18:30	29-11-2007 14:53	
LCCLMC	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 8:00	05-01-2008 17:00	05-01-2008 8:14	05-01-2008 16:10
LEJTR	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 8:00	05-01-2008 17:00	05-01-2008 8:14	05-01-2008 13:36
LCLEJ2 SEJ	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 17:00	16-02-2008 8:00	05-01-2008 16:10	16-02-2008 8:19
LCCLMC PCCL	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 17:00	16-02-2008 8:00	05-01-2008 16:10	16-02-2008 8:19
LPMSN2	Plano	CONFIRMADA	07-01-2008 8:00	01-02-2008 18:00	07-01-2008 8:21	01-02-2008 17:14
LSILZNI	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	16-01-2008 16:00	14-01-2008 8:16	16-01-2008 16:29
LSIPO	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	18-01-2008 17:00	14-01-2008 8:19	15-01-2008 15:56
MOD 101 PCSI	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	18-01-2008 17:00	14-01-2008 8:19	15-01-2008 15:56
BC 2 SSB	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	21-01-2008 17:00	14-01-2008 8:55	18-01-2008 15:49
BC 1 SSB	Plano	CONFIRMADA	21-01-2008 8:00	25-01-2008 17:00	21-01-2008 8:00	23-01-2008 16:39
IB 220 PCCL	Plano	CONFIRMADA	25-01-2008 8:00	14-03-2008 17:00	25-01-2008 8:30	
LCCLVG	Plano	CONFIRMADA	30-01-2008 6:30	30-01-2008 11:00	30-01-2008 8:01	30-01-2008 10:12
LTNET	Plano	CONFIRMADA	07-02-2008 9:00	29-02-2008 17:00	07-02-2008 9:05	
LCLEJ2	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 8:00	16-02-2008 14:00	16-02-2008 8:19	16-02-2008 12:36
LCCLMC	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 8:00	16-02-2008 17:00	16-02-2008 8:19	16-02-2008 13:52
LTGCN/EJ	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 17:30	23-02-2008 19:00	16-02-2008 17:52	23-02-2008 18:55
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	25-02-2008 8:00	25-02-2008 17:00	25-02-2008 9:55	25-02-2008 16:50
LCLEJ1	Plano	CONFIRMADA	25-02-2008 9:30	28-03-2008 17:00	25-02-2008 8:54	
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	26-02-2008 8:00	26-02-2008 17:00	26-02-2008 8:06	26-02-2008 16:30
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	27-02-2008 8:00	27-02-2008 17:00	27-02-2008 8:09	27-02-2008 16:39
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	28-02-2008 8:00	28-02-2008 17:00	28-02-2008 8:15	28-02-2008 11:09
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	29-02-2008 8:00	29-02-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	03-03-2008 8:00	03-03-2008 17:00		
LPOTN2	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 8:00	28-03-2008 17:00		
B1/B2 400 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
LRLRV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
MOD 42 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
B1 400 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 12:00	20-03-2008 18:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	04-03-2008 8:00	04-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	05-03-2008 8:00	05-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	06-03-2008 8:00	06-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	07-03-2008 8:00	07-03-2008 17:00		

Fonte: REN

Figura 11.1-4 Informação contida no relato diário da exploração

REN

Home PT | Publicações ▾ | Informação Técnica ▾ | Informação Exploração ▾ | Informação Me...

Centro De Informação > Home PT > Informação Exploração > Relato Diário

Relato Diário da Exploração do Sistema Eléctrico Nacional

Data para análise
 28-02-2008 : [calendar icon] [Executar >>]

Incidentes

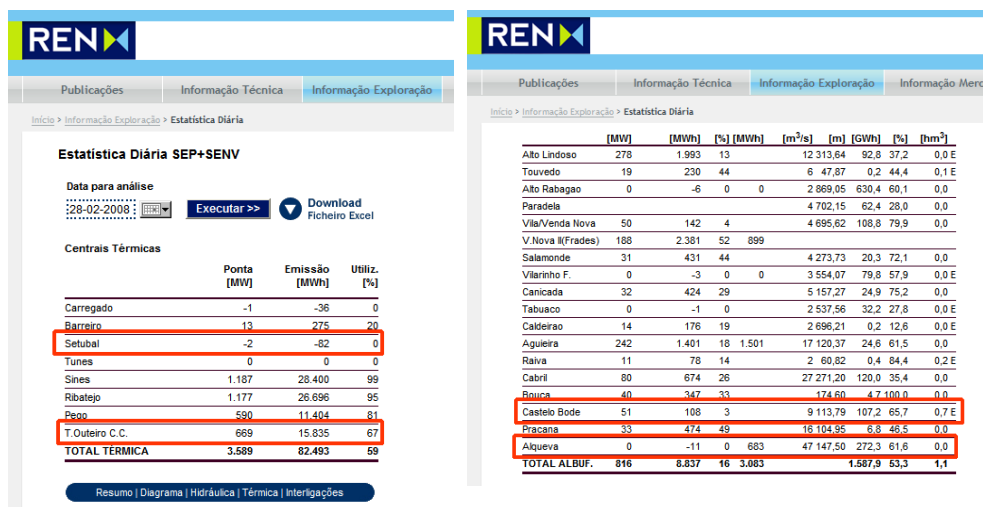
- Às 10.15 (10.43) disparo do Gr.2 da CFD.

Indisponibilidades

- Das 08.09 às 16.37 o Autotransformador 0 de 220/150 kV da SVM.
- Das 08.15 às 11.09 a Bateria de Condensadores 1 da SFN.
- Das 10.30 às 16.23 o Disjuntor Interbarras de 220 kV da SZR.
- Às 15.40 terminou a do Gr.2 da CCB, iniciada no dia 11/Fev. p.p.
- Às 15.40 terminou a da LCBZR2, iniciada no dia 11/Fev. p.p.
- Das 16.25 às 18.23 a LCGCH/SV.
- Às 18.23 o Troço da LCGCH/SV para a SSV.

Fonte: REN

Figura 11.1-5 Informação contida na estatística diária



Fonte: REN

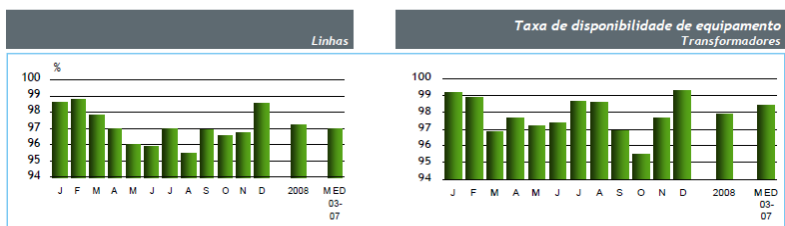
Para além da informação de carácter diário, publica ainda um conjunto de informação de carácter periódico mais alargado, onde se inclui uma “Informação mensal do sistema electroprodutor” que, para além dos principais indicadores, consumo, repartição da produção e qualidade de serviço, contém informação sobre o equipamento de produção e transporte, nomeadamente das indisponibilidades ocorridas.

Figura 11.1-6 Produção, taxa de disponibilidade e utilização do parque térmico (Dezembro 2008)

PRODUÇÃO TÉRMICA				
	Dez	Var.	2008	Var.
PRODUÇÃO [GWh]	2 034	-23%	23 797	2%
Carvão	1 085	-14%	10 423	-11%
Fuelóleo	292	-25%	801	-37%
Gás Natural	657	-33%	12 573	20%
Gasóleo	0	-	0	-
Disponibilidade [%]	98%	5%	93%	2%
Carvão	94%	-4%	87%	6%
Fuelóleo	100%	2%	98%	-1%
Gás Natural	100%	12%	95%	1%
Utilização Potência Disponível [%]	49%	-18%	51%	-1%
Carvão	87%	-11%	77%	-16%
Fuelóleo	23%	-8%	5%	-3%
Gás Natural	37%	-26%	63%	10%

Fonte: REN

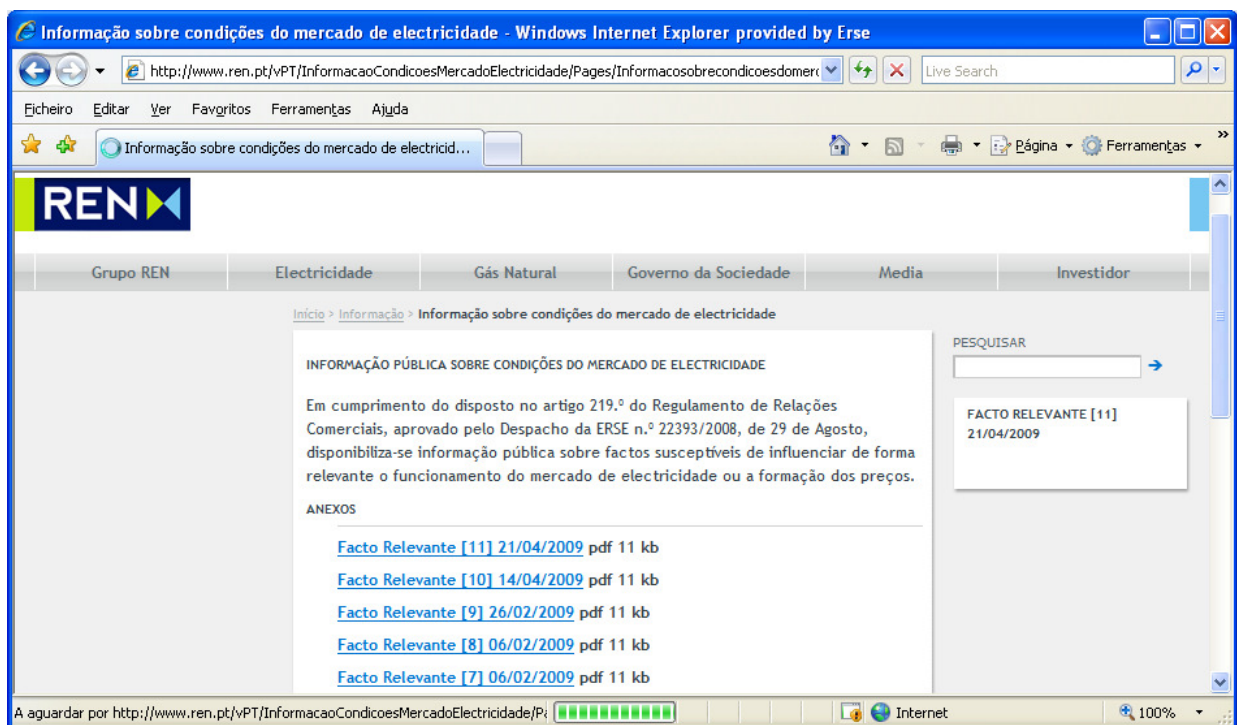
Figura 11.1-7 Taxa de disponibilidade dos elementos da rede de transporte



Fonte: REN

Para além desta informação de carácter periódico, a REN, no âmbito da função de Acerto de Contas, divulga ainda no separador “Informação sobre condições do mercado de electricidade” informação que lhe é prestada pelos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados, ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, referente a todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

Figura 11.1-8 Informação sobre condições do mercado de electricidade



Fonte: REN

Para além dos já referidos planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, ou das indisponibilidades não planeadas, esta informação envolve ainda outros factos que possam determinar restrições não previstas na participação dos produtores de energia eléctrica no mercado,

designadamente os que decorram da ruptura, verificada ou iminente, dos abastecimentos de energia primária ou da descida dos níveis dos reservatórios das centrais hídricas de produção de energia eléctrica.

A comunicação destes factos ao operador da rede de transporte deve ser imediata, e a sua divulgação pública efectuada de forma célere e não discriminatória.

11.2 ESPANHA

A necessária *coordenação* em matéria de planeamento, comunicação e publicação de indisponibilidades do parque produtor entre o operador do sistema e os titulares das unidades de produção desenrola-se através de diversos Procedimentos de Operação (PO), aprovados por resolução da Secretaria-Geral da Energia, entre eles:

- PO 2.5, Planos de manutenção das unidades de produção
- PO 3.6, Comunicação e tratamento das indisponibilidades das unidades de produção

O esquema regulatório planeado prevê as seguintes tarefas de coordenação lideradas pelo operador do sistema:

O PO 2.5 tem por objecto disponibilizar ao operador do sistema, de forma permanente e com antecedência suficiente, todas as informações actualizadas relativas à previsão de indisponibilidades, devidas a trabalhos de manutenção ou outras causas, das unidades de produção submetidas ao sistema de ofertas, tanto do regime ordinário como do especial, bem como de aquelas unidades sujeitas a contratação bilateral que sejam isentas da obrigação de apresentar ofertas.

Os titulares (ou representantes) dessas unidades ficam obrigados a remeter a sua melhor previsão no dia 15 de cada mês, com um horizonte anual móvel e com a indicação, no mínimo, dos seguintes dados: identificação do grupo ou central, alcance e natureza da causa da indisponibilidade, datas de início e fim desta e potência afectada. Estes dados são compilados pelo operador do sistema num documento de planeamento nos primeiros 10 dias de cada mês. As datas voluntariamente comunicadas pelos agentes serão cumpridas pelo operador do sistema sempre que não comprometam a segurança do sistema; caso contrário, o operador do sistema *deverá propor* as mudanças que considerar oportunas.

Por conseguinte, o planeamento é efectuado numa base anual móvel e objecto de revisões trimestrais, mensais e semanais, sujeitas a actualizações diárias até ao dia anterior à programação.

O PO 3.6 define um conjunto de critérios e definições que explicitam de forma pormenorizada o teor, a forma e a data de comunicação das circunstâncias relacionadas com as indisponibilidades da produção, atribui responsabilidades aos diferentes agentes em cada etapa do processo, determina o procedimento

de actuação a seguir no intuito de realizar a programação e, se necessário, a atribuição de regulação terciária ou a gestão de desvios.

DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

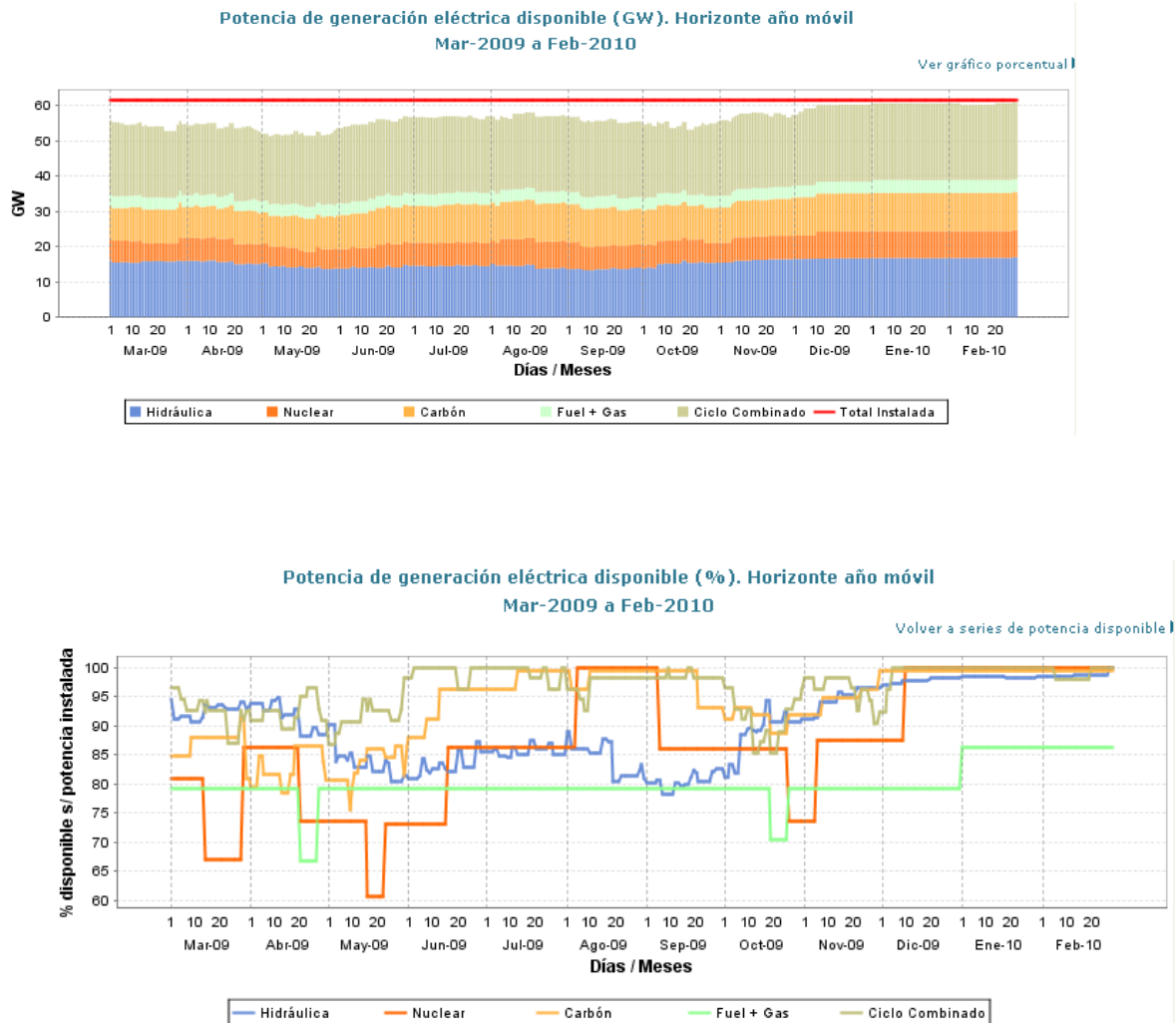
A potência de produção disponível e indisponível é parte relevante da informação que, diariamente, o operador do sistema coloca à disposição dos agentes e do público em geral na sua página da Internet <http://www.esios.ree.es/web-publica/>, em particular na secção > **Publicaciones OS >> Indisponibilidades de generación >> Potencia disponible**. Em “Indisponibilidades de produção” é possível consultar para cada dia e hora a potência indisponível, tanto no programa base de funcionamento (até ao dia D) como no fecho (até ao dia D-1). Em “Potência disponível” é possível visualizar este dado, por tecnologia, tanto em [GW] totais como em [%] disponível face à potência instalada, com as actualizações e os alcances especificados, relativamente aos seguintes períodos:

- Semanal: até à semana S+4; actualização diária no fecho do D-1.
- Mensal: até ao mês M+3; actualização diária no fecho do D-1.
- Trimestral: até ao trimestre Q+1; actualização diária no fecho do D-1.
- Ano móvel: até ao ano móvel que se inicia no mês M; actualização mensal, antes do dia 25 do mês M-1.

... sendo D, S, M e Q, o dia, a semana, o mês e o trimestre actuais. Nos períodos semanal, mensal e trimestral, a última comunicação de disponibilidade efectuada pelos sujeitos do mercado para cada unidade indica a potência disponível até ao final do período e tem em conta todas as indisponibilidades. O horizonte de ano móvel apresenta a disponibilidade em função do plano anual de manutenção do equipamento produtor previsto para os doze meses seguintes.

Os dois gráficos seguintes apresentam os respectivos exemplos dos dados de potência disponível facilitados para o caso do horizonte de ano móvel, tanto em termos de potência [GW] como em percentagem disponível [%], por tecnologia:

Figura 11.2-1 Potência disponível por ano móvel



Fonte: e-sios

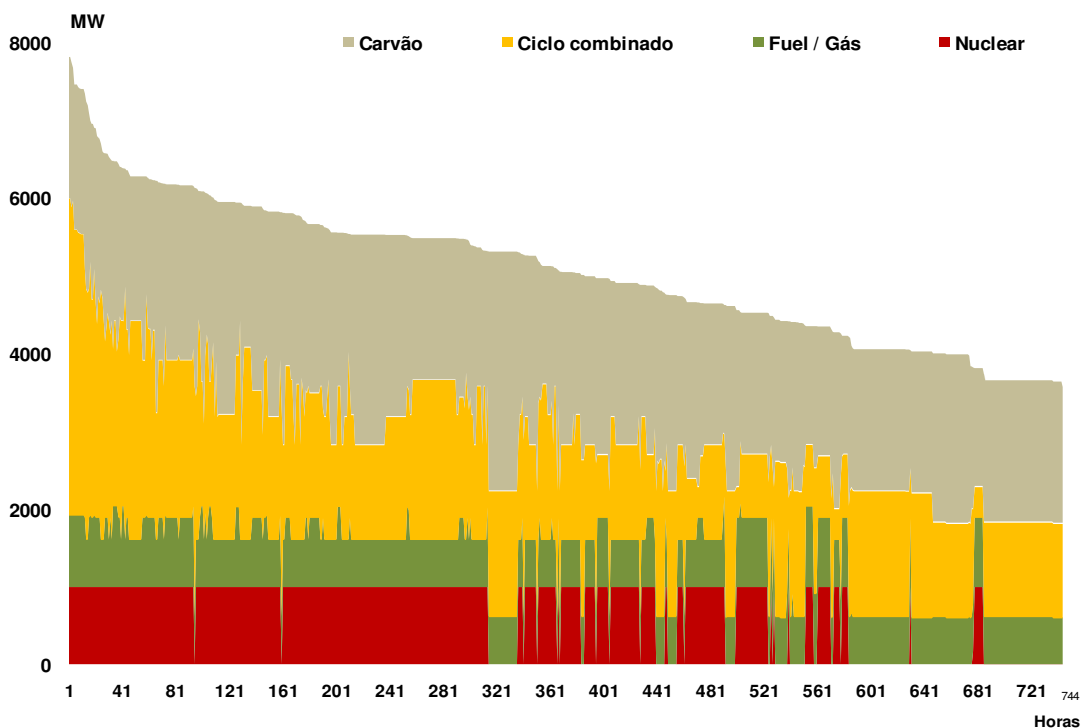
Em conjunto com os dados submetidos para actualização contínua, visualizados no website *e-sios*, o operador do sistema inclui nos boletins mensais que publica na sua Web informações pormenorizadas sobre aspectos como a evolução diária da energia hidroeléctrica susceptível de ser produzida, a composição das reservas por bacias e a sua evolução, distinguindo entre a natureza anual ou hiperanual das represas, a evolução da indisponibilidade térmica média mensal e acumulada com carácter anual, por tecnologia e categoria (programada, em falha ou permanente), bem como o quadro de potência máxima indisponível, a curva monótona mensal de indisponibilidade do equipamento térmico, a comparação dos valores de indisponibilidade diária com a procura em barras de central, etc.

Figura 11.2-2 Comportamento do equipamento térmico

	DEZEMBRO 2008			ACUMULADO ANO		
	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (%)		Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (%)	
		Programada	Fortuita		Programada	Fortuita
NUCLEAR	91,0	9,0	0,0	88,5	3,6	7,9
CARVÃO	80,7	10,3	9,1	78,9	14,0	7,2
FUEL / GÁS	83,2	7,2	9,6	80,6	5,4	14,0
CICLO COMBINADO	92,5	0,0	7,5	92,7	2,5	4,8
TOTAL	88,4	4,8	6,8	87,3	5,8	6,8

2008 (Dezembro e acumulado anual), em [%]; Fonte: REE

Figura 11.2-3 Curva monótona de indisponibilidade do equipamento térmico



Dezembro de 2008, em [MW]; Fonte: REE

Quadro 11.1 Comunicação das indisponibilidades da rede de transporte em Espanha

O procedimento de operação (PO) 3.4, “Programação da manutenção da rede de transporte”, descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção da rede de transporte nos horizontes temporais anual, bimestral, semanal e de curto prazo, com o objectivo de os compatibilizar com a manutenção das unidades de produção, minimizar a incidência das restrições técnicas e manter os mais elevados níveis de segurança e qualidade no abastecimento da procura.

O plano anual de indisponibilidades é elaborado antes de cada dia 15 de Dezembro, com informações relativas às indisponibilidades programadas do ano seguinte e as previsões de manutenção já orçamentadas em firme para os dois anos seguintes. Este plano anual é comunicado a todos os sujeitos afectados e está sujeito a actualizações bimestrais. Antes das 14 horas de cada quinta-feira, o operador do sistema e gestor da rede de transporte elabora um plano semanal de descargas para as duas semanas seguintes. Só serão geridas no curto prazo (período inferior ao semanal) as indisponibilidades cujas características (descritas no próprio PO) o exijam. Esta norma também enuncia os critérios seguidos para a autorização das descargas, bem como os dados que os agentes proprietários ou directamente ligados a redes de transporte devem facultar nas sucessivas trocas de informação.

No que diz respeito às indisponibilidades ocorridas, sempre que se produz um incidente na rede de transporte que implique perda de mercado (não abastecimento da procura), a CNE é informada directa e pormenorizadamente pelo Centro de Controlo do operador do sistema no prazo de algumas horas.

Todas as indisponibilidades (programadas e ocorridas) são tidas em conta, de forma agregada (por empresa e ano), para o cálculo do incentivo global à disponibilidade, que pode representar até $\pm 2\%$ das receitas anuais a nível de retribuição por custos de investimento da actividade de transporte; esta informação é divulgada nos relatórios de tarifas elaborados pela CNE. Estes dados são auditados por uma entidade terceira independente. Alguns meses após o fecho do exercício, o operador do sistema também remete à CNE um relatório completo com a taxa de disponibilidade registada, programada ou ocorrida, discriminada de forma individual para cada elemento da rede de transporte.

A informação acima descrita tem uma difusão limitada (sujeitos afectados, organismos reguladores e administrações competentes), por revestir um carácter sensível para a operação do sistema e para a segurança do fornecimento.

12 SUPERVISÃO DOS MERCADOS

A implementação do MIBEL sofreu a 1 de Julho de 2007 um passo decisivo com a integração da generalidade dos agentes portugueses no âmbito da actuação no mercado diário, instrumento previsto no acordo entre Portugal e Espanha para a criação do mencionado Mercado Ibérico para a Electricidade.

O Acordo de Santiago de Compostela, de 1 de Outubro de 2004, estabeleceu que a supervisão dos mercados definidos no MIBEL seja realizada pelas entidades de supervisão do País onde estes forem constituídos, de acordo com a legislação de cada País nesta matéria. Além disso, estabelece que as entidades de supervisão dos mercados desempenharão de forma coordenada as suas funções no âmbito MIBEL.

Nos termos deste Acordo, as Partes (Espanha e Portugal) criaram um Conselho de Reguladores composto por representantes da CMVM e da ERSE, de Portugal, e da CNMV e da CNE, de Espanha.

De entre as competências atribuídas ao Conselho de Reguladores destaca-se o acompanhamento da aplicação e desenvolvimento do MIBEL, assim como as seguintes:

- Dar parecer prévio, obrigatório e não vinculativo, à aplicação de sanções por infracções muito graves, no âmbito do MIBEL.
- Coordenar a actuação dos seus membros no exercício das suas competências de supervisão do MIBEL.
- Emitir relatórios sobre propostas ou modificações para a regulamentação do MIBEL e sobre os regulamentos propostos pelas sociedades gestoras dos mercados que forem constituídos.
- Quaisquer outras que sejam acordadas pelas Partes.

12.1 ENQUADRAMENTO DOS PODERES DE SUPERVISÃO DOS REGULADORES

ENQUADRAMENTO DOS PODERES DE SUPERVISÃO DA CMVM

A CMVM é um dos reguladores do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL)¹⁰⁹, o que faz de acordo com o estipulado no acordo constitutivo do MIBEL.

¹⁰⁹ Art.º 10.º do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado a 01 de Outubro de 2004, doravante designado por Acordo de Santiago.

Uma vez que o citado acordo não altera as atribuições e competências legalmente atribuídas à CMVM, resultam as mesmas do Código dos Valores Mobiliários. Assim, a CMVM é competente para a supervisão do Operador do Mercado Ibérico pólo Português (OMIP) e do mercado a prazo do MIBEL, no qual se negociam contratos a prazo sobre energia eléctrica.

As mercadorias (como a energia eléctrica) com liquidação financeira e as mercadorias com liquidação física transaccionadas em mercado regulamentado ou em sistema de negociação multilateral são instrumentos financeiros. São assim estes instrumentos financeiros, bem como as suas formas organizadas de negociação e as suas liquidação e compensação, reguladas pelo Código dos Valores Mobiliários, cabendo a sua supervisão à CMVM¹¹⁰.

Da configuração assumida pelo MIBEL facilmente se depreende que a CMVM dirige especialmente a sua atenção para o OMIP, o qual concentra a negociação a prazo da electricidade.

A supervisão desenvolvida pela CMVM obedece aos princípios gerais da protecção dos investidores, da eficiência e regularidade de funcionamento dos mercados de instrumentos financeiros, do controlo da informação da prevenção do risco sistémico, da prevenção e repressão das actuações contrárias a lei ou a regulamento da independência perante quaisquer entidades sujeitas ou não à sua supervisão¹¹¹ estando obrigada ao dever de segredo nos termos gerais¹¹².

Não deixando nenhum dos princípios citados de informar a supervisão, no caso particular do MIBEL, e em especial do OMIP assume particular relevo o pilar objectivo, *i.e.*, o pilar da protecção do mercado *qua tale*. A proeminência desta protecção, reflectindo-se embora, na protecção dos investidores, resulta do carácter eminentemente profissional do mercado em questão. Note-se ainda que, dado o carácter relativamente recente do mercado não podem ser descurados os aspectos de promoção do mercado e de consolidação da sua imagem. Assim, a necessidade de protecção do mercado é reforçada por uma necessidade de minimização de qualquer risco reputacional particularmente intensa.

Quanto ao objecto, a supervisão da CMVM é tanto comportamental como prudencial. Assim, é de referir que, enquanto os intervenientes no Mercado a prazo do MIBEL estão sujeitos à supervisão comportamental da CMVM, o OMIP, enquanto sociedade gestora de mercado regulamentado, e a OMIClear, enquanto gestora do sistema de liquidação, Câmara de Compensação e Contraparte Central, se encontram sujeitos a supervisão prudencial da CMVM^{113 114}.

¹¹⁰ Subals. ii) e iii) da al. e) e al. g) do art.º 2.º, bem como als. a) e b) do art.º 353.º e 359.º, todos do Código dos Valores Mobiliários.

¹¹¹ Art.º 358.º Código dos Valores Mobiliários.

¹¹² Art.º 354.º Código dos Valores Mobiliários.

¹¹³ Art.º 363.º Código dos Valores Mobiliários.

¹¹⁴ No exercício dos poderes de supervisão e fiscalização a CMVM pode, *i.a* (Art.º 361.º e 364.º, ambos Código dos Valores Mobiliários):

A supervisão do OMIP pela CMVM assenta em dois pilares, um pilar de controlo prévio, o qual assenta na verificação *a priori* da licitude dos actos (v.g. registo de regras) e um pilar de controlo *a posteriori*, o qual é constituído pela análise do funcionamento do mercado e destinado à detecção de anomalias.

O controlo prévio abrange, não só o controlo dos agentes no mercado, mas também o modo como interagem. Assim, o controlo dos agentes no mercado é bastante forte no que tange às entidades gestoras e mercados, sendo mais ténue no que respeita aos outros agentes.

O lançamento do mercado a prazo do MIBEL implica a autorização pelo Ministro das Finanças e o registo na CMVM, tanto dos mercados regulamentados¹¹⁵ como das respectivas sociedades gestoras¹¹⁶.

Os próprios detentores de participações qualificadas estão sujeitos a requisitos de idoneidade e a não oposição da CMVM¹¹⁷, bem como os titulares dos órgãos de fiscalização e administração¹¹⁸.

A negociação efectua-se obrigatoriamente através dos membros do mercado (intermediários financeiros e outros), os quais são admitidos pela entidade gestora¹¹⁹. Nota-se neste aspecto que a actividade de negociação sobre instrumentos derivados sobre mercadorias (e em mercadorias) não constitui (verificados alguns pressupostos) actividade de intermediação financeira, não estando assim quem a exerce sujeito à obrigatoriedade de constituição como intermediário financeiro e aos deveres prescritos no Código dos Valores Mobiliários para esta categoria de agentes. Ou seja, apesar de os contratos negociados neste mercado serem instrumentos financeiros para efeitos da DMIF, regulados pelo Código dos Valores Mobiliários e sujeitos à supervisão da CMVM, os membros do Mercado Ibérico-Pólo Português não são obrigatoriamente intermediários financeiros¹²⁰, nem a sua actividade de negociação é

Exigir quaisquer elementos e informações e examinar documentos;

Ouvir quaisquer pessoas;

Requerer a colaboração de outras pessoas ou entidades, incluindo autoridades policiais;

Substituir-se às entidades gestoras de mercados regulamentados, de sistemas de negociação multilateral, de sistemas de liquidação, de câmara de compensação, de contraparte central quando estas não adoptem as medidas necessárias à regularização de situações anómalas que ponham em causa o regular funcionamento do mercado, da actividade exercida ou os interesses dos investidores;

Substituir-se às entidades supervisionadas no cumprimento de deveres de informação;

Efectuar inspecções às entidades sujeitas à sua supervisão;

Realizar inquéritos para averiguação de infracções no âmbito do mercado de instrumentos financeiros ou que afectem o seu normal funcionamento;

Executar as diligências necessárias ao cumprimento dos princípios norteadores da supervisão.

Participar às entidades competentes as infracções de que tome conhecimento e cuja instrução e sanção não se enquadrem na sua competência.

¹¹⁵ Respectivamente, art^{os}. 217.º e 202.º do Código dos Valores Mobiliários.

¹¹⁶ Respectivamente, art^{os}. 19.º e 26.º do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

¹¹⁷ Art^{os} 9.º ss. do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

¹¹⁸ Art^{os} 16.º ss. do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

¹¹⁹ Art^{os}. 206.º 223.º, ambos do Código dos Valores Mobiliários.

¹²⁰ Art.º 207.º do Código dos Valores Mobiliários.

imediatamente qualificada como actividade ou serviço de investimento em instrumentos financeiros, *i.e.*, frequentemente a sua actividade enquadra-se numa das excepções à aplicação do regime da intermediação financeira¹²¹.

A referida isenção foi motivada pelo facto de as necessidades de protecção dos investidores não qualificados não ser tão aguda neste mercado como no de valores mobiliários, dado os mercados de mercadorias serem essencialmente mercados de profissionais nos quais os investidores não qualificados pouco intervêm.

Quanto ao controlo da interacção dos agentes do mercado cumpre referir a que os contratos padronizados sobre electricidade estão sujeitos a comunicação à CMVM¹²² e que as regras do mercado estão sujeitas a registo na CMVM ou a comunicação à mesma nos termos que adiante expressamente se referirão.

É, além do mais, importante referir que o OMIP tem o dever de fiscalizar o cumprimento, pelos respectivos membros, das regras do mercado, tendo sobre os mesmos poder disciplinar¹²³, e controlar o regular funcionamento, a transparência e a credibilidade do mercado, comunicando à CMVM quaisquer actos susceptíveis de os pôr em causa¹²⁴.

No âmbito das suas competências de supervisão de mercados a CMVM pode ordenar a exclusão de instrumentos financeiros da negociação quando comprovar a violação das leis ou regulamentos aplicáveis¹²⁵.

Os sistemas de liquidação e as contrapartes centrais e câmaras de compensação estão sujeitas a uma regulação e supervisões análogas à descrita para as sociedades gestoras de mercados¹²⁶.

O exercício da supervisão por parte da CMVM é baseado no risco (*risk based approach*), investindo a maior parte dos seus recursos nas áreas que foram detectadas como as mais sensíveis no exercício do mapeamento do risco efectuado.

¹²¹ Em particular as als. g) e h) do n.º 3 do art.º 289.º.

¹²² Art.º 207.º) do Código dos Valores Mobiliários.

¹²³ Art.º 38.º do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

¹²⁴ Art.º 211.º do Código dos Valores Mobiliários e 35.º do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

¹²⁵ Art.º 214.º do Código dos Valores Mobiliários.

¹²⁶ Art.ºs. 258.º seg. e 266.º seg., todos do Código dos Valores Mobiliários e 42.º seg. e 45.º seg. do DL n.º 357-C/2007, de 31 de Outubro.

ENQUADRAMENTO DAS COMPETÊNCIAS DE SUPERVISÃO DA CNMV

De acordo com o disposto na Lei 24/1988, de 28 de Julho, do Mercado de Valores, a CNMV é incumbida da supervisão e inspecção dos mercados de valores e da actividade das pessoas dotadas de personalidade individual e colectiva que neles negociam. À CNMV também compete velar pela transparência dos mercados de valores, correcta formação dos preços nesses mercados e protecção dos investidores, bem como promover a difusão das informações necessárias para assegurar a consecução desses objectivos.

Os instrumentos financeiros enquadrados no âmbito da Lei do Mercado de Valores reflectem o disposto na Directiva 2004/39/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, devidamente transposta para o ordenamento jurídico espanhol. Em concreto, são considerados instrumentos financeiros no âmbito da legislação no domínio do mercado de valores, entre outros:

- a) Os contratos de opções, futuros, *swaps*, contratos a prazo sobre taxas de juro e outros contratos de instrumentos financeiros derivados relacionados com matérias-primas que possam ser liquidados mediante a entrega física, não mencionados no número anterior deste artigo, e não destinados a fins comerciais, que apresentem as características de outros instrumentos financeiros derivados, tendo em conta, entre outras coisas, se são liquidados através de câmaras de compensação reconhecidas ou se estão sujeitos a ajustes regulares das margens de garantia.
- b) Os contratos financeiros por diferenças.

De acordo com a legislação espanhola, a CNMV exerce a supervisão da negociação destes instrumentos financeiros em mercados secundários oficiais (mercados regulados) ou noutros sistemas de negociação, como os sistemas de negociação multilateral e internalização sistemática.

ENQUADRAMENTO DAS COMPETÊNCIAS DE SUPERVISÃO DA CNE

A actividade de supervisão dos mercados é parte essencial dos objectivos do organismo desde a sua constituição; a disposição que investe a CNE¹²⁷ dessa competência define-a como: “*entidade reguladora do funcionamento dos sistemas energéticos, tendo por objecto velar pela concorrência efectiva entre eles e pela objectividade e transparência do seu funcionamento, em benefício de todos os sujeitos que operam esses sistemas e dos consumidores.*” Este objectivo enforma várias das funções atribuídas ao organismo, em particular, a décima segunda: “*velar por que os sujeitos que actuam nos mercados energéticos levem a cabo a sua actividade no respeito pelos princípios da livre concorrência*”, tarefa que a CNE executará em estreita colaboração com a Comissão Nacional da Concorrência.

¹²⁷ Décima primeira disposição adicional da Lei 34/1998, de 7 de Outubro, do sector dos hidrocarbonetos.

Mais recentemente, a entidade de regulação incumbiu expressamente a CNE de redobrar os seus esforços no domínio das tarefas de supervisão do mercado¹²⁸, o que suscitou uma reorganização interna e a criação de departamentos específicos para o acompanhamento dos diferentes mercados. A Lei 17/2007, que transpõe para o ordenamento jurídico espanhol a Directiva Europeia “Electricidade” de 2003, altera o artigo 3.º da Lei 54/1997 com vista a reforçar e ampliar as funções de supervisão da CNE no sentido de garantir a ausência de discriminação, a concorrência efectiva e o funcionamento eficaz do mercado¹²⁹. As funções institucionais de supervisão da CNE organizam-se em função de três dimensões:

1. **Detecção de práticas proibidas** pelas leis da concorrência ou sectoriais, a partir da análise do funcionamento do sector e dos mercados, e da realização de inspecções técnicas e económicas, bem como o estudo dos efeitos das operações de concentração.
2. **Compilação de informações e transmissão dos factos** às entidades competentes pelos sancionamentos; que, no caso das leis sectoriais, é a administração competente pela autorização da actividade (neste caso, a CNE cuida da instrução do processo) e, no caso da lei da concorrência, a Comissão Nacional da Concorrência.
3. **Proposta de alterações regulamentares**, com o fim de melhorar o comportamento competitivo e impedir ou, no mínimo, limitar o alcance das práticas não desejadas que não constituam infracção.

O âmbito de actuação da CNE neste domínio abrange tanto o mercado retalhista como o grossista (mercados diário e intradiário, processos de operação do sistema, contratação bilateral, impacto em mercados a prazo e de derivados); no mercado grossista importa distinguir entre a análise de curto prazo e de médio prazo, e a análise orientada para o longo prazo:

- a análise de curto e médio prazo centra-se fundamentalmente num estudo *ex post* de natureza estrutural e do comportamento dos agentes: os dois aspectos complementam-se intimamente, pois o primeiro pode indicar em que circunstâncias é mais provável verificarem-se padrões que possam ser adoptados pelo segundo. Os estudos estruturais analisam as posições como pivot, a procura residual, as quotas e os índices de concentração aplicáveis aos diferentes mercados relevantes, classificados por produto e âmbito geográfico (especialmente relevante no caso de grupos

¹²⁸ O terceiro dos mandatos conferidos à CNE incluídos na décima segunda disposição adicional do Real Decreto 1634/2006, de 29 de Dezembro, que define as tarifas eléctricas, estabelece que a CNE deverá promover as diligências necessárias para reforçar a função de supervisão dos mercados de energia eléctrica.

¹²⁹ As tarefas de supervisão expressamente mencionadas no artigo 3.º dizem respeito à gestão e atribuição da capacidade de interligação, à solução dos congestionamentos das redes, aos tempos de realização das ligações e reparações pelos transportadores, à publicação de informação adequada pelos gestores das redes, à separação efectiva das contas, às tarifas aplicáveis a novos produtores de electricidade, ao cumprimento das funções dos gestores das redes, ao nível de transparência e concorrência, aos processos de mudança de fornecedor e à actividade do Gabinete de Mudanças de Fornecedor, bem como ao cumprimento das obrigações de informação dos consumidores sobre a origem da energia consumida. Especifica-se ainda que a CNE poderá publicar circulares com o objectivo de compilar as informações necessárias para realizar as referidas tarefas de supervisão.

difícilmente substituíveis pela existência de possíveis restrições de zonas). Os estudos de comportamento utilizam técnicas como a análise de políticas de oferta, em particular da uniformidade nas condições de venda e de retirada de oferta (indisponibilidades, preços injustificavelmente elevados ou, pelo contrário, possíveis vendas com perda), comparações dos resultados registados com referências plenamente competitivas, análises comparadas de rentabilidade, etc.

- No longo prazo, a actividade centra-se numa avaliação da adequabilidade do investimento previsto para a cobertura da procura, e na caracterização da tecnologia e propriedade da nova potência esperada, antecipando, desse modo, na medida do possível, o seu efeito nos vários mercados.

No mercado retalhista, os estudos centram-se na análise dos preços de comercialização e na evolução da mudança de fornecedor, bem como nos possíveis problemas que esta possa provocar (por segmentos de clientes e áreas geográficas). Por exemplo, o grau de coincidência entre o distribuidor e o comercializador de um mesmo grupo empresarial numa determinada área pode servir de contraste com a eficácia das medidas de separação de actividades adoptadas.

ENQUADRAMENTO DOS PODERES DE SUPERVISÃO DA ERSE

A participação da ERSE no âmbito do Conselho de Reguladores, designadamente quanto ao contributo para o cumprimento das matérias atrás mencionadas, depende da realização de um conjunto de actividades que permitam efectuar um acompanhamento próximo dos desenvolvimentos no mercado eléctrico da Península Ibérica, englobando, naturalmente, a análise dos mercados organizados de energia eléctrica, que inclui, a par do mercado de negociação à vista, o mercado de negociação a prazo.

A par destes aspectos, deverá ter-se em conta que o modelo institucional existente no plano legislativo em Portugal para as questões da concorrência estabelece que, ao Regulador sectorial na energia, estará acometida uma função de regulação ex-ante, enformadora do desenho industrial do sector, bem como a comunicação ao Regulador transversal (a Autoridade da Concorrência) dos factos susceptíveis de configurarem uma prática contrária ao desenvolvimento de mercados competitivos, sendo esta uma obrigação que decorre dos próprios estatutos da ERSE.

A este propósito, faz-se notar que, no passado, a ERSE já foi chamada a pronunciar-se sobre a criação ou implementação de instrumentos com incidência no desenho industrial do sector eléctrico português e, num âmbito mais alargado, ao nível do MIBEL. São exemplo disso as propostas de quantidades de aquisição obrigatórias no mercado a prazo a serem observadas pelos distribuidores espanhóis e pelo comercializador de último recurso português, ou, a outro nível, a necessidade de articular uma metodologia ibérica harmonizada a respeito do conceito de operador dominante.

O mesmo sucedeu, conforme decorre da Lei da Concorrência, com a necessidade de apresentar parecer por parte da ERSE à Autoridade da Concorrência a respeito de operações de concentração com incidência no sectorial.

A prossecução das actividades de supervisão dos mercados no âmbito do MIBEL, efectuada pela ERSE, implicou a organização de uma unidade interna com especial enfoque nesta matéria, que centra parte significativa da sua atenção nos desenvolvimentos nos mercados organizados e na evolução dos mercados de energia primária.

A operacionalização das actividades de supervisão dos mencionados mercados de negociação de energia eléctrica acarreta o tratamento de um conjunto vasto de informação, com particular envase para a informação de negociação do mercado a prazo e do mercado à vista do MIBEL. O acesso à primeira foi garantido através dos mecanismos de cooperação com o regulador financeiro (CMVM) responsável pelo registo e supervisão do mercado a prazo (OMIP), enquanto o acesso à segunda foi tornado possível através dos mecanismos de cooperação com o regulador sectorial (CNE) que é mais directamente responsável por acompanhar o mercado de contratação à vista (OMEL).

Tratando-se de um volume de informação significativo, a operacionalização de uma supervisão efectiva por parte da ERSE quanto à formação dos preços em mercado e o acompanhamento das estratégias de participação dos diversos agentes assentou na implementação de um sistema de informação específico, desenvolvido com base na prestação de serviços por um consultor tecnológico e na definição das directrizes de funcionamento pela própria ERSE. Este sistema encontra-se já em fase de produção, permitindo a elaboração de análises de evolução do mercado e da participação dos agentes, em particular dos agentes portugueses.

De todo o modo, dado o carácter crescentemente integrado dos desenvolvimentos sectoriais em Portugal e Espanha, uma parte significativa da análise da formação dos preços e/ou do comportamento dos agentes depende do conhecimento do funcionamento dos mercados nacionais, razão pela qual a ERSE valoriza muito decisivamente as interacções com a CNE, no sentido de melhor enquadrar os factos suscitados.

Este facto suscita a existência de uma maior cooperação entre o regulador sectorial português e espanhol em termos de supervisão de mercados com o intuito do melhor entendimento sobre o enquadramento que cada mercado nacional tem no âmbito do mercado integrado.

12.2 COORDENAÇÃO DAS AUTORIDADES DE SUPERVISÃO

A parte III do Acordo de Santiago de Compostela (Quadro 12.1), dedicada à concepção dos mecanismos de regulação, consulta, supervisão e gestão, estabelece no seu artigo 10.º: “A supervisão dos mercados

definidos no âmbito do MIBEL realizar-se-á pelas entidades de supervisão da Parte em que estes se constituam, de acordo com a respectiva legislação para esta matéria".

Como referido, as competências de cada autoridade de supervisão não foram alteradas, exercendo cada autoridade as suas competências naturais.

Consequentemente, a constituição do mercado associado a cada *pólo* (espanhol-spot e português-a prazo) é aprovada pelo país onde ele se insere, competindo a sua supervisão ao correspondente regulador nacional.

Todavia, da própria natureza ibérica do mercado (e conseqüente carácter transnacional) surge a necessidade de cooperação internacional na supervisão do MIBEL. A necessária interconexão entre o mercado à vista (*spot*) e o mercado a prazo obriga ao exercício em conjunto da actividade de supervisão, não se coadunando com uma mera divisão das competências entre as diversas autoridades. Entrecortando-se os planos financeiro e sectorial, bem como ambos os planos nacionais, a tomada em comum das decisões implica necessariamente o recurso a uma estrutura mínima de coordenação e actuação conjunta, a qual foi prevista desde o momento da criação do mercado, intitulada *Conselho de Reguladores do MIBEL* (CR MIBEL).

Como não poderia deixar de ser, a construção do edifício do CR MIBEL tem de ser efectuada com recurso à cooperação internacional e implica necessariamente a partilha de informação, por vezes não pública, tal como exigido pelo ponto V.1, sendo garantida a sua confidencialidade pelo ponto V.2 – ambos do Regulamento Interno do CR MIBEL, assinado em Lisboa a 30 de Janeiro de 2006 e alterado em Lisboa a 10 de Dezembro de 2007. Tal partilha de informação é possibilitada, num esquema de reciprocidade¹³⁰, devendo entender-se que o Acordo de Santiago ao impor obrigatoriamente a prossecução de um fim (supervisão harmonizada do mercado eléctrico Ibérico), permite a utilização dos meios para tal indispensáveis (cooperação entre as autoridades de supervisão integrantes do CR MIBEL).

O equilíbrio entre o exercício nacional pela autoridade naturalmente competente e a referida necessidade de coordenação, pelo CR MIBEL, é atingido através da criação de uma cultura comum de supervisão, e, especificamente nos casos de aplicação de sanções e aprovação de regras, através de pareceres prévios ao acto da autoridade administrativa. Estes pareceres não são juridicamente vinculativos, mas possuem elevada força persuasiva.

Quadro 12.1 Parte III do Acordo de Santiago de Compostela

Artigo 10.º. Supervisão.

¹³⁰ No que concerne à CMVM, pelo constante dos artigos 376.º ss. do Código dos Valores Mobiliários.

1. São entidades de supervisão do MIBEL, por parte de Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão dos Mercados de Valores Mobiliários (CMVM) e, por parte de Espanha, a Comissão Nacional da Energia (CNE) e a Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV).
2. A supervisão dos mercados definidos no âmbito do MIBEL realizar-se-á pelas entidades de supervisão da Parte em que eles se constituam, de acordo com a respectiva legislação para esta matéria.
3. As entidades de supervisão dos mercados desempenharão as suas funções no MIBEL de forma coordenada.
4. As Partes promoverão a celebração de memorandos de entendimento entre as autoridades de supervisão competentes, no âmbito de aplicação do MIBEL.

Artigo 11.º Conselho de Reguladores.

1. As Partes procederão à criação do Conselho de Reguladores, integrado por representantes da ERSE, da CNE, da CMVM e da CNMV.
2. O Conselho de Reguladores terá as seguintes funções:
 - a) Acompanhamento da aplicação e desenvolvimento do MIBEL;
 - b) Dar parecer prévio, obrigatório e não vinculativo, à aplicação de sanções por infracções muito graves, no âmbito do MIBEL, a acordar entre as Partes.
 - c) Coordenação da actuação dos seus membros no exercício das suas competências de supervisão do MIBEL.
 - d) Emissão de pareceres coordenados sobre propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL ou da sua modificação e sobre os regulamentos propostos pelas sociedades gestoras dos mercados que se constituam.
 - e) Quaisquer outras que sejam acordadas pelas Partes.

Artigo 12.º Comité de agentes de mercado.

As sociedades gestoras poderão criar, para os respectivos mercados, *comités* de agentes de mercado, como órgãos consultivos.

Artigo 13.º Comité de Gestão Técnica e Económica do MIBEL.

As Partes criarão um Comité de Gestão Técnica e Económica do MIBEL, integrado por representantes dos operadores dos sistemas e dos mercados, para gerir, de forma adequada, a comunicação e o fluxo de informação necessários entre os vários operadores, bem como para facilitar a gestão corrente das suas actividades.

Aprovação das regras do mercado

As regras emitidas pelas entidades gestoras de mercados e sistemas estão sujeitas a aprovação do CR MIBEL¹³¹, através da emissão de um parecer prévio não vinculativo.

Dada a natural exigência de celeridade na aprovação das regras foi instituído um procedimento simplificado de aprovação de regras (*fast track procedure*). Este procedimento expedito não é aplicável a todas as propostas de criação ou alteração de regras.

Deste modo, e para efeitos de aprovação pelo CR MIBEL, as regras são divididas em três categorias ou níveis, correspondendo o Nível 1 e 2 às regras que são objecto deste processo expedito de aprovação, e sendo as regras de Nível 3 apenas passíveis de aprovação em reunião presencial do CR MIBEL.

¹³¹ Art.º 11.º do Acordo de Santiago.

São assim reservadas para aprovação em reunião presencial do CR MIBEL as regras que afectam a fisionomia e a substância do mercado ou sistemas, a saber, as regras que versam as seguintes matérias:

- a) Natureza jurídica da entidade gestora e do mercado;
- b) Transparência do mercado;
- c) Admissão à negociação de contratos com características distintas dos actualmente transaccionados, nomeadamente com natureza jurídica distinta (ex.: opções) ou com um activo subjacente diverso da electricidade (ex.: gás natural, licenças de emissão de CO₂);
- d) Política de gestão de garantias e contraparte central;
- e) Mecanismos de protecção da negociação em vigor;
- f) Incumprimentos das disposições regulamentares;
- g) Prestação de informação aos investidores, agentes do mercado e entidades supervisoras.

As outras matérias (regras de natureza meramente operacional, técnica ou de detalhe) são objecto do procedimento expedito de aprovação (*fast track procedure*).

Assim, quando a CNE ou a CMVM recebem um pedido de aprovação de regras, analisam-no e qualificam-no numa das três categorias referidas, enviando-o, no caso de pedidos relativos a regras de Nível 1 ou 2, para os restantes membros do Comité Técnico do CR MIBEL com expressa menção da qualificação e breve análise.

As regras de Nível 2 (operacionais ou técnicas) são aprovadas por não oposição dos Presidentes a exercer nos 10 dias (corridos) subsequentes à recepção do pedido enviado pela CNE ou CMVM.

As regras de Nível 1¹³², são aprovadas por não oposição pelos outros membros do Comité Técnico a exercer nos 10 dias (corridos) subsequentes à recepção do pedido enviado pela CNE ou CMVM.

A oposição manifestada no âmbito de um procedimento de Nível 1 ou 2 implica a sujeição do pedido de aprovação de regras a um procedimento de Nível superior.

Articulação entre os Governos e o CR MIBEL

Nas suas comunicações com os governos de Portugal e de Espanha, e dentro do âmbito normativo do MIBEL, as entidades reguladoras que integram o CR actuarão sempre de forma coordenada e conjunta,

¹³² Integram o denominado Nível da regulamentação do MIBEL as regras atinentes ao calendário de negociação, às datas de entrega dos contratos de instrumentos financeiros derivados, às fases e horários da sessão de negociação, e as alterações derivadas da publicação da Ordem ITC ou do Despacho do Director Geral de Energia sobre a obrigação dos distribuidores ou comercializadores de último recurso participarem nos leilões.

mediante carta ou circular subscrita ou autorizada pelos quatro membros ao mais alto nível de representação.

A evolução posterior deste sistema deverá ter em conta a assimetria de competências entre os reguladores sectoriais energéticos espanhol e português¹³³. Existem e existirão situações em que a repartição diferente de competências por um e outro país levará a que, para efeitos de sancionamento de uma determinada disposição, o interlocutor natural da ERSE seja o Ministério espanhol. Também nesses casos, e em particular nesses casos, os membros do CR confirmam o seu compromisso de actuar de forma coordenada e conjunta no seu contacto com os executivos de ambos os países.

Coordenação com as Autoridades de Concorrência

Em sede de concorrência, o enquadramento legal dos sectores energéticos impõe à regulação sectorial o dever de acompanhar a concorrência nos mercados regulados, designadamente no mercado eléctrico. A actuação das autoridades sectoriais engloba uma perspectiva de regulação ex-ante, em que se procura actuar mais especificamente no desenho industrial do sector, bem como um quadro de actuação ex-post, em que se segue a actuação dos diversos agentes em mercado.

A institucionalização das autoridades transversais para a concorrência, desde logo como consequência do normativo europeu nesta matéria, veio acarretar a necessidade de criar um quadro institucional de cooperação e de coordenação entre as autoridades sectoriais no sector da energia e as autoridades transversais para a concorrência.

No quadro desta articulação de reguladores, o enquadramento legal existente actualmente em Portugal e Espanha é similar, existindo formalmente criadas nos dois países autoridades transversais para a concorrência (Comisión Nacional de la Competencia, em Espanha; Autoridade da Concorrência, em Portugal). De forma muito resumida, o quadro de cooperação e coordenação da regulação sectorial e da regulação transversal da concorrência estabelece:

- O dever de reporte, por parte da regulação sectorial às autoridades de regulação transversal da concorrência, de todas as práticas contrárias ao desenvolvimento da concorrência nos sectores regulados de que tenham conhecimento;

¹³³ De facto, um dos primeiros resultados da iniciativa regional do Sudoeste da Europa (South West ER)I foi uma “Análise dos procedimentos administrativos para alteração da legislação em vigor em cada país”, e entre as suas principais conclusões estão as seguintes (original em inglês):

- *O regulador espanhol (CNE) carece de poder executivo em comparação com os reguladores francês e português.*
- *Em particular, esta falta de poder executivo resulta em menos competências do regulador espanhol relativamente ao estabelecimento das tarifas de acesso e menos agilidade. A CNE é, também, o regulador com menos poderes na região relativamente a questões transfronteiriças, especialmente no domínio da aprovação de regras.*
- *Esta maior carga administrativa em Espanha pode resultar em atrasos indesejáveis quando houver necessidade de alterações legais.”*

- O dever de informação, por parte da regulação sectorial às autoridades de regulação transversal da concorrência, sobre as alterações de enquadramento legal e regulamentar dos sectores regulados que possam incidir em matérias de concorrência;
- O dever de consulta, por parte da regulação transversal da concorrência às autoridades de regulação sectorial, com carácter prévio mas não vinculativo, sobre a notificação e decisão de operações de concentração empresarial que abranjam entidades presentes nos sectores regulados;
- O dever de consulta, por parte da regulação transversal da concorrência às autoridades de regulação sectorial, com carácter prévio mas não vinculativo, sobre decisões de carácter sancionatório por parte das autoridades da concorrência e que abranjam entidades presentes nos sectores regulados.

A implementação deste quadro de cooperação e coordenação exige dos reguladores sectoriais o empenho de esforço e meios nas actividades de supervisão dos mercados regulados, desde logo para poderem ser detectadas práticas contrárias à concorrência e se poder efectuar uma análise crítica dos efeitos de operações de concentração que afectem a organização industrial do sector.

13 TRABALHOS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA

É objectivo deste capítulo, dar nota, embora sucinta, do trabalho desenvolvido pelos dois países, no âmbito da harmonização regulatória, referenciando a realização dos trabalhos subsequentes ao Plano de Compatibilização regulatória sem deixar de sublinhar a dinâmica introduzida pela revisão do Acordo de Santiago.

Tendo como base o Plano de Compatibilização Regulatória, anteriormente referido, em que os Governos identificaram um conjunto de acções destinadas a aprofundar a integração dos mercados energéticos, serão enunciadas e sucintamente caracterizadas, todas as acções definidas quer se tenham situado na esfera de intervenção exclusiva dos Governos quer tenham incorporado o contributo do Conselho de Reguladores do MIBEL, por solicitação dos Governos.

O Plano de Compatibilização Regulatória está centrado em seis áreas principais:

- Definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI.
- Reforço da articulação entre Operadores de Sistema.
- Definição das regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL.
- Incentivo à liberalização e definição do plano de convergência tarifária.
- Implementação de um mecanismo de gestão das interligações.
- Harmonização dos mecanismos de garantia de potência.

Do conjunto das seis áreas referidas, as duas primeiras integram acções cuja concretização decorre exclusivamente da iniciativa dos Governos, sendo que para as restantes a responsabilidade de desenvolvimento é atribuída em parte, pelos Governos, ao Conselho de Reguladores.

13.1 ACÇÕES DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA DA INTERVENÇÃO EXCLUSIVA DOS GOVERNOS

Neste ponto, referem-se acções cujo espectro se situa ao nível dos Operadores de Mercado e dos Operadores de Sistema.

13.1.1 DEFINIÇÃO DOS PRINCÍPIOS GERAIS DE ORGANIZAÇÃO E GESTÃO DO OMI E RESPECTIVO MODELO DE IMPLEMENTAÇÃO

Com o objectivo de prosseguir a implementação do modelo funcional e organizacional dos operadores de mercado do MIBEL, os Governos de Portugal e Espanha acordaram os princípios gerais para a integração das funções de gestão dos mercados a prazo e à vista no futuro Operador de Mercado Ibérico (OMI).

Os desenvolvimentos entretanto ocorridos, designadamente no âmbito da Cimeira de Braga e da Cimeira de Zamora conduziram a um realinhamento na concretização desta medida.

No caso da Cimeira de Braga, e no que respeita à revisão do acordado em Santiago de Compostela, foi registado "...novo avanço no processo de harmonização regulatória entre ambos os países criando, nomeadamente, as condições necessárias para o avanço na constituição do OMI".

Por outro lado, nas conclusões da Cimeira de Zamora refere-se que ".....permitiu constatar os avanços na integração do mercado da energia. Ambos os Governos acordaram a constituição definitiva do Operador do Mercado Ibérico através da integração dos dois organismos operadores, até 15 de Junho de 2009, e a criação de um grupo de trabalho conjunto para acompanhar este processo."

13.1.2 REFORÇO DA ARTICULAÇÃO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA

(i) Troca de participações entre a REE/REN

No sentido de consolidar os objectivos de forte articulação entre os Operadores de Sistema ibéricos, os Governos de Portugal e Espanha apoiam a realização de uma troca cruzada de participações do capital da REN e REE. A troca de participações já foi concretizada traduzindo-se, no caso da REE, em 5% do capital da REN e desta em 1% do capital da REE.

(ii) Reforço das interligações entre Portugal e Espanha

Os Governos de Portugal e Espanha solicitaram aos operadores de sistema REN e REE um plano acelerado de construção dos reforços de interligação com vista a reduzir significativamente as restrições e congestionamentos na interligação até Julho de 2008. Este plano encontra-se em execução, estando prevista a sua conclusão entre 2012 e 2014, ficando então disponíveis, 3000 MW de capacidade de interligação.

(iii) Reforço da articulação entre o OMI e os Operadores de Sistema

Com o objectivo de melhorar a articulação entre os diferentes mecanismos organizados de contratação previstos no MIBEL, os Governos de Portugal e Espanha acordaram autorizar a participação dos operadores de sistema (REN e REE) em cada uma das holdings accionistas em que se estrutura o OMI até um máximo de 10%. Na revisão do Acordo de Santiago levada a cabo na Cimeira de Braga está consagrada a autorização para esta participação.

13.2 ACÇÕES DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA PARTILHADAS PELOS GOVERNOS E CONSELHO DE REGULADORES

Para as quatro áreas em que se incluem solicitações, dos Governos, ao Conselho de Reguladores estrutura-se a informação separando para cada área as acções para as quais foi solicitada a intervenção daquele Conselho e aquelas que os Governos acordaram entre si desenvolver.

13.2.1 DEFINIÇÃO DAS REGRAS COMUNS PARA AUMENTAR A CONCORRÊNCIA NO MIBEL

➤ Com solicitação ao Conselho de Reguladores

(i) Conceito de Operador dominante e respectivas obrigações e limitações

Do conjunto de acções definidas no Plano de Compatibilização regulatória para a concretização deste objectivo, apenas a que respeitou ao conceito de operador dominante, respectivas obrigações e limitações foi alvo de solicitação ao Conselho de Reguladores, para apresentar proposta relativa à determinação anual dos agentes que verifiquem a condição de operador dominante.

Embora os trabalhos tenham decorrido, em grande parte, durante o ano de 2007, a proposta do Conselho de Reguladores acabaria por ser apresentada aos Governos de Portugal e Espanha já no início de 2008.

Esta matéria foi alvo de atenção no âmbito da revisão do Acordo de Santiago, tendo sido consagrado num novo artigo dedicado ao “ Fomento à concorrência “ do qual consta: (i) a condição de operador dominante; (ii) Limites e obrigações que poderão ser impostos aos operadores dominantes.

Ainda no âmbito do mesmo artigo, “O Conselho de Reguladores determinará, pelo menos com periodicidade anual, as entidades que verificam as condições para serem consideradas operadores dominantes”.

➤ Da responsabilidade dos Governos

(ii) Limitações à participação de terceiros nos mercados MIBEL

No sentido de promover a concorrência e o desenvolvimento de novos produtores e comercializadores de pequena dimensão, os Governos de Portugal e Espanha acordaram que uma sociedade que actue nos mercados como representante de outras entidades não poderá actuar simultaneamente por conta própria e por conta alheia.

Entende-se que uma sociedade actua por conta própria quando o grupo empresarial em que esteja integrada participe de forma directa ou indirecta em mais de 50% do capital da entidade representada.

(iii) Leilões de capacidade virtual

Sobre este tema, remete-se para o capítulo 5, onde se encontram tratados em detalhe os desenvolvimentos ocorridos no âmbito do mecanismo de cedência de capacidade.

(iv) Cessaçã dos Contratos de Aquisição de Energia

Com vista a aumentar a concorrência e o volume de energia a transaccionar no MIBEL o Governo de Portugal avançou, como acordado no âmbito do Plano, com a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia permitindo a entrada em funcionamento, em pleno, do mercado ibérico a partir de 1 de Julho de 2007.

Os Contratos de Aquisição de Energia remanescentes, pertencentes à Tejo Energia e à TURBOGÁS, são geridos pela REN Trading S.A., empresa do Grupo REN.

13.2.2 INCENTIVO À LIBERALIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO PLANO DE CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

➤ Com solicitação ao Conselho de Reguladores

(i) Convergência ao nível das tarifas de acesso

No que respeita às tarifas de acesso, de forma a garantir um custo de acesso harmonizado a nível ibérico, os Governos acordaram criar mecanismos de articulação e harmonização deste tipo de tarifas, em primeira instância a aplicar ao segmento dos grandes clientes de energia eléctrica.

Com esses objectivo, ambos os Governos decidiram solicitar ao Conselho de Reguladores uma proposta harmonizada de metodologia para o cálculo das tarifas de acesso cujo desenvolvimento e finalização deverá ocorrer até ao final do 1º semestre de 2009.

Na versão mais actualizada do Acordo, este objectivo mantém-se como prioritário, consagrando-se no artigo sobre a epígrafe “Harmonização Normativa” que “As Partes, mediante os acordos que considerem necessários, tenderão a harmonizar as respectivas estruturas de tarifas de último recurso e tarifas de acesso”.

(ii) Compatibilização dos procedimentos de mudança de comercializador

Para alcançar um nível efectivo de concorrência no MIBEL é importante que os consumidores possam fazer a sua escolha de comercializador de forma livre no espaço ibérico. Tendo em consideração que os Governos de Portugal e Espanha assumiram já a criação de entidades independentes para a mudança de comercializador, medida inovadora no contexto europeu, importa compatibilizar os procedimentos de mudança de comercializador e garantir a coordenação destas entidades. Nesse sentido foi solicitado ao Conselho para propor de forma harmonizada, os regulamentos e os procedimentos de mudança de comercializador a aprovar pelos Governos de cada país.

Dando resposta à solicitação que lhe foi feita, o Conselho de Reguladores enviou aos Governos de Portugal e Espanha em Outubro de 2008 uma proposta em que propõe uma abordagem gradual para a harmonização dos procedimentos de mudança de comercializador que tenha como ponto de partida um conjunto de princípios gerais comuns, designadamente os que são identificados pelo documento de Boas Práticas propostas pelo grupo de Reguladores de Electricidade e do Gás (ERGEG). No capítulo 2 é tratada com detalhe a abordagem constante da proposta apresentada.

➤ Da responsabilidade dos Governos

(iii) Calendário de adaptação das tarifas reguladas dos distribuidores/comercializadores de último recurso (CUR).

Com vista a fomentar um mercado liberalizado de âmbito ibérico, os Governos de Portugal e Espanha acordaram um calendário comum de eliminação das tarifas reguladas para incentivar o desenvolvimento do mercado liberalizado. Os Governos decidiram eliminar as tarifas reguladas em várias etapas que, de acordo com a revisão do Acordo de Santiago são as seguintes:

- A partir de 1 de Janeiro de 2010, apenas os clientes em baixa tensão terão disponível uma tarifa regulada de último recurso.

- A partir de 1 de Janeiro de 2011, apenas os clientes em baixa tensão com potência contratada inferior a 50 kVA terão disponível uma tarifa regulada de último recurso.

Em Espanha, posteriormente, as datas inicialmente previstas foram adiantadas: as tarifas integrais em alta tensão foram extintas em 1 de Julho de 2008 e as tarifas de último recurso existirão, a partir de 1 de Julho de 2009, apenas para os clientes em baixa tensão com potência contratada até 10 kW.

(iv) Contratos de interruptibilidade e compensação de energia reactiva

No sentido de garantir uma progressiva convergência dos modelos tarifários dos sistemas português e espanhol, os Governos acordaram que os mecanismos de contratos de interruptibilidade e compensação da energia reactiva deverão ser harmonizados. Este objectivo foi reiterado na revisão do Acordo de Santiago ao consagrar, no novo artigo 9º sobre “Harmonização normativa: ” As Partes comprometem-se a conseguir gradualmente a harmonização no que se refere a serviços de interruptibilidade e compensação de energia reactiva, assim como a pagamentos por capacidade”.

(v) Mecanismos comuns de aquisição de energia pelos distribuidores /comercializadores de último recurso

Os Governos de Portugal e Espanha acordaram as bases para a definição do modelo de aquisição de energia para os Distribuidores/Comercializador de Último Recurso (CUR). No capítulo 5, dedicado “Mecanismos de contratação de energia” é abordado, com detalhe, os desenvolvimentos ocorridos neste âmbito.

13.2.3 HARMONIZAÇÃO DOS MECANISMOS DE GARANTIA DE POTÊNCIA

➤ Com solicitação ao Conselho de Reguladores

O mecanismo de garantia de abastecimento proposto pelo Conselho de Reguladores e entregue aos Governos em Maio de 2007, visa criar condições favoráveis à garantia de abastecimento de energia eléctrica na Península Ibérica, sendo constituído por duas componentes:

a) Incentivo à fiabilidade do abastecimento de energia eléctrica.

b) Procedimento para assegurar uma margem pré-definida de reserva, no caso do mercado, por si só, e o incentivo à fiabilidade do abastecimento de energia eléctrica, não assegurarem a instalação de suficiente capacidade de produção.

O incentivo à fiabilidade do abastecimento de energia eléctrica é composto por duas componentes: um incentivo à disponibilidade das centrais de produção e um incentivo ao investimento.

O incentivo à disponibilidade das centrais de produção corresponderá a um pagamento igual, por unidade de energia consumida, em Portugal e Espanha. Os produtores receberão este incentivo em função da capacidade firme atribuída a cada instalação. Caso se verifique incumprimento na disponibilização da capacidade firme atribuída está prevista a aplicação de penalizações aos produtores.

O incentivo ao investimento poderá assumir valores distintos em Portugal e Espanha enquanto se verificarem restrições na interligação entre os dois países que não permitam considerar que a margem de reserva é igual nos dois lados da interligação. Esta componente do incentivo à fiabilidade relativa ao investimento é garantida aos produtores nos primeiros anos de instalação, para um período pré-definido.

Os critérios que presidiram à elaboração da proposta do Conselho de Reguladores foram os seguintes:

a) Estabilidade regulatória

Estabilidade do mecanismo de garantia de abastecimento, assegurando sinais estáveis aos potenciais investidores.

b) Racionalidade económica e desenvolvimento de mecanismos de mercado.

Tendo como ponto de partida o mecanismo de garantia de potência em vigor em Espanha são introduzidas novos elementos que lhe concedem racionalidade económica e o aproximam de um funcionamento com menor intervenção regulatória.

c) Transparência regulatória

O mecanismo pretende garantir o abastecimento no sistema ibérico mediante uma metodologia transparente, objectiva e coerente em dois planos complementares: pretende por um lado, criar um verdadeiro incentivo para que os produtores maximizem a sua disponibilidade quando o sistema dela necessita, e por outro, fornecer um sinal ao investimento eficaz, claro e estável

No quadro do Acordo que revê o Acordo de Santiago, o objectivo da harmonização é consagrado quando no novo artigo 9º “Harmonização regulatória” se refere no nº. 7

“As Partes comprometem-se a conseguir gradualmente a harmonização no que se refere a serviços de interruptibilidade e compensação de energia reactiva, assim como a pagamentos por capacidade.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1-1	Evolução da potência líquida disponível em Espanha por tipo de tecnologia (2006-2008).....	19
Figura 2.1-2	Evolução da produção de electricidade em Espanha por tipo de tecnologia (2006-2008).....	20
Figura 2.1-3	Quotas dos principais grupos empresariais no total da potência líquida disponível em Espanha.....	21
Figura 2.1-4	Quotas dos principais grupos empresariais como vendedores no mercado grossista de produção (diário e bilaterais) em Espanha.....	22
Figura 2.1-5	Evolução das quotas empresariais por tecnologia em termos de potência (2006-2008).....	23
Figura 2.1-6	Evolução das quotas empresariais por tecnologia em termos de produção (2006-2008).....	24
Figura 2.1-7	Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tecnologia e capacidade instalada	25
Figura 2.1-8	Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por agente e capacidade instalada	27
Figura 2.1-9	Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tecnologia e energia produzida	28
Figura 2.1-10	Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias	29
Figura 2.1-11	Concentração na produção em termos de capacidade instalada	30
Figura 2.1-12	Quotas de energia produzida por agente	31
Figura 2.1-13	Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias	32
Figura 2.1-14	Concentração na produção em termos de produção de energia eléctrica	33
Figura 2.1-15	Evolução da oferta por segmento de mercado (Março de 2007 a Dezembro de 2008).....	35
Figura 2.1-16	Evolução das quotas empresariais no segmento dos contratos bilaterais físicos	36
Figura 2.1-17	Evolução das quotas empresariais no segmento do mercado diário.....	36
Figura 2.1-18	Composição da oferta de contratos bilaterais por tecnologia de produção*	37
Figura 2.1-19	Composição da oferta no mercado diário por tecnologia de produção*	38
Figura 2.1-20	Oferta por segmento de mercado.....	39
Figura 2.1-21	Composição relativa da oferta de bilaterais	40
Figura 2.1-22	Composição relativa da oferta em mercado spot por agente	41
Figura 2.1-23	Composição relativa da oferta em mercado spot por tecnologia	42
Figura 2.1-24	Participação dos principais grupos empresariais como compradores no mercado grossista (diário e bilaterais) em Espanha	43
Figura 2.1-25	Evolução da procura por segmento de mercado (Março de 2007-Dezembro de 2008).....	44
Figura 2.1-26	Evolução das quotas dos principais grupos empresariais como compradores no segmento de contratos bilaterais.....	45
Figura 2.1-27	Evolução das quotas dos principais grupos empresariais como compradores no segmento do mercado diário	46

Figura 2.1-28 Procura por segmento de mercado grossista	47
Figura 2.1-29 Composição relativa da procura em mercado spot por agente	48
Figura 2.1-30 Composição relativa da procura em contratação bilateral por agente	49
Figura 2.1-31 Espanha: calendário de liberalização	50
Figura 2.1-32 Evolução da participação da procura no mercado liberalizado (Janeiro 1998-Março 2009)	52
Figura 2.1-33 Evolução da participação da procura no mercado liberalizado por tipo de consumidor (sistema peninsular, Janeiro 1998-Fevereiro 2009)	53
Figura 2.1-34 Calendário de liberalização em Portugal	55
Figura 2.1-35 Evolução do Mercado Liberalizado em Portugal Continental (consumo no ML)	56
Figura 2.1-36 Evolução do Mercado liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML)	57
Figura 2.1-37 Repartição da energia consumida por categoria de consumidor (2004-2008)	60
Figura 2.1-38 Caracterização da procura por tipo de consumidor	61
Figura 2.1-39 Quotas de mercado na comercialização livre	67
Figura 2.1-40 Caracterização da procura por segmento de mercado	68
Figura 2.2-1 Simulação do efeito de existência de bilaterais sobre o declive da curva de oferta em mercado	75
Figura 2.2-2 Posição líquida dos principais grupos empresariais	77
Figura 2.4-1 Preço médio de compra dos distribuidores no mercado de produção: preço previsto versus preço real	85
Figura 2.4-2 Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento dos consumidores domésticos	87
Figura 2.4-3 Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento das PME	88
Figura 2.4-4 Evolução das quotas de mercado dos principais comercializadores no mercado liberalizado correspondente ao segmento dos consumidores industriais	89
Figura 3.1-1 Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha e em Portugal	95
Figura 3.1-2 Evolução da tecnologia marginal no mercado diário em Espanha e em Portugal	97
Figura 3.1-3 Evolução do preço médio aritmético do mercado diário na zona espanhola e portuguesa e do spread Portugal-Espanha	98
Figura 3.1-4 Perfil horário médio do preço do mercado diário Portugal-Espanha	99
Figura 3.1-5 Sistema espanhol: evolução da produção das tecnologias no Programa Base de Funcionamento	99
Figura 3.1-6 Sistema português: evolução da produção das tecnologias no Programa Base de Funcionamento	100
Figura 3.1-7 Preço do mercado diário hora 5 – 2/4/2009 do MIBEL	102
Figura 3.1-8 Preço do mercado diário hora 4 – 2/4/2009 em Espanha (esq.) e em Portugal (dir.)	103
Figura 3.1-9 Alguns exemplos de actuação no Mercado Intradiário (agente produtor)	104
Figura 3.1-10 Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL	104
Figura 4.1-1 Esquema de participações do OMIP	112
Figura 4.1-2 Esquema de participações da OMIClear	114
Figura 4.3-1 Evolução da negociação, em leilão e contínuo [MWh]	121

Figura 4.3-2	Evolução da negociação em leilão, contínuo e OTC registada no OMIP	122
Figura 4.3-3	Evolução da negociação em leilão, por prazo de contratação [MWh]	123
Figura 4.3-4	Evolução da negociação em contínuo, por prazo de contratação [MWh].....	123
Figura 4.3-5	Leilões obrigatórios vs Leilões em mercado [MWh].....	124
Figura 4.3-6	Evolução da negociação em leilão [MWh]	125
Figura 4.3-7	Evolução da negociação OTC registada em mercado [MWh]	125
Figura 4.3-8	Desagregação da negociação por modalidade [MWh]	126
Figura 5.1-1	Evolução das aquisições em leilão OMIP por maturidade Energia em liquidação	129
Figura 5.1-2	Evolução do preço médio mensal em leilão no OMIP e no mercado spot (OMEL).....	130
Figura 5.2-1	Potência objecto de leilão (MWq) nos leilões VPP	137
Figura 5.2-2	Potência cedida aos compradores através dos leilões de emissões primárias de energia, por período de entrega	139
Figura 5.2-3	Colocação de capacidade nos leilões VPP	149
Figura 5.2-4	Exercício dos VPP	151
Figura 5.2-5	Preço spot para Portugal e spread diário de VPP.....	152
Figura 5.2-6	Destino da energia subjacente aos VPP	153
Figura 5.3-1	Compras horárias dos distribuidores espanhóis (1-Jul-07 a 30-Jun-09)*	159
Figura 5.3-2	Preço médio diário no OMIE e preço de liquidação trimestral dos leilões CESUR	161
Figura 6.1-1	Banda de reserva secundária atribuída, por tecnologia, em 2008.....	166
Figura 6.1-2	Preço médio ponderado da banda de reserva secundária, em 2008	166
Figura 6.1-3	Energia de regulação face à energia transaccionada, em 2008.....	167
Figura 6.1-4	Energia de regulação total face à energia transaccionada, em 2008	167
Figura 6.1-5	Energia de reserva de regulação, em 2008	168
Figura 6.1-6	Preços médios ponderados mensais, em 2008	168
Figura 6.2-1	Vinculação entre os preços das reservas secundária e terciária.....	171
Figura 6.2-2	Repercussão dos serviços de ajuste do sistema no preço final médio.....	172
Figura 6.2-3	Energia gerida nos mercados de serviços de ajuste do sistema	173
Figura 6.2-4	Desvios líquidos medidos	174
Figura 8.1-1	Interligação: capacidades actuais e situação prevista em 2014	185
Figura 8.1-2	Evolução e projecção da capacidade de interligação em ambos os sentidos, e percentagem dessa capacidade referida à ponta da procura (de Portugal)	186
Figura 8.1-3	Alqueva-Balboa (ramal espanhol): alternativas de traçado de impacto baixo e de impacto mínimo, com indicação de áreas com diferentes graus de protecção ambiental	187
Figura 8.2-1	Capacidade disponível e utilizada na interligação Portugal-Espanha	189
Figura 8.2-2	Rendas de congestionamento e percentagem de associação derivada do market splitting no mercado diário.....	190
Figura 8.3-1	Acções coordenadas de balanço realizadas na interligação Espanha-Portugal	191
Figura 8.3-2	Acções coordenadas de balanço realizadas na interligação Espanha-Portugal (2)	192
Figura 9.1-1	Evolução do regime especial por tecnologia em termos de energia.....	194

Figura 9.1-2 PRE — Contribuição para a energia produzida no Sistema Eléctrico Nacional	195
Figura 9.1-3 PRE — Contribuição para a potência Instalada no Sistema Eléctrico Nacional.....	195
Figura 9.1-4 Evolução dos preços médios por tecnologia.....	197
Figura 9.2-1 Espanha: Evolução da produção de energia em regime especial	198
Figura 9.2-2 Espanha: participação no mercado a nível de capacidade instalada	199
Figura 9.2-3 Espanha: Retribuição tarifária (RD 436/2004) vs. Retribuição de acordo com o mercado (preço médio de retribuição total) - Limites máximo e mínimo para a energia eólica (RD 661/2007).....	200
Figura 11.1-1 Calendarização dos planos de indisponibilidades.....	207
Figura 11.1-2 Plano anual de manutenção programada dos centros electroprodutores	208
Figura 11.1-3 Indisponibilidades da Rede de Transporte no 1º trimestre de 2008	209
Figura 11.1-4 Informação contida no relato diário da exploração	209
Figura 11.1-5 Informação contida na estatística diária	210
Figura 11.1-6 Produção, taxa de disponibilidade e utilização do parque térmico (Dezembro 2008) ...	210
Figura 11.1-7 Taxa de disponibilidade dos elementos da rede de transporte.....	211
Figura 11.1-8 Informação sobre condições do mercado de electricidade	211
Figura 11.2-1 Potência disponível por ano móvel.....	214
Figura 11.2-2 Comportamento do equipamento térmico	215
Figura 11.2-3 Curva monótona de indisponibilidade do equipamento térmico	215

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1	Evolução das quotas empresariais na totalidade do mercado retalhista da electricidade, a nível de energia fornecida.....	62
Tabela 2.2	Evolução das quotas empresariais no submercado de fornecimento de electricidade a clientes domésticos e a pequenos comerciantes, a nível de energia fornecida.....	63
Tabela 2.3	Evolução das quotas empresariais no submercado fornecedor de electricidade a PME, a nível de energia fornecida	64
Tabela 2.4	Evolução das quotas empresariais no submercado fornecedor de electricidade a grandes clientes industriais, a nível de energia fornecida.....	64
Tabela 2.5	Quotas de fidelização e perda de energia associada por distribuidor em 31 de Dezembro de 2008	65
Tabela 2.6	Composição das compras por agente e segmento de mercado.....	71
Tabela 2.7	Contratos bilaterais físicos* no mercado espanhol dos principais grupos empresariais	72
Tabela 2.8	Simulação ilustrativa do preço do mercado diário mediante o modelo ENERGEIA segundo diferentes hipóteses de fornecimento dos contratos bilaterais	74
Tabela 4.1	Desagregação da negociação para o período de Jul.06 a Mar.09	117
Tabela 5.1	Leilões de emissões primárias de energia no quadro do Real Decreto 1634/2006	132
Tabela 5.2	Leilões de emissões primárias de energia no quadro do Real Decreto 324/2008 e da Resolução da SGE, de 13 de Maio de 2008	133
Tabela 5.3	Potência cedida aos compradores relativamente à potência instalada dos licitadores em leilões VPP	138
Tabela 5.4	Potência leiloada e adjudicada nos cinco leilões referidos no Real Decreto 1634/2006, por produto	141
Tabela 5.5	Prémio da opção, preço de exercício e preço total da energia (prémio da opção mais preço de exercício) dos cinco leilões do Real Decreto 1634/2006, por produto ...	141
Tabela 5.6	Potência leiloada e adjudicada nos dois leilões referidos no Real Decreto 324/2008, por produto	142
Tabela 5.7	Prémio da opção, preço de exercício e preço total da energia (prémio da opção mais preço de exercício) dos dois leilões do Real Decreto 324/2008, por produto.....	142
Tabela 5.8	Horas de exercício óptimo das opções adjudicadas nos primeiros seis leilões de emissões primárias de energia.....	143
Tabela 5.9	Resumo do VPP 1	147
Tabela 5.10	Resumo do VPP 2	147
Tabela 5.11	Resumo do VPP 3	148
Tabela 5.12	Resumo do VPP 4	148
Tabela 5.13	Resultados dos oito primeiros leilões CESUR	158
Tabela 5.14	Procura trimestral dos distribuidores espanhóis* e peso dos leilões CESUR na procura agregada	160
Tabela 6.1	Energia produzida nos serviços de ajuste do sistema	173
Tabela 7.1	Quotas para a retribuição do OMIE com base nas tarifas integrais e de acesso espanholas: 1998-2009	178
Tabela 7.2	Evolução da remuneração estimada e das receitas reais de OMIE (1998-2008)	179

Tabela 7.3	Evolução da conta de perdas e ganhos do OMIE (2003-2008)	180
Tabela 7.4	MWh mínimos obrigatórios de aquisição obrigatória nos leilões realizados no mercado a prazo do MIBEL (de Jul.06 a Mar.09)	182
Tabela 7.5	Comissões no mercado a prazo do MIBEL	183

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 5.1	Enquadramento normativo dos leilões obrigatórios	127
Quadro 8.1	Alqueva-Balboa como best practice	187
Quadro 10.1	Directiva 2009/29/CE “Comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa” (excertos).....	201
Quadro 11.1	Comunicação das indisponibilidades da rede de transporte em Espanha	215
Quadro 12.1	Parte III do Acordo de Santiago de Compostela	225